



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

LUCAS GINEZ LEÃO OLIVEIRA

**MODELO MATEMÁTICO PARA O DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UMA
MICRORREDE PARA SUPRIR A DEMANDA DE SERVIÇOS AUXILIARES DE
SUBESTAÇÕES EM PERÍODOS DE FALHAS**

Ilha Solteira

2022

LUCAS GINEZ LEÃO OLIVEIRA

**MODELO MATEMÁTICO PARA O DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UMA
MICRORREDE PARA SUPRIR A DEMANDA DE SERVIÇOS AUXILIARES DE
SUBESTAÇÕES EM PERÍODOS DE FALHAS**

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

2022

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

O48m Oliveira, Lucas Ginez Leão.
Modelo matemático para o dimensionamento ótimo de uma microrrede para suprir a demanda de serviços auxiliares de subestações em períodos de falhas / Lucas Ginez Leão Oliveira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2022
42 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2022

Orientador: John Fredy Franco Baquero
Inclui bibliografia

1. Energia fotovoltaica. 2. Modelagem matemática. 3. Microrrede. 4. Sistema de armazenamento.


Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Divisão Técnica de Biblioteca e Documentação
CDD 8 - 999



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Modelo matemático para o dimensionamento ótimo de uma microrrede para suprir a demanda de serviços auxiliares de subestações em período de falhas.

AUTOR: LUCAS GINEZ LEÃO OLIVEIRA

ORIENTADOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

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

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

Prof. Dr. JOSÉ FRANCISCO RESENDE DA SILVA (Participação Virtual)
Coordenadoria de Curso de Engenharia de Energia / Campus Experimental de Rosana - UNESP

Prof. Dr. MARINA LAVORATO DE OLIVEIRA (Participação Virtual)
Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologia / Pontifícia Universidade Católica de Campinas

Ilha Solteira, 04 de fevereiro de 2022

RESUMO

As subestações são fundamentais para a operação dos sistemas elétricos de potência, para controle da tensão e do fluxo de potência. É necessário que se mantenha constante a alimentação de seus sistemas auxiliares que por sua vez permitem uma correta operação das subestações. Os sistemas de *backup* dos sistemas auxiliares das subestações são construídos comumente a partir de grupos geradores a diesel, terciário de transformador e redes de distribuição. Neste trabalho, apresenta-se um sistema de *backup* alternativo construído a partir de microrredes híbridas compostas por sistemas de geração fotovoltaica e armazenamento por baterias. Devido ao alto custo dos componentes da microrrede, é necessário que seja efetuado um correto dimensionamento da geração (número de painéis fotovoltaicos) e do sistema de armazenamento (número de baterias); além disso, critérios econômicos e de robustez devem ser considerados para diminuir ao máximo a indisponibilidade dos serviços auxiliares. Nesse contexto, este trabalho propõe um modelo de programação linear inteira mista para o dimensionamento ótimo de uma microrrede visando o menor custo de investimento; uma multa é aplicada à indisponibilidade do sistema, calculada avaliando um conjunto de cenários de falha e perfis diferentes de geração fotovoltaica. Testes realizados em um caso de estudo, utilizando diferentes valores de investimento para obter componentes de uma microrrede, permitiram definir o dimensionamento ótimo do número de painéis fotovoltaicos e de baterias. Verificou-se também que, conforme se aumenta o valor disponível para aquisição dos componentes da microrrede, menores são os impactos econômicos por multas. Assim, o aumento do investimento permite a aquisição de mais baterias; portanto, o sistema de *backup* (ou a microrrede híbrida) tornam-se menos sensíveis à intermitência inerente à geração solar fotovoltaica.

Palavras-Chave: energia fotovoltaica; modelagem matemática; microrrede; sistemas de armazenamento.

ABSTRACT

Substations are essential for the operation of electrical power systems, for controlling voltage and power flow. Therefore, it is necessary to keep the supply of its auxiliary systems constant, which in turn allows for a correct operation of the substations. Backup systems for substation auxiliary systems are commonly built from diesel generator sets, tertiary transformer and distribution networks. In this work, an alternative backup system, built from hybrid microgrids composed of photovoltaic generation and battery storage systems, is presented. However, due to the high cost of the microgrid components, it is necessary to correctly dimension the generation (number of photovoltaic panels) and the storage system (number of batteries); furthermore, economic and robustness criteria are considered to minimize the unavailability of ancillary services. In this context, this work researches a mixed integer linear programming model for the optimal design of a microgrid at the lowest investment cost; a fine is applied to the unavailability of the system, measured by evaluating a set of fault scenarios and different profiles of photovoltaic generation. Tests carried out in a case study, using different investment values to obtain components of a microgrid, allowing to define the optimal dimensioning of the number of photovoltaic panels and batteries. It was also found that, as the amount available for the acquisition of micro-grid components increases, the economic impacts of fines will be lower. This, therefore, the increase in investment allows the acquisition of more batteries; therefore, the backup system (or a hybrid microgrid) becomes less sensitive to the intermittency inherent in solar photovoltaic generation.

Keywords: mathematical modeling; microgrid; storage systems; photovoltaic energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama operacional da microrrede.	16
Figura 2. Densidade de probabilidade da distribuição normal.	21
Figura 3. Perfis de geração fotovoltaica.	22
Figura 4. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 10.000 USD no cenário 95.	24
Figura 5. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 40.000 USD no cenário 95.	26
Figura 6. Energia nas baterias para limite de investimento de 80.000 USD no cenário 95.	28
Figura 7. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 10.000 USD no cenário 239.	30
Figura 8. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 40.000 USD no cenário 239.	32
Figura 9. Energia nas baterias para limite de investimento de 80.000 USD no cenário 239.	34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações do painel fotovoltaico.	22
Tabela 2. Resultados para o modelo matemático.	23
Tabela 3. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 10.000 USD no cenário 95.	25
Tabela 4. Operação da microrrede para limite de investimento de 40.000 USD no cenário 95.	27
Tabela 5. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 80.000 USD no cenário 95.	29
Tabela 6. Operação da microrrede para limite de investimento de 10.000 USD no cenário 239.	31
Tabela 7. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 40.000 USD no cenário 239.	33
Tabela 8. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 80.000 USD no cenário 239.	35

LISTA DE SÍMBOLOS

Índices

e	Momento final da falha.
i	Momento inicial da falha.
k	Índice dos perfis de geração.
s	Índice dos cenários de falhas.
t	Índice de períodos.

Parâmetros

σ	Quantidade de perfis.
ϑ	distribuição normal.
τ	Taxa de desconto.
Δt	Intervalo de tempo.
η	Eficiência de descarga da bateria.
C_b	Custo do módulo de bateria.
C_m	Custo de manutenção.
C_n	Capacidade nominal da bateria.
C_{PV}	Custo do painel fotovoltaico.
DoD	Limite de descarga da bateria.
$G_{s,t,k}$	Irradiação solar no cenário s , período t , perfil de geração k .
I_{MPPT}	Corrente no ponto de máxima geração.
$I_{s,t,k}^c$	Corrente no painel fotovoltaico no cenário s , período t , perfil de geração k .
K_t	Coeficiente de temperatura para a corrente.
K_v	Coeficiente de tensão.
N_{ot}	Temperatura de operação nominal.
P_r	Potência demandada pelos serviços auxiliares,
$prob_s$	Probabilidade de falhas no cenário s .
$prob_k$	Probabilidade dos perfis de geração k .
$PV_{s,t,k}$	Geração fotovoltaica total no cenário s , período t , perfil de geração k .
$PV_{s,t,k}^u$	Geração de um painel fotovoltaico no cenário s , período t , perfil de geração k .
T_a	Temperatura ambiente.
$T_{s,t,k}^c$	Temperatura da célula fotovoltaica no cenário s , período t , perfil de geração k .

V_{MPPT} Tensão no ponto de máxima geração.

$V_{s,t,k}^c$ Tensão no painel fotovoltaico no cenário s , período t , perfil de geração k

Variáveis

β Tempo indisponível [h].

ω Multa resultante [US\$].

$b_{s,t,k}$ Variável binária de estado da microrrede no cenário s , período t , perfil de geração k

$E_{s,t,k}^b$ Energia armazenada na bateria no cenário s , período t , perfil de geração k ;

M Multa por indisponibilidade [US\$/s].

N_b Quantidade de baterias.

N_{PV} Quantidade de painéis fotovoltaicos.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	OBJETIVOS	14
1.2	CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA.....	14
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	15
2	MODELO MATEMÁTICO PARA O DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DA MICRORREDE NA SUBESTAÇÃO.....	16
2.1	RESTRIÇÕES.....	17
3	TESTES E RESULTADOS.....	21
4	CONCLUSÕES	36
	REFERÊNCIAS	38
	ANEXO A: ATIVIDADES DESENVOLVIDAS	40

1 INTRODUÇÃO

As subestações têm papel essencial no funcionamento de um sistema elétrico de potência mantendo o controle de tensão e o fluxo de potência, são responsáveis pela elevação de tensão proveniente do sistema de geração para a tensão compatível com o Sistema Interligado Nacional (SIN), e ainda realizam leituras de corrente e tensão nos equipamentos, podendo assim monitorar e detectar possíveis falhas no sistema.

É possível exemplificar os problemas que são causados com a não operação das subestações com alguns acontecimentos que ocorreram nos últimos anos. No Amapá no ano de 2020, segundo o relatório do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), após o incêndio de um transformador por conta de um curto-circuito, houve sobrecarga do transformador remanescente, acarretando um blecaute por 21 dias causado por conta do ilhamento de toda a carga do Amapá alimentada por essa subestação. O transformador terciário que deveria suprir a demanda neste momento não pode ser acionado, pois o mesmo se encontrava em manutenção sem data prevista para término porque os componentes necessários para realizar a manutenção ainda não havia chego, e também não havia conhecimento de quando seriam entregues.

Tais problemas nos transformadores repercutiram no desligamento automático da usina hidroelétrica Coaracy Nunes com 37 MW de geração e a interrupção de 242 MW da Companhia Elétrica do Amapá, o que corresponde a aproximadamente 95% do total de carga da região do Amapá (ONS, 2020).

Outro exemplo, desta vez referente a sistemas auxiliares, foi o blecaute ocorrido no norte e nordeste do Brasil em 2018, devido à atuação indevida de um disjuntor de uma subestação no Pará. Segundo uma nota divulgada pelo ONS, tal evento ocorreu pois o fluxo de energia proveniente da usina de Belo Monte, estava sendo elevado para 4.000 MW e o disjuntor foi instalado com uma proteção de sobrecorrente, regulado para 4.000 A, o que ocasionou a abertura do disjuntor quando o fluxo chegou perto dos 4.000 MW. Foi verificado pelo ONS que após esse evento o sistema especial de proteção não atuou desligando as máquinas de Belo Monte, devido sua lógica operacional não considerar o acionamento do disjuntor, isto então ocasionou uma sobretensão nas linhas de transmissão pelo excesso de geração o que por conseguinte acarreta o desligamento das linhas de transmissão e o blecaute da região norte do Brasil (ONS, 2018).

Devido ainda a este problema, a região Nordeste, que recebe 2.879 MW de geração provindas da região Norte, com a perda da interligação ficou com uma demanda maior do que a geração, ocasionando uma queda de frequência. Com isso o Esquema Regional de Alívio de

Carga (ERAC) atuou em cinco estágios e cortou em 25% a carga, normalizando a frequência. Em seguida houve a saída de operação de duas unidades de geração na hidrelétrica de Paulo Afonso, o que levou o Nordeste ao blecaute (ONS, 2018).

Após citar alguns eventos onde houve completa indisponibilidade de subestações e seus impactos para o sistema elétrico de potência pode-se concluir assim, que se deve manter a operação correta de subestações de energia, onde é necessário manter a alimentação dos sistemas auxiliares.

Os serviços auxiliares das subestações de transmissão de energia elétrica são compostos por sistemas de corrente alternada, normalmente de 380 / 220 Vca, e por sistemas de corrente contínua, normalmente de 125 Vcc e 48 Vcc. Estes sistemas são responsáveis pelo suprimento de energia elétrica de todos os equipamentos da instalação, dos sistemas de proteção, comando, controle, supervisão e de telecomunicações, além do sistema de iluminação.

A efeito de comparação, nos Estados Unidos os serviços auxiliares são necessários para suportar a transmissão do fornecedor até o consumidor, mantendo a operação do sistema de transmissão confiável (CIGRE WORKING GROUP C5, 2010; ELSSEN R; AOUINI B; BARÓCSI Z; BONNET T; BOUZOUALEGH A; COMPTON HJ; *ET AL.*, 2007; KUMAR *et al.*, 2019).

Os sistemas auxiliares no Brasil realizam operações como monitoramento, comunicação, sistemas de controle, e suprimento da demanda de iluminação, calefação-refrigeração, mecanismo de operação de comutadores, aquecedores anti-condensação, motores, grupo motor gerador e terciário do transformador. Além dessas cargas essenciais para operação dos sistemas auxiliares, eles também fornecem alimentação para as bobinas de disparo de disjuntores e relés associados, controle de supervisão e aquisição de dados e comunicação. Também, realizam a alimentação dos sistemas de proteção, medição, proteção de transformadores e barras, supervisão de proteções e religamento automático, controle remoto, proteção de falha do disjuntor, monitoramento de sobrecarga do transformador, controle de tensão, dispersão seletiva de carga. Portanto, a manutenção da operação dos sistemas auxiliares visa atender a demanda de carga de todos esses componentes e sistemas operacionais da subestação. (BARBULESCU *et al.*, 2010; BORLEA *et al.*, 2010).

A manutenção da operação dos sistemas auxiliares é garantida via sistemas de *backup*, para tal são comumente utilizados grupo motor gerador e terciário do transformador, para suprir a demanda nos momentos em que a alimentação principal, proveniente de um sistema de distribuição a cargo de uma concessionária, esteja inoperante, ou seja, com falha na alimentação. Esse sistema de *backup* por sua vez deve atender um requisito de redundância e

robustez, que permite a operação da subestação durante o tempo necessário em casos de falhas na alimentação dos sistemas auxiliares por longos períodos. Uma alternativa atraente para a utilização como *backup* são fontes de gerações renováveis, com destaque para as fontes eólica e solar; porém, essas fontes têm a característica intermitente que necessita ser considerada para uma efetiva operação (KUMAR *et al.*, 2019).

Os sistemas de *backup* convencionais são construídos a partir de grupo geradores a diesel; fonte não renovável e “suja”. Quando comparadas com outras formas de geração não renováveis de energia, as fontes de renováveis possuem um maior interesse, devido ao fato de não emitirem poluentes durante a operação (fontes limpas). Devido a isso, existem incentivos governamentais que reduzem seus valores de aquisição, proporcionando assim uma maior atratividade para utilização como *backup*. É válido citar que essa comparação é em relação à instalação de um sistema de *backup* ou de um sistema secundário de *backup*, mas não para substituição do sistema de *backup* existente.

Segundo o balanço energético nacional (BEN) de 2020, com base no ano anterior, o setor de mini e microgeração distribuída de energia elétrica teve crescimento devido a incentivo de ações regulatórias, como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte. Estes sistemas de mini e microgeração atingiram 2,226 GWh com uma potência instalada de 2,162 MW, destacando a geração fotovoltaica com 1,659 GWh e 1,992 MW de geração e potência instalada respectivamente. Ainda no BEN 2020, é citado que a participação das fontes solares na capacidade instalada é de 1,5%; para comparação, a energia hidráulica, fonte mais utilizada no sistema brasileiro possui 64,1% de participação. Portanto, há bastante a ser explorado no que se refere à energia solar no sistema brasileiro (EPE, 2019).

Devido a característica intermitente da geração renovável, é utilizado um sistema de armazenamento que possui o intuito de manter constante o fornecimento da energia. Um dimensionamento correto desse sistema de armazenamento permite que seja possível obter a robustez necessária para operação em tempos prolongados para alimentação dos sistemas auxiliares em casos de falhas na fonte principal de fornecimento. Deve ser considerado o alto valor desses sistemas de armazenamento para seu dimensionamento.

Os diferentes tipos de sistemas de armazenamento são: eletromecânicos, hidráulicos e eletroquímicos; cada um possui características que se diferenciam um do outro o que determinam em que situações e por quais motivos cada um deve ser utilizado. Os sistemas eletromecânicos convertem a energia elétrica de entrada em energia cinética onde é realizado o armazenamento, um exemplo para tal armazenamento são os *flywheels*. Nos hidráulicos a

energia hidráulica é convertida em energia elétrica, ou seja, a energia elétrica de entrada ativa uma bomba que armazena líquido em um compartimento em altitudes elevadas/ quando é necessário a liberação de energia por este sistema de armazenamento, o líquido armazenado flui ao gerador em altitude menor que o compartimento de armazenagem, onde a energia potencial gravitacional gerada é convertida em energia elétrica.

Os sistemas de armazenamento mais comuns são aqueles que armazenam energia através de meios químicos, também conhecidos como armazenamento eletroquímicos. A comercialização modular de baterias eletroquímicas facilita a adequação de tensão e corrente conforme os requisitos necessários (KARMAKAR; SINGH, 2021; LAWDER *et al.*, 2014).

O conceito de integração de sistemas de geração renováveis e utilização de sistemas de armazenamento para a operação isolada do sistema de distribuição é denominado microrrede. Ela tem o intuito de permitir uma maior integralização de gerações distribuídas em especial aquelas com recursos renováveis, como energia solar, diminuindo o custo operacional e aumentando a confiabilidade do serviço. Tais microrredes são sistemas híbridos que utilizam gerenciamento distribuído e possui a capacidade de suprir a demanda de um grupo limitado de cargas. As microrredes são atrativas para implementação como *backup*, pois possuem uma melhoria na disponibilidade de fornecimento de energia, principalmente quando necessário suprir a demanda de cargas críticas durante falhas, o que se encaixa perfeitamente com a necessidade de suprir a demanda de sistemas auxiliares para operação correta de subestações (PARHIZI *et al.*, 2015; SON *et al.*, 2009).

Para a implementação de uma microrrede é necessário que o dimensionamento de seus componentes atenda a requisitos que variam conforme a necessidade do projeto. Os requisitos podem obedecer a objetivos financeiros como investimento, manutenção e retorno de investimento, ou a objetivos não financeiros como robustez para suprir demandas de cargas durante falhas e confiabilidade do sistema. Os componentes principais que devem ser dimensionados para atender esses objetivos são os sistemas de armazenamento, os componentes de geração e a capacidade do inversor necessária para conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), considerando a potência de geração e armazenamento (ATTIA *et al.*, 2021; KHEZRI; MAHMOUDI; AKI, 2020).

A maioria dos estudos para otimização do dimensionamento de uma microrrede baseiam-se em objetivos econômicos e ambientais com restrições dinâmicas de frequência e estabilidade de tensão e promovem um balanço entre carga, geração e armazenamento. A maioria dos estudos modelam as características estocásticas de geração e cargas e empregam métodos de otimização como metaheurísticas e técnicas analíticas. Muitos trabalhos utilizam métodos que

não permitem obter um ótimo e que podem levar um grande tempo computacional para ser resolvido, como utilização de heurísticas e metaheurísticas, ou por sua vez adotam a simulações de Monte Carlo para representação da variação da geração renováveis e em alguns casos para busca exaustiva de combinações para dimensionamento das microrredes, mas estes métodos podem resolver problemas com variáveis não lineares. (ALZHRANI; ZOHDY; YAN, 2021; ANOUNE *et al.*, 2018; FATHIMA; PALANISAMY, 2015; TABARES *et al.*, 2020). Então é conveniente que sejam desenvolvidos modelos matemáticos que possam garantir encontrar soluções ótimas do problema de dimensionamento da microrrede e que possam ser resolvidos eficientemente.

Neste trabalho é proposto um modelo matemático de programação linear inteira mista (PLIM) com o intuito de definir o dimensionamento ótimo de uma microrrede visando o menor investimento, ao tempo que se reduz a indisponibilidade em caso de falhas dos sistemas auxiliares das subestações. São considerados os valores de custos de painéis e baterias, manutenção e multa por indisponibilidade da subestação dada quando a energia da microrrede não é capaz de suportar a demanda.

1.1. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho consiste em propor um modelo matemático que realize o dimensionamento dos componentes de uma microrrede para suprir a demanda de energia de uma subestação de energia, considerando a minimização do investimento necessário para a implementação e manutenção dos componentes da microrrede, e multa por indisponibilidade da subestação devido ao não atendimento da demanda dos serviços auxiliares. As variáveis de decisão tomadas são as quantidades de baterias (N_b) e quantidade de painéis fotovoltaicos (N_{PV}).

1.2. CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA

Este trabalho contribui com o desenvolvimento de um modelo para dimensionamento de uma nova forma de *backup*, para suprir a demanda de energia dos serviços auxiliares. O intuito não é a substituição de uma forma existente de *backup* e sim a implementação de uma nova, onde esta seja atrativa e possa atender a diversos requisitos de projeto tanto financeiros como não financeiros.

O modelo proposto tem o objetivo de encontrar o ótimo dimensionamento, respeitando os limites de investimento para adquirir os componentes de uma microrrede, onde se visa

diminuir multas por indisponibilidade que pode ser atribuída pelo órgão fiscalizador, portanto são considerados diversos cenários que variam horário de início, duração em horas de falhas e perfil de geração fotovoltaica, que são utilizados no modelo para dimensionamento ótimo dentro do limite de investimento disponível.

Este modelo possui uma estrutura simples e pode ser alterado por meio do ajuste de alguns fatores segundo as necessidades de um projeto. Tais fatores são demanda de potência dos serviços auxiliares, valor de aquisição das baterias, valor de aquisição de painéis e limite de investimento disponível.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O documento é organizado como segue: no capítulo 2 é formulado o modelo matemático proposto, no capítulo 3 são apresentados os testes e resultados obtidos e no capítulo 4 são discutidas as conclusões.

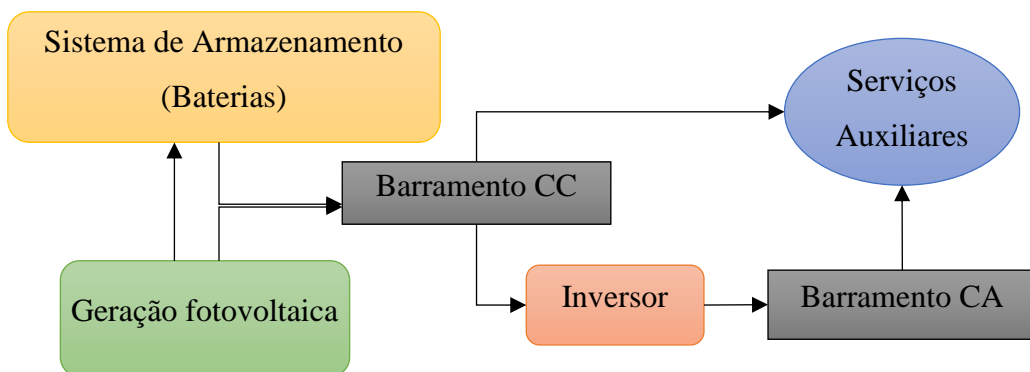
2 MODELO MATEMÁTICO PARA O DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DA MICRORREDE NA SUBESTAÇÃO

Este problema de otimização considera uma abordagem estocástica para os cenários que determinam o horário e a duração de uma falha, e para os cenários de perfis de geração. O conjunto de cenários de falhas é representado por Ω_s , o conjunto de cenários de perfis de geração solar é representado por Ω_k , enquanto o conjunto de horas diárias é representado por Ω_t .

O modelo proposto considera que há apenas a microrrede como fonte de *backup*, sendo assim, toda a demanda de energia proveniente dos sistemas auxiliares da subestação é fornecida pela microrrede em momentos onde há falha na alimentação principal proveniente da distribuidora.

O modelo segue o diagrama apresentado na Figura 1 para operação da microrrede, onde tanto o sistema de armazenamento quanto os geradores fotovoltaicos injetam potência de forma independente no barramento CC, que pode alimentar parte das cargas CC dos serviços auxiliares, assim como o inversor, que se encarrega com a alimentação das cargas CA.

Figura 1. Diagrama operacional da microrrede.



Fonte: (elaborado pelo autor).

A função objetivo (FO) deste trabalho é apresentada em (1), onde N_b representa a quantidade de baterias, N_{PV} representa a quantidade de painéis fotovoltaicos, C_b representa o custo para adquirir um módulo de bateria, C_{PV} representa o custo para adquirir um painel fotovoltaico, C_m são os custos de manutenção da microrrede e, por fim, M é a multa por indisponibilidade.

$$\text{minimizar } FO = C_b \cdot N_b + C_{PV} \cdot N_{PV} + C_m + M \quad (1)$$

2.1 RESTRIÇÕES

O custo de manutenção C_m é calculado em (2), onde o valor de manutenção é dado como uma porcentagem do valor total para adquirir os módulos de baterias e os módulos fotovoltaicos.

$$C_m = P_{mb} \cdot C_b \cdot N_b + P_{PV} \cdot C_{PV} \cdot N_{PV} \quad (2)$$

O valor de investimento para construção da microrrede é limitado por ϕ , conforme definido em (3). Esse limite permite avaliar o dimensionamento necessário conforme a capacidade financeira a ser investida e qual será o impacto financeiro, neste caso, a multa por indisponibilidade, que será gerada para cada limite estipulado.

$$C_b \cdot N_b + C_{PV} \cdot N_{PV} + C_m \leq \phi \quad (3)$$

Para as restrições operacionais da microrrede, considera-se que a geração dos painéis fotovoltaicos tem como prioridade a recarga das baterias. Neste trabalho, considera-se que a energia das baterias está totalmente carregada nos momentos em que se iniciam as falhas. Em (4) define-se a energia disponível na bateria no momento inicial da falha para o cenário s em que cada perfil de geração k , onde $E_{s,t,k}^b$ representa a energia na bateria no cenário s , intervalo t e perfil de geração k , DoD representa o limite de descarga da bateria e C_n é a capacidade nominal da bateria. Assume-se que todas as baterias do sistema de armazenamento da microrrede são idênticas.

$$E_{s,t,k}^b = (1 - DoD) \cdot C_n \cdot N_b - \Delta t \cdot \eta^{-1} \cdot P_r + \Delta t \cdot \alpha_{s,t,k} + \Delta t \cdot PV_{s,t,k} ; \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (4)$$

O índice i_s representa o momento no qual a falha se inicia, o momento no qual a falha termina é indicado por e_s . A eficiência de descarga da bateria é dada por η , a potência requerida pelos sistemas auxiliares dados por P_r , Δt é o intervalo de tempo de uma hora, $PV_{s,t,k}$ representa a geração fotovoltaica no cenário s , no período t e com um perfil de geração k . A variável auxiliar $\alpha_{s,t,k}$ permite calcular a potência que não foi fornecida aos sistemas auxiliares.

Após o cálculo no momento inicial, a energia na bateria para o restante da duração das falhas é calculada conforme (5). A variável auxiliar $\alpha_{s,t,k}$ está definida em (6).

$$E_{s,t+1,k}^b = E_{s,t,k}^b - \Delta t \cdot \eta^{-1} \cdot P_r + \Delta t \cdot \alpha_{s,t,k} + \Delta t \cdot PV_{s,t,k}; \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (5)$$

$$0 \leq \alpha_{s,t,k} \leq \eta^{-1} \cdot P_r \cdot b_{s,t,k}; \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (6)$$

A variável binária $b_{s,t,k}$ atua de forma que a variável auxiliar $\alpha_{s,t,k}$ assumo o valor necessário para que (4) seja satisfeita em cada cenário s , perfil k , desde a hora inicial da falta i_s até a hora final da falta e_s . Sendo assim, $b_{s,t,k}$ assume o valor de 1 para o caso quando a energia das baterias for menor do que a energia demandada pelos sistemas auxiliares, e assume o valor igual a 0 quando a energia das baterias é suficiente para manter os serviços auxiliares operante durante a falha.

Para uma correta operação da microrrede, é definida a restrição (7) para que não ocorram momentos em que a microrrede está inativa e posteriormente ela está ativa. Neste trabalho é considerado que no caso da microrrede não suprir a demanda da subestação, então toda a duração de falha restante a partir daquele ponto acarreta indisponibilidade da subestação.

$$b_{s,t-1,k} \leq b_{s,t,k}; \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \quad t = i_s, \dots, e_s \quad (7)$$

A capacidade das baterias para cada cenário s , perfil k , em cada período t é limitada pelo investimento, sendo o produto da quantidade de baterias investidas e a capacidade de cada módulo representado em (8). Esta restrição foi definida com o intuito de que os valores de energia das baterias não sejam flutuantes quando a mesma está totalmente carregada, ou seja, valores acima do que deveriam ser os dimensionados para as baterias devido ao uso da variável auxiliar, então os valores para a energia das baterias devem se limitar a capacidade nominal das baterias.

$$E_{s,t,k}^b \leq C_n \cdot N_b; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t = i_s, \dots, e_s \quad (8)$$

Para o cálculo do tempo indisponível da subestação, foi assumida uma distribuição normal truncada, caracterizada por uma média de duração estimada com base nos acontecimentos de falhas críticas em subestações no Brasil, de forma a obter a probabilidade do tempo de duração de diferentes cenários de falha. Cada cenário possui uma probabilidade de ocorrer conforme (9), onde se considera a probabilidade de ocorrer em qualquer hora do dia multiplicado pela distribuição normal ϑ

$$prob_s = \frac{1}{24} \cdot \vartheta \quad (9)$$

A probabilidade de cada cenário de perfis fotovoltaicos é dada por (10), onde σ é a quantidade de perfis de geração fotovoltaica utilizados.

$$prob_k = \frac{1}{\sigma} \quad (10)$$

O tempo indisponível da subestação em horas β é calculado com base na variável binária $b_{s,t,k}$, os valores onde essas variáveis assumem 1 representam uma hora inoperante, então é realizado a somatória das variáveis para cada cenário s , perfil k e período t e se multiplica pela probabilidade do cenário s e a probabilidade do perfil k , o cálculo é apresentado em (11).

$$\beta = \sum_{s=0} \sum_{t=0} \sum_{k=0} b_{s,t,k} \cdot prob_s \cdot prob_k; \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \forall t \in \Omega_t \quad (11)$$

Para o cálculo da multa por indisponibilidade M , é utilizado o valor do tempo indisponível obtido em (12) multiplicado pelo valor estabelecido para a multa durante uma hora γ . A multa resultante ω é calculada ao longo de y anos e trazida ao valor presente líquido, onde τ é o valor da taxa de desconto. Em (12) e (13) são apresentados os cálculos para a multa por indisponibilidade.

$$\omega = \gamma \cdot \beta; \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \forall t \in \Omega_t \quad (12)$$

$$M = \sum_{y=0} \frac{\omega}{(1 - \tau)^y}; \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \forall t \in \Omega_t \quad (13)$$

A potência de geração fotovoltaica $PV_{s,t,k}$ é calculada conforme (14)–(18) de acordo com as especificações técnicas do painel fotovoltaico.

$$T_{s,t,k}^c = T_a + \left(\frac{N_{ot} - 20}{0,8} \right) \cdot G_{s,t} \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t \in 1, \dots, 24 \quad (14)$$

$$I_{s,t,k}^c = G_{s,t,k} \cdot [I_{sc} + K_t \cdot (T_c - 25)] \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t \in 1, \dots, 24 \quad (15)$$

$$V_{s,t,k}^c = V_{oc} + K_v \cdot T_c \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, t \in 1, \dots, 24 \quad (16)$$

$$FF = \frac{V_{MPPT} \cdot I_{MPPT}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (17)$$

$$PV_{s,t,k}^u = FF \cdot V_{s,t,k}^c \cdot I_{s,t,k}^c; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \forall t \in 1, \dots, 24 \quad (18)$$

Nas equações (14)–(18), $T_{s,t,k}^c$ representa a temperatura da célula fotovoltaica, T_a a temperatura ambiente, N_{ot} a temperatura de operação nominal, $G_{s,t,k}$ a irradiação solar, K_t o coeficiente de temperatura para a corrente, K_v o coeficiente de tensão, I_{sc} é a corrente de curto circuito, V_{oc} é a tensão em circuito aberto, I_{MPPT} a corrente no ponto de máxima geração, V_{MPPT}

a tensão no ponto de máxima geração, FF é o fator de forma. $V_{s,t,k}^c$ e $I_{s,t,k}^c$ correspondem à tensão e corrente no painel fotovoltaico.

Mesmo sendo considerado que a energia da geração fotovoltaica é priorizada para recarga das baterias, após totalmente carregadas essa energia excedente pode ser utilizada pelos sistemas auxiliares; durante os momentos iniciais de falhas essa energia que não é direcionada à bateria pode ser utilizada diretamente pelos sistemas auxiliares. Então para que sejam satisfeitos esses casos, a restrição (19) é definida, permitindo uma abertura para utilização da geração fotovoltaica excedente de outra maneira, nos momentos em que não se é preciso total ou parcialmente sua energia para carregamento das baterias. A energia de um painel fotovoltaico é dada por $PV_{s,t,k}^u$.

$$PV_{s,t,k} \leq N_{PV} \cdot PV_{s,t,k}^u; \quad \forall s \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_k, \forall t \in 1, \dots, 24 \quad (19)$$

O modelo definido pelas expressões (1)–(19) representa o problema de dimensionamento ótimo da microrrede para *backup* dos sistemas auxiliares da subestação. O modelo proposto é uma formulação de PLIM que pode ser resolvida usando *solvers* comerciais, como será mostrado no seguinte capítulo.

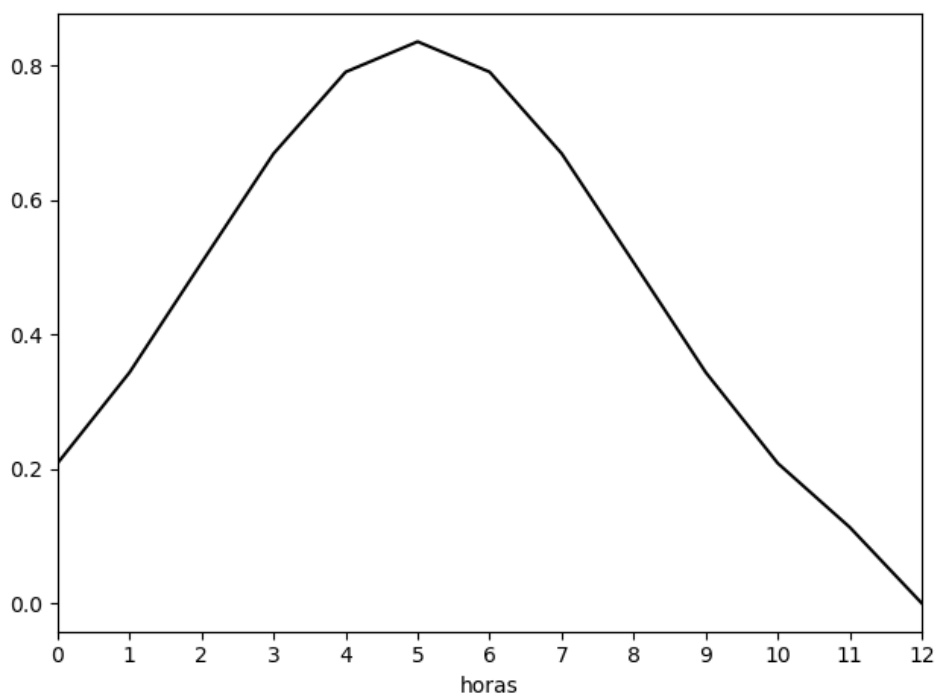
3 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo é apresentada a solução para o modelo matemático obtido utilizando 288 cenários de falhas e 4 cenários de geração fotovoltaica. Para avaliação do comportamento do sistema de baterias nos diferentes limites de investimento e diferentes perfis de geração fotovoltaica foram selecionados dois cenários de falhas. Estes cenários são 95 e 239, ambos foram escolhidos, pois possuem a mesma duração de falha de 11 horas e são duas situações opostas: um apresenta alta geração fotovoltaica (cenário 95 com início às 8:00 até 19:00) e um tem geração fotovoltaica baixa (cenário 239 com início às 20:00 até 7:00 do dia seguinte).

O modelo matemático foi implementado no *software* AMPL (R. FOURER, 2003) e resolvido utilizando o *solver* CPLEX (IBM, 2009), em um computador com processador Intel Core i7 e 8GB de memória RAM. O modelo foi resolvido com tempo computacional de 26,61; 271,52; 67,92; 647,92 e 563,16 segundos para os limites de investimento ϕ de 10.000 USD, 20.000 USD, 40.000 USD, 60.000USD e 80.000 USD respectivamente.

Para o cálculo do tempo indisponível da subestação foi adotada uma distribuição normal truncada (ver Figura 2) com média 5 horas e desvio padrão 3 horas. Tais valores são estipulados para apurar a maior quantidade possível de dados com a duração de falhas de forma que abrange durações de 1 a 12 horas.

Figura 2. Densidade de probabilidade da distribuição normal.



Fonte: (Elaborado pelo autor).

Os valores estipulados para a bateria seguem as especificações da bateria SOLAR 12MS234 (Moura, 2019), que têm uma capacidade nominal de 2,64 kWh e custo unitário igual a 1.250 USD; a eficiência de descarga (η) é de 95%, a taxa de descarga (*DoD*) é de 10% e o custo de manutenção anual é 125 USD (RALON *et al.*, 2017). Assume-se que o sistema de baterias possui carga completa segundo sua capacidade nominal e quantidade de baterias para cada cenário de falha.

Os painéis fotovoltaicos são de silício policristalinos (Panasonic, 2019) e têm os dados apresentados na Tabela 1. Seu custo é de 400 USD e seu custo de manutenção anual é de 50 USD, sendo que a porcentagem para a manutenção das baterias é ligeiramente maior que a dos painéis fotovoltaicos, pois o sistema de armazenamento requer uma maior manutenção e com prazos menores do que a de painéis.

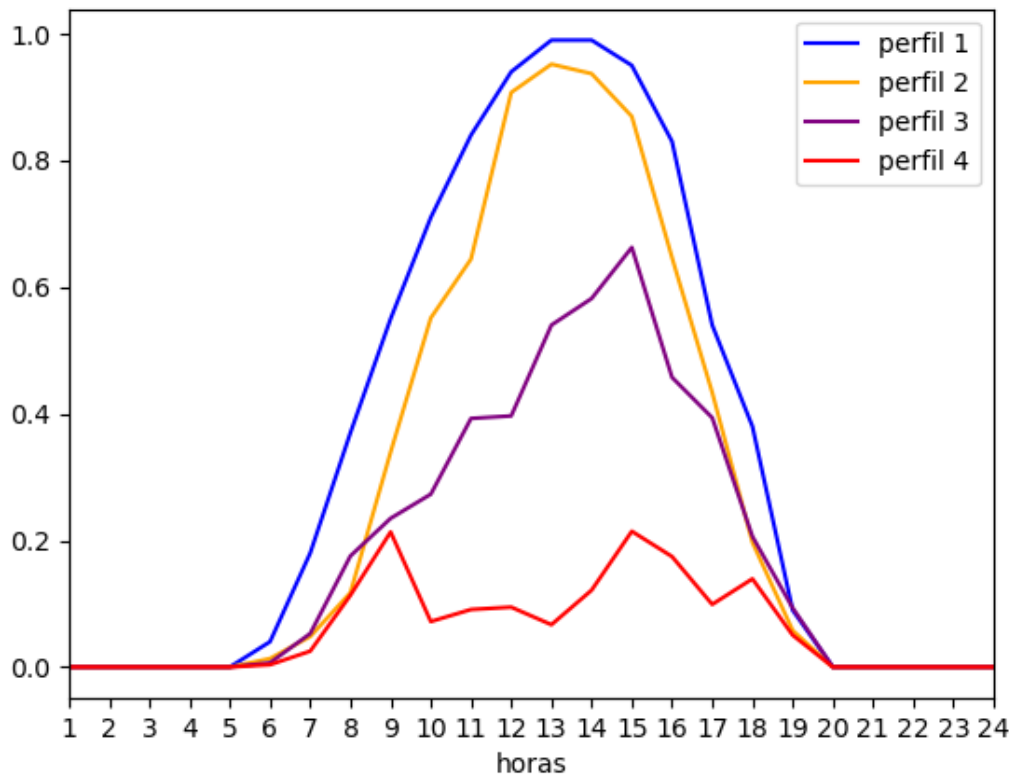
Tabela 1 - Especificações do painel fotovoltaico.

T_a	K_t ($A/^{\circ}C$)	K_v ($V/^{\circ}C$)	N_{ot} ($^{\circ}C$)	I_{sc} (A)	V_{MPPT} (V)	I_{MPPT} (A)	V_{oc} (V)
21	0,00182	0,174	44	6,07	58	5,7	65,8

Fonte: (TABARES *et al.*, 2020).

Os perfis de geração fotovoltaica são apresentados na Figura 3.

Figura 3. Perfis de geração fotovoltaica.



Fonte: (Elaborado pelo autor).

A Figura 3 apresenta quatro perfis de geração fotovoltaica para um dia; é possível verificar que o primeiro perfil apresenta elevada geração solar com baixa intermitência, o segundo perfil apresenta geração elevada com alguns instantes com baixa geração e elevada intermitência, o terceiro perfil apresenta elevada intermitência na geração solar, e por fim o quarto perfil apresenta níveis reduzidos de geração solar.

A partir dos 4 perfis de geração fotovoltaica apresentados anteriormente será analisado a energia nas baterias para os limites de investimento (ϕ) de 10.000 USD, 40.000 USD e 80.000 USD, que representam o limite mínimo, intermediário e máximo de investimento para a microrrede apresentada neste trabalho. Foi realizado um teste para observar quando a multa por indisponibilidade (M) tem valor igual a 0, onde o valor estipulado para o coeficiente da multa por indisponibilidade da subestação é um valor muito alto.

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos para o modelo para diferentes limites de investimento ϕ .

Tabela 2. Resultados para o modelo matemático.

ϕ (USD)	Investimento (USD)	FO (USD)	N_b	N_{PV}	M (USD)
10.000	9.782,5	566.517	5	13	556.734
20.000	19.565	388.403	10	26	368.838
40.000	39.897,5	129.708	27	19	89.810,5
60.000	59.762,5	67.660,8	45	5	7.898,31
80.000	61.782,5	66.458,2	45	13	4675.74
90.000*	61.782,5	66.458,2	45	13	4675.74
80.000**	70.200	70.200	54	0	0

*Valor para verificar se há aumento no investimento acima de 80.000 USD

**Valor da multa por indisponibilidade de 50.000 USD por hora indisponível.

Fonte: (Elaborado pelo autor).

É possível avaliar que quanto maior o montante do investimento na microrrede, menor será a multa a ser paga no decorrer dos anos estipulados em um horizonte de 50 anos; é possível verificar um significativo aumento no número de baterias de 40.000 USD para 60.000 USD onde ao mesmo tempo ocorre uma diminuição significativa no número de painéis fotovoltaicos. Nesse ponto, pode-se dizer que se prioriza a utilização de baterias em lugar de painéis

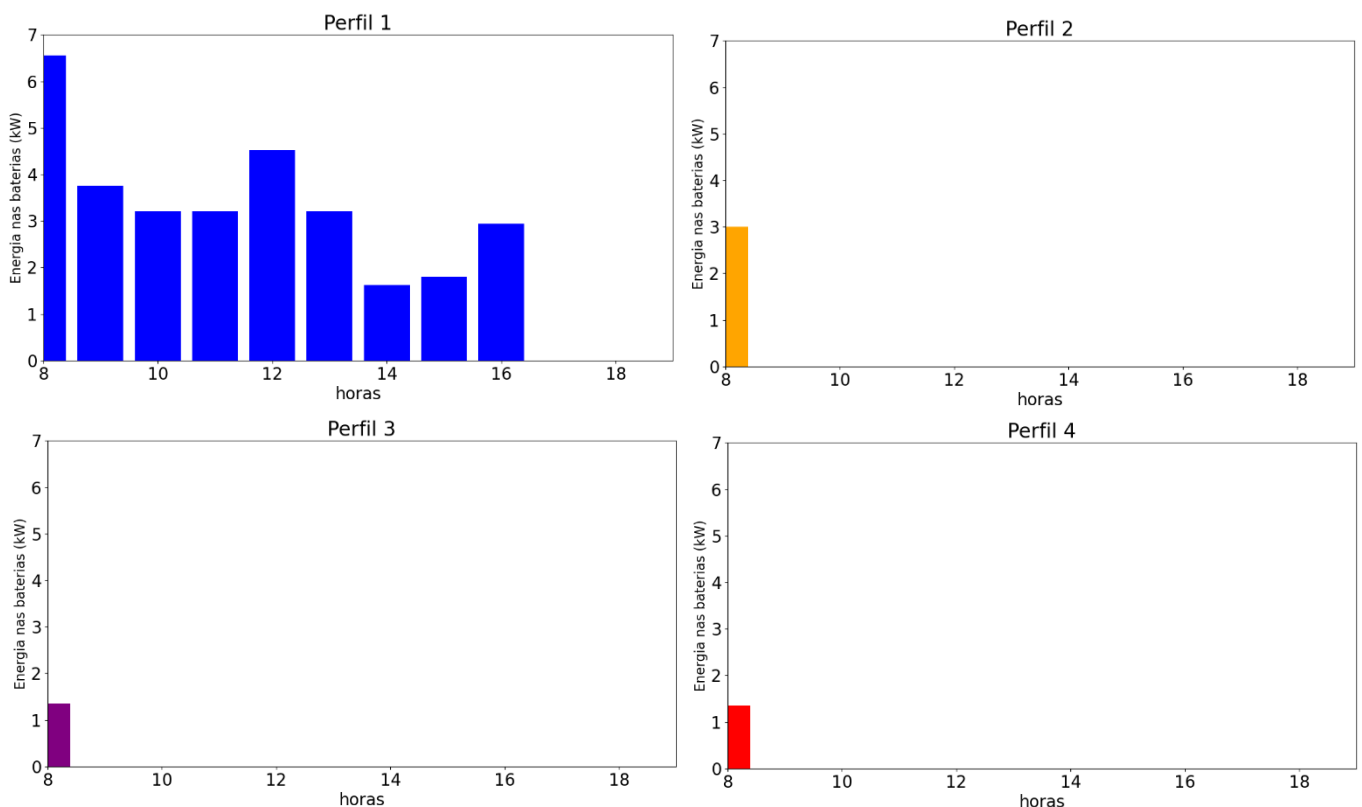
fotovoltaicos. Para que a multa por indisponibilidade seja nula é necessário um investimento de 70.200 USD e de que o coeficiente da multa seja um valor muito alto.

É válido apontar também que quando há um limite de investimento maior que 61.782,5 USD, o modelo mantém seu dimensionamento, demonstrando assim que não é viável a utilização de mais baterias ou painéis fotovoltaicos, optando em manter a multa por indisponibilidade.

A Figura 4 apresenta a energia das baterias de hora em hora para os 4 perfis de geração utilizados no cenário 95 (presença de luz solar) com limite de investimento igual a 10.000.USD.

Fonte: (Elaborado pelo autor).

Figura 4. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 10.000 USD no cenário 95.



É possível verificar que há momentos de carregamento das baterias por parte da geração fotovoltaica e posteriormente o descarregamento das baterias. Porém, para uma correta operação da microrrede a partir do momento em que a energia da bateria não supra a demanda dos sistemas auxiliares, é considerado que todas as horas posteriores a esse evento ocorrerá indisponibilidade da subestação. Mas para a análise da energia das baterias em si é possível verificar que nos perfis com uma geração mais ativa ocorrem maiores carregamentos da bateria. É válido citar que a operação da microrrede nos 4 perfis é a mesma conforme apresentado a Tabela 3.

Tabela 3. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 10.000 USD no cenário 95.

<i>Hora</i>	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
8	✓	✓	✓	✓
9	✓	⊗	⊗	⊗
10	✓	⊗	⊗	⊗
11	✓	⊗	⊗	⊗
12	✓	⊗	⊗	⊗
13	✓	⊗	⊗	⊗
14	✓	⊗	⊗	⊗
15	✓	⊗	⊗	⊗
16	✓	⊗	⊗	⊗
17	✓	⊗	⊗	⊗
18	⊗	⊗	⊗	⊗
19	⊗	⊗	⊗	⊗

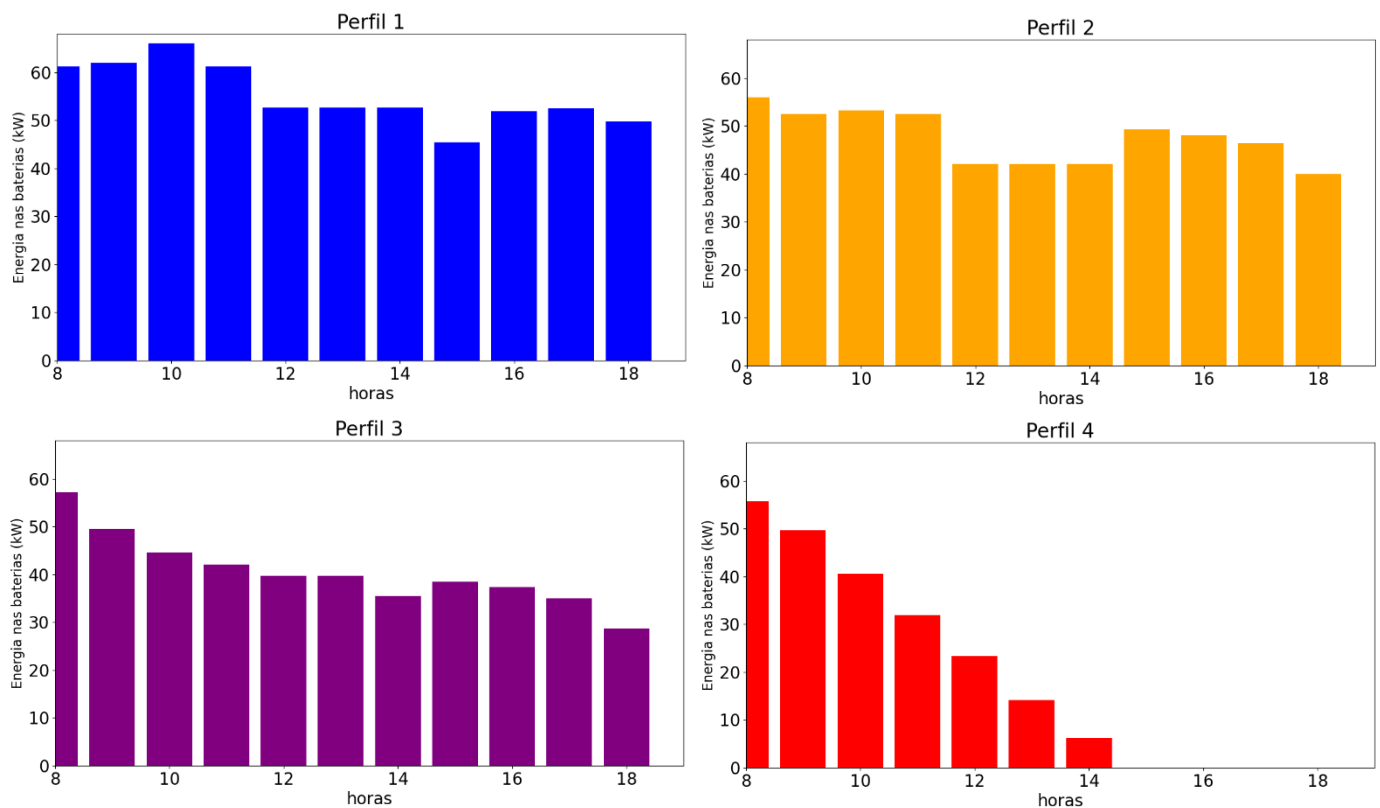
✓: microrrede em operação
⊗: microrrede fora de operação

Fonte: (Elaborado pelo autor).

Verifica-se que mesmo com o carregamento da bateria em certos momentos do cenário após as 9 horas, todos os horários posteriores de falha terão indisponibilidade da subestação e consequentemente incide a multa.

Para o limite de investimento de 40.000 USD, a Figura 5 ilustra os valores obtidos para a energia das baterias de hora em hora para o cenário 95 com os 4 perfis de geração fotovoltaica.

Figura 5. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 40.000 USD no cenário 95.



Fonte: (Elaborado pelo autor).

A Figura 5 indica que com o aumento no investimento a energia das baterias é capaz de suportar períodos mais duradouros de falhas, mesmo no perfil 3 com alta intermitência proveniente da geração. No perfil 4, por haver uma geração baixa o tempo em que a energia das baterias suporta a demanda de energia dos sistemas auxiliares, há maior dependência da capacidade de energia proveniente das baterias com pouquíssimo auxílio da energia solar fotovoltaica. Em compensação, nos perfis com maior geração fotovoltaica, é possível verificar uma participação maior da fonte renovável com momentos de carregamento da bateria.

A operação da microrrede no cenário 95 para limite de investimento igual a 40.000 USD é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4. Operação da microrrede para limite de investimento de 40.000 USD no cenário 95.

<i>Hora</i>	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
8	✓	✓	✓	✓
9	✓	✓	✓	✓
10	✓	✓	✓	✓
11	✓	✓	✓	✓
12	✓	✓	✓	✓
13	✓	✓	✓	✓
14	✓	✓	✓	✓
15	✓	✓	✓	✓
16	✓	✓	✓	⊗
17	✓	✓	✓	⊗
18	✓	✓	✓	⊗
19	✓	✓	✓	⊗

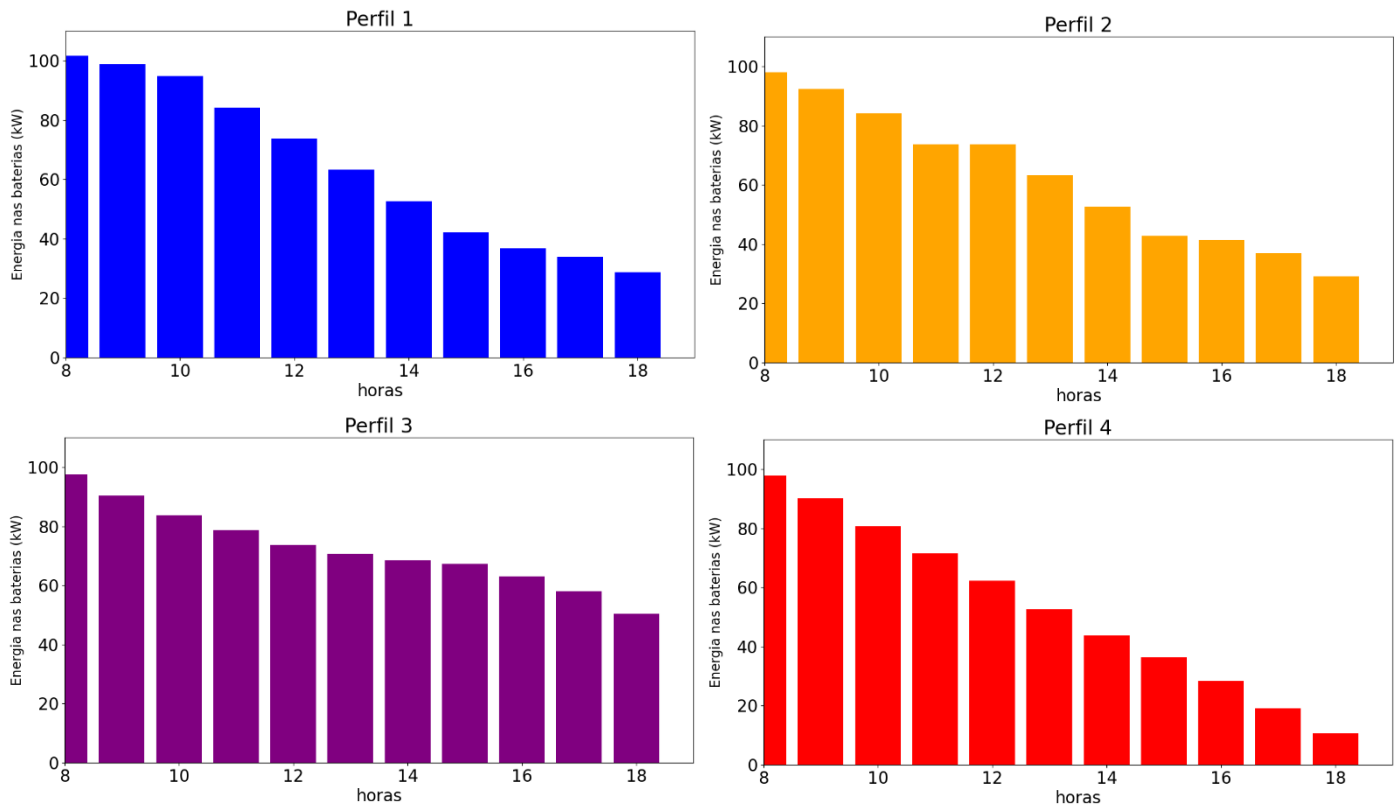
✓: microrrede em operação
 ⊗: microrrede fora de operação

Fonte: (Elaborado pelo autor).

Verifica-se que quando há um aumento no investimento, a quantidade de períodos nos quais ocorrem indisponibilidade da subestação são menores; pode citar o caso com limite de investimento igual a 40.000 USD em que apenas para o perfil 4 há momentos em que ocorrem problemas no fornecimento de energia provenientes da microrrede, na qual se resulta em 4 horas inoperantes da subestação, nos períodos finais da duração da falha.

A Figura 6 apresenta os valores obtidos para a carga das baterias para um limite de investimento de 80.000 USD.

Figura 6. Energia nas baterias para limite de investimento de 80.000 USD no cenário 95.



Fonte: (Elaborado pelo autor).

Observa-se que mesmo com maior dependência da carga das baterias os painéis fotovoltaicos presentes na microrrede ainda conseguem contribuir com a carga, sendo que é possível verificar uma quantidade diferente provenientes da geração fotovoltaica devido a cada perfil e sua característica única.

A Tabela 5 demonstra a operação da microrrede para o limite de investimento de 80.000 USD.

Tabela 5. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 80.000 USD no cenário 95.

<i>Hora</i>	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
8	✓	✓	✓	✓
9	✓	✓	✓	✓
10	✓	✓	✓	✓
11	✓	✓	✓	✓
12	✓	✓	✓	✓
13	✓	✓	✓	✓
14	✓	✓	✓	✓
15	✓	✓	✓	✓
16	✓	✓	✓	✓
17	✓	✓	✓	✓
18	✓	✓	✓	✓
19	✓	✓	✓	✓

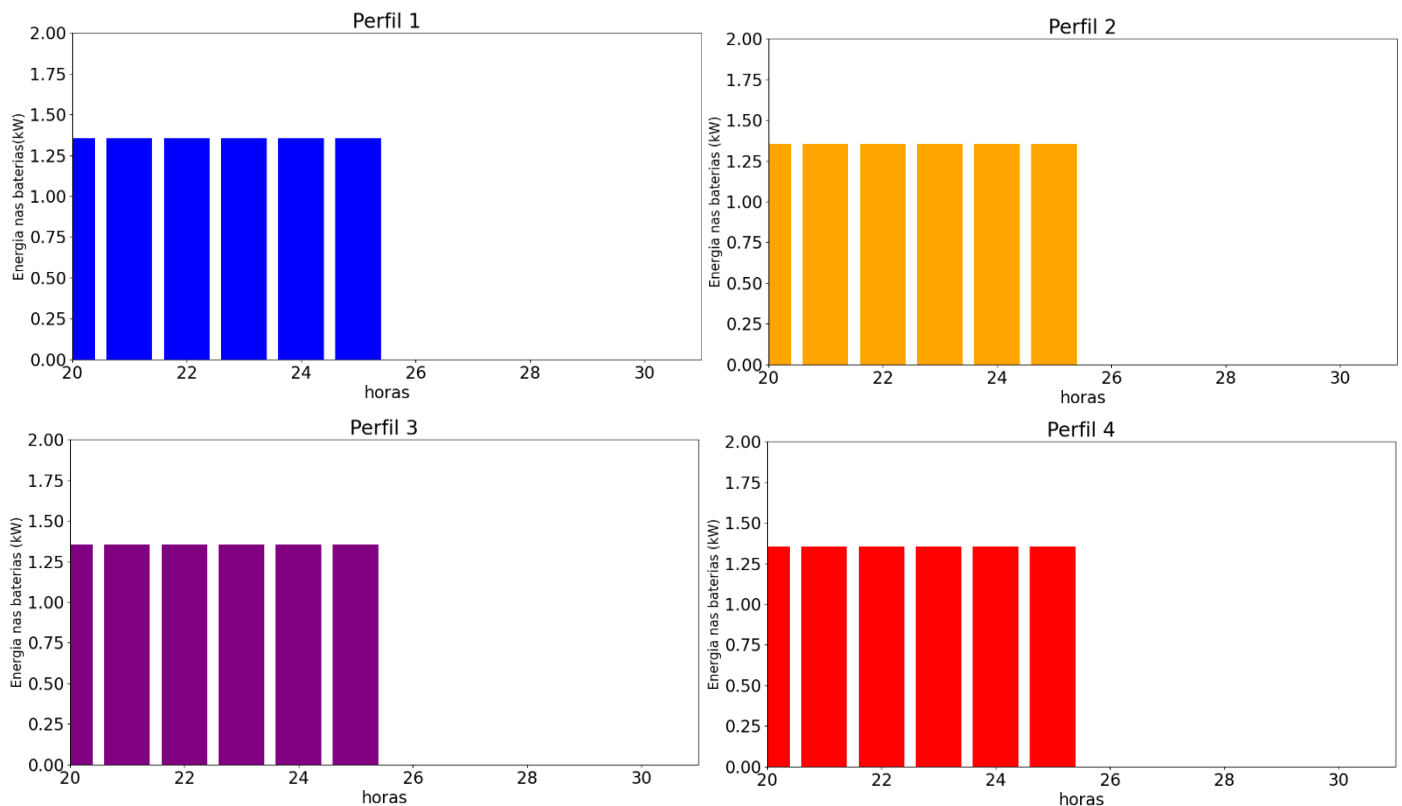
✓: microrrede em operação
 ⊗: microrrede fora de operação

Fonte: (Elaborado pelo autor).

Analisa-se que para o limite de investimento de 80.000 USD não há momentos em que se tenha indisponibilidade da subestação, sendo assim capaz de suprir a demanda de energia por todo o momento de duração das falhas nos quatro perfis de geração.

O cenário 239 será discutido a seguir para análise da operação da microrrede e situação da energia das baterias em um momento em que não há geração fotovoltaica. Para melhor entendimento os períodos após 24:00 será contado de forma contínua, sendo assim, para a hora 1 do dia seguinte será a hora 25 e assim por diante. A Figura 7 apresenta a energia nas baterias para limite de investimento igual a 10.000 USD no cenário 239 com os 4 perfis de geração fotovoltaica

Figura 7. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 10.000 USD no cenário 239.



Fonte: (Elaborado pelo autor).

Observa-se que para 10.000 USD de limite de investimento, nos momentos em que não há geração fotovoltaica, a energia dos sistemas auxiliares após o primeiro período não é suficiente para atender a demanda, sendo assim os demais estarão inoperantes acarretando a indisponibilidade da subestação.

A Tabela 6 apresenta a operação da microrrede para o limite de 10.000 USD para o cenário 239.

Tabela 6. Operação da microrrede para limite de investimento de 10.000 USD no cenário 239.

<i>Hora</i>	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
20	✓	✓	✓	✓
21	⊗	⊗	⊗	⊗
22	⊗	⊗	⊗	⊗
23	⊗	⊗	⊗	⊗
24	⊗	⊗	⊗	⊗
25	⊗	⊗	⊗	⊗
26	⊗	⊗	⊗	⊗
27	⊗	⊗	⊗	⊗
28	⊗	⊗	⊗	⊗
29	⊗	⊗	⊗	⊗
30	⊗	⊗	⊗	⊗
31	⊗	⊗	⊗	⊗

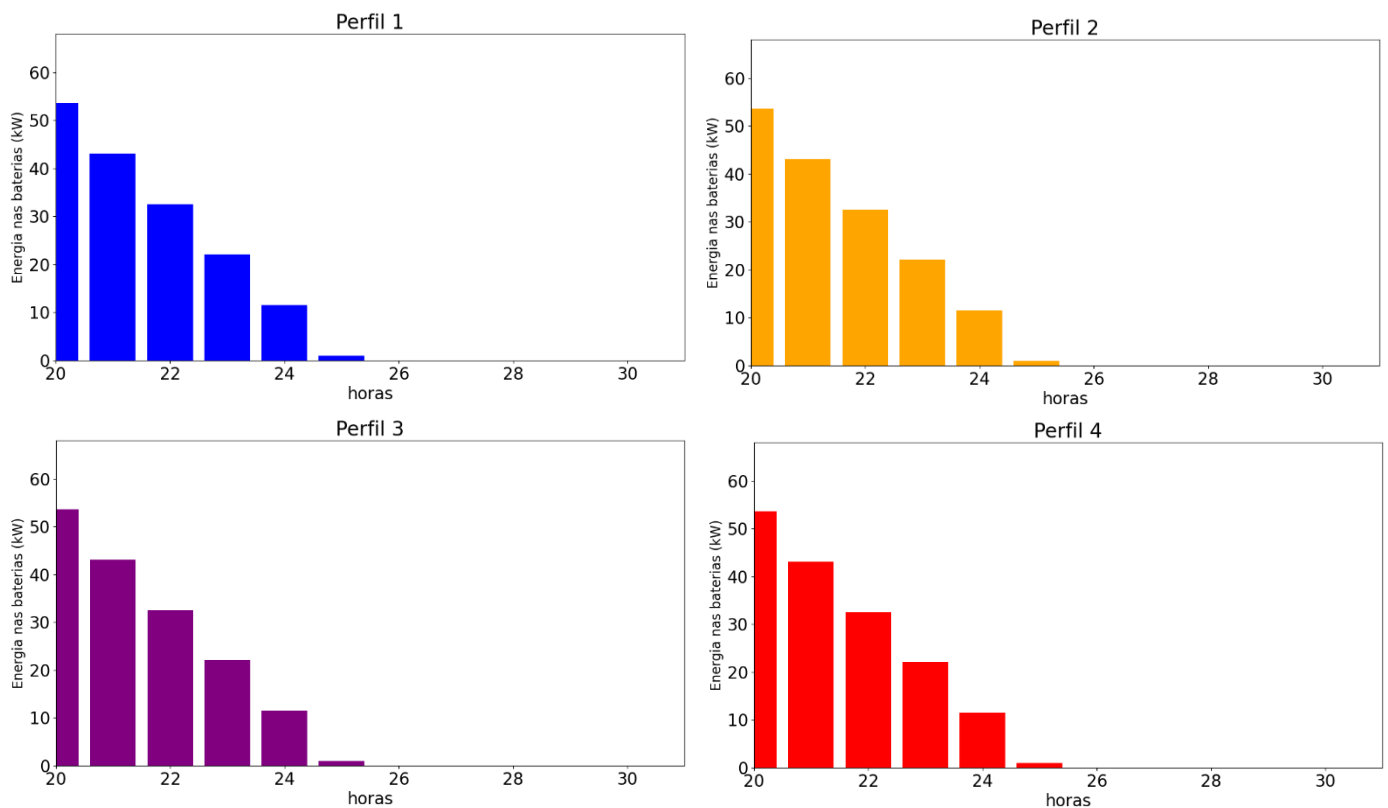
✓: microrrede em operação
⊗: microrrede fora de operação

Fonte: (Elaborado pelo autor).

Verifica-se que apenas no primeiro período da duração da falha ocorre o fornecimento de energia da microrrede à subestação, resultando em 10 horas de indisponibilidade da subestação para cada um dos quatro perfis de geração fotovoltaica.

Para o limite de investimento de 40.000 USD, a Figura 8 apresenta os valores da energia nas baterias para o cenário 239.

Figura 8. Energia nas baterias para limite de investimento igual a 40.000 USD no cenário 239.



Fonte: (Elaborado pelo autor).

Observa-se que devido à falta da geração fotovoltaica a energia das baterias decresce conforme a necessidade dos sistemas auxiliares. A operação da microrrede é apresentada na Tabela 7.

Tabela 7. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 40.000 USD no cenário 239

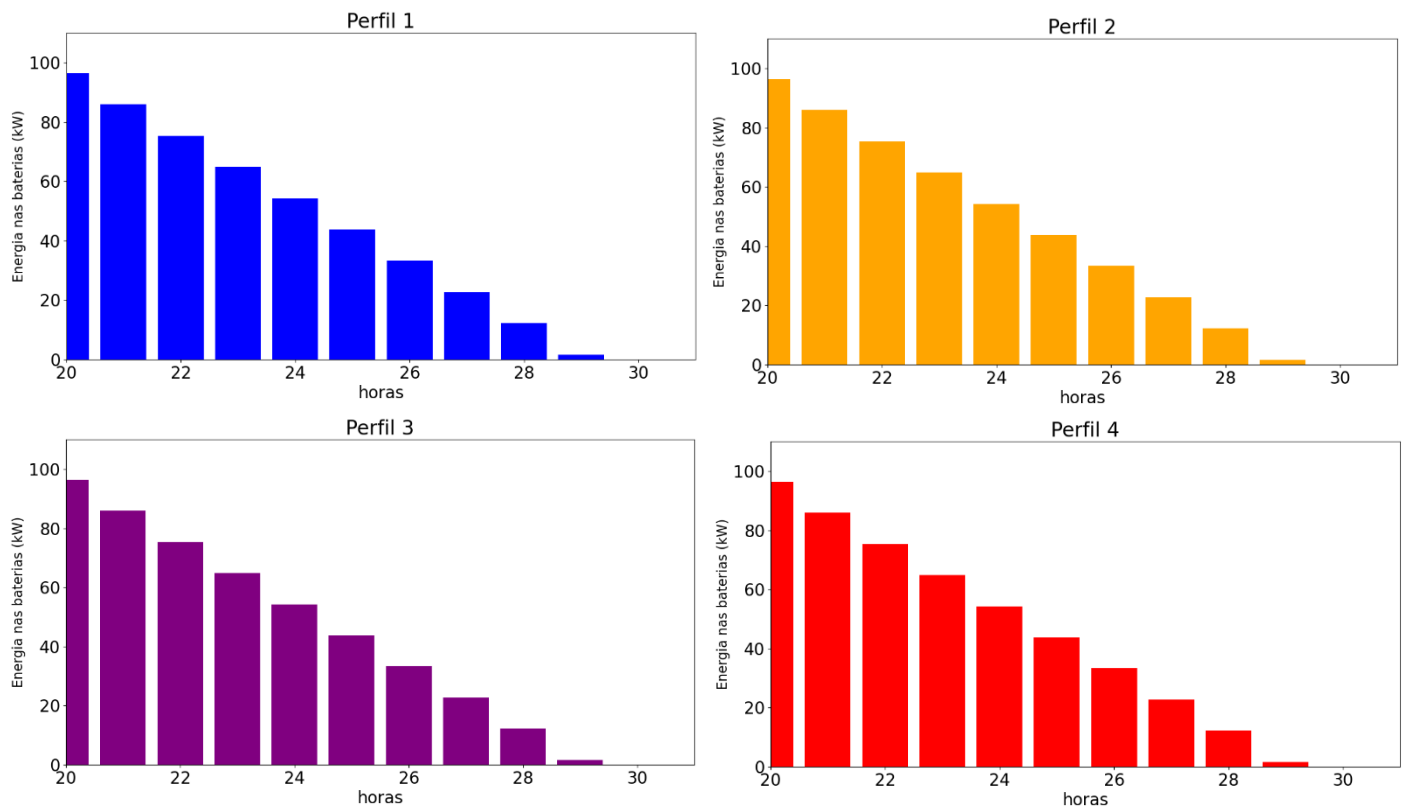
<i>Hora</i>	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
20	✓	✓	✓	✓
21	✓	✓	✓	✓
22	✓	✓	✓	✓
23	✓	✓	✓	✓
24	✓	✓	✓	✓
25	✓	✓	✓	✓
26	⊗	⊗	⊗	⊗
27	⊗	⊗	⊗	⊗
28	⊗	⊗	⊗	⊗
29	⊗	⊗	⊗	⊗
30	⊗	⊗	⊗	⊗
31	⊗	⊗	⊗	⊗

✓: microrrede em operação
 ⊗: microrrede fora de operação

Fonte: (Elaborado pelo autor).

Por fim são apresentados os valores obtidos para o limite de investimento de 80.000 USD para o cenário 239 e a operação da microrrede para estes mesmos parâmetros. A Figura 9 apresenta a carga nas baterias.

Figura 9. Energia nas baterias para limite de investimento de 80.000 USD no cenário 239.



Fonte: (Elaborado pelo autor).

Verifica-se que devido a geração fotovoltaica estar inoperante e dependência apenas da carga proveniente das baterias, mesmo com o limite de investimento de 80.000 USD, há ainda momentos na qual a microrrede não consegue suprir a demanda dos serviços auxiliares.

A Tabela 8 apresenta a operação da microrrede obtida para o limite de investimento de 80.000 USD.

Tabela 8. Operação da microrrede para limite de investimento igual a 80.000 USD no cenário 239

<i>Hora</i>	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
20	✓	✓	✓	✓
21	✓	✓	✓	✓
22	✓	✓	✓	✓
23	✓	✓	✓	✓
24	✓	✓	✓	✓
25	✓	✓	✓	✓
26	✓	✓	✓	✓
27	✓	✓	✓	✓
28	✓	✓	✓	✓
29	✓	✓	✓	✓
30	⊗	⊗	⊗	⊗
31	⊗	⊗	⊗	⊗

✓: microrrede em operação
 ⊗: microrrede fora de operação

Fonte: (Elaborado pelo autor).

4 CONCLUSÕES

Devido à importância operacional das subestações em sistemas elétricos de potência, é necessário manter sua constante operação, o que consiste em suprir a demanda de seus serviços auxiliares. Uma alternativa para manter constante a alimentação das cargas dos serviços auxiliares é com a utilização de sistemas de *backups*.

Uma alternativa para o sistema de *backup* é a utilização de microrredes para um aumento na confiabilidade e disponibilidade. Porém, é necessário que seja realizado um correto dimensionamento dos componentes da microrrede para que se atendam os requisitos impostos.

Com a necessidade de manter a operação dos sistemas auxiliares para uma contínua operação de subestações de energia, o modelo proposto neste estudo mostrou-se eficiente, pois permite avaliar quais são os impactos econômicos causados pela multa por indisponibilidade da subestação a longo prazo, considerando diversos limites de investimento para implementação e manutenção de painéis fotovoltaicos e sistemas de armazenamento por baterias de uma microrrede.

Neste estudo foi proposto um modelo de programação linear inteira mista para o dimensionamento ótimo de uma microrrede, onde são utilizados os valores de energia armazenado na bateria para análise do estado da microrrede, cujos principais equipamentos consistem em painéis fotovoltaicos e baterias visando um menor custo da função objetivo que tem foco em manter a operação da subestação. São avaliados diferentes valores de investimento para observar o comportamento dos componentes da microrrede para se obter um ótimo. É utilizada uma multa para a quantidade de horas inoperantes da subestação. Este cálculo é realizado por uma variável binária que indica os horários inoperantes considerando a probabilidade de cada cenário de falha.

Os valores obtidos demonstram que à medida em que se aumenta o limite de investimento disponível, menor é a multa por indisponibilidade, pois com o aumento do investimento é possível a aquisição de mais baterias para suprir a falha na alimentação principal da subestação por tempos longos. É possível avaliar que o número de baterias tem uma maior prioridade em relação ao número de painéis fotovoltaicos. Utilizando dois dos 288 cenários de falhas possíveis, foi avaliado quais as energias das baterias para os 4 cenários de geração fotovoltaica e o comportamento da microrrede na presença de falhas na rede elétrica.

Após um limite de investimento específico, o modelo demonstra que não é viável adicionar painéis fotovoltaicos ou baterias ao dimensionamento, optando assim em manter a

multa por indisponibilidade, não a tornando nula, para tal, é necessário um maior valor de multa por hora.

Como trabalhos Futuros, sugere-se aprimorar o modelo com a inserção de fontes de geração eólica, a utilização de uma maior quantidade de cenários de falhas, possível aumento de cenários de geração fotovoltaica, utilizar a vida útil da bateria como base de cálculo dos anos para o valor presente líquido do investimento, análise de viabilidade para inserção e inclusão com veículos elétricos.

REFERÊNCIAS

- ALZAHRANI, A. M.; ZOHDY, M.; YAN, B. An Overview of Optimization Approaches for Operation of Hybrid Distributed Energy Systems with Photovoltaic and Diesel Turbine Generator. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 191, n. June 2020, p. 106877, 2021.
- ANOUNE, K. *et al.* Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 93, n. June, p. 652–673, 2018.
- ATTIA, A. M. *et al.* A multi-objective optimization model for sizing decisions of a grid-connected photovoltaic system. **Energy**, London, v. 229, 15 ago. 2021.
- BARBULESCU, C. *et al.* Electric substation ancillary services power consumption analysis. Case study: Timisoara 400/220/110 kV substation. **ICHQP 2010 - 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2010.
- BORLEA, I. *et al.* Substation ancillary services fuel cell power supply. Part 1. solution overview. **ICCC-CONTI 2010 - IEEE International Joint Conferences on Computational Cybernetics and Technical Informatics, Proceedings**, p. 585–588, 2010.
- CIGRE WORKING GROUP C5. **Ancillary services**: an overview of international practices. [S. l.: s. n.], 2010.
- ELSEN R; AOUINI B; BARÓCSI Z; BONNET T; BOUZOUALEGH A; COMPTER HJ; *ET AL.* **Ancillary services; unbundling electricity products**: an emerging market. [S. l.]: Thermal Working Group, 2007.
- EPE. Balanço energético nacional: Ano base 2019. **EPE - Empresa de Pesquisa Energética**, p. 67, 2019.
- FATHIMA, A. H.; PALANISAMY, K. Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 431–446, 2015.
- IBM. **IBM ILOG CPLEX Users' Manual for CPLEX**. Disponível em: <https://www.ibm.com/br-pt/products/ilog-cplex-optimization-studio>. Acesso em: 6 jun. 2021.
- KARMAKAR, S.; SINGH, B. **Battery Energy Storage (BES) for Mitigation of Short-Term Power Fluctuations in Large-Scale Solar PV Plant Due to Cloud Movement**. 3rd International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Clean Energy Technologies, ICEPE 2020. **Anais [...]** Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 5 mar. 2021
- KHEZRI, R.; MAHMOUDI, A.; AKI, H. **Multi-objective optimization of solar PV and battery storage system for a grid-connected household**. 9th IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES 2020. **Anais [...]** Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 16 dez. 2020

KUMAR, A. *et al.* Strategic integration of battery energy storage systems with the provision of distributed ancillary services in active distribution systems. **Applied Energy**, Oxford, v. 253, n. July, p. 113503, 2019.

LAWDER, M. T. *et al.* Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. **Proceedings of the IEEE**, New York, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, 2014.

MOURA. **Solar Estacionária - Catálogo de Produtos**. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/index.php/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom%2Fupload%2FFile-1583762796.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2021.

ONS. **ONS ATUALIZA RESULTADOS DA ANÁLISE DA OCORRÊNCIA QUE AFETOU O NORTE E O NORDESTE**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20180506-analiseocorrenciaorienteenordeste.aspx>. Acesso em: 19 dez. 2021.

ONS. **Relatório de Análise de Perturbação ONS DGL-REL-0016/2020**. [s.l.: s.n.].
PANASONIC. **Photovoltaic Module N330_325_320SJ47-Datasheet**. Disponível em: https://panasonic.net/lifesolutions/solar/download/pdf/N330_325_320SJ47Datasheet_190226.pdf. Acesso em: 6 jun. 2021.

PARHIZI, S. *et al.* State of the Art in Research on Microgrids: A Review. **IEEE Access**, Piscataway, v. 3, p. 890–925, 2015.

R. FOURER, D. G. B. K. **AMPL: a modeling language for mathematical programming**. 2nd ed. ed. Pacific Grove: [s. n.], 2003.

RALON, P. *et al.* IRENA (2017), Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. **International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi**, 2017.

SON, K. M. *et al.* **Grid interfacing storage system for implementing microgrid**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific, T and D Asia 2009. **Anais [...]** 16 dez. 2009

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, 2020.

ANEXO A: ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

1 TRABALHO PUBLICADO NA REVISTA ENERGIES

Este trabalho publicado na revista *Energies* é intitulado de “*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 dimensionamento de uma microrredes híbrida composta por geração fotovoltaica, sistema de baterias e um inversor bidirecional, com o intuito de fornecer energia as cargas de serviços auxiliares de uma subestação de uma rede de distribuição. É analisado um conjunto de possibilidades através de busca exaustiva e simulações de Monte Carlo para lidar com as incertezas do período de falhas e suas durações. Para análise de cada possibilidade, dois índices são propostos, um para o custo de investimento e manutenção, e um para a taxa de indisponibilidade, que é a razão entre as horas de serviços que não foram prestados e o tempo total de operação.

É concluído no trabalho que a melhora do índice de indisponibilidade ocasiona um aumento no índice econômico, e é observado o efeito contrário, então a melhor opção é determinado um limite de indisponibilidade e no passo seguinte efetuar uma busca pela opção com menor índice econômico. É observado que as baterias têm uma maior importância em relação aos painéis fotovoltaicos para diminuir o índice de indisponibilidade.

2 TRABALHO APRESENTADO NO SBPO 2021

Este trabalho foi apresentado no Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional 2021, realizado de forma virtual e com sede em João Pessoa – Pb. Este é intitulado “*Modelo de Programação Linear Inteira Mista para o Dimensionamento Ótimo de uma Microrrede para Atendimento de Serviços Auxiliares de Subestações Durante Falhas na Alimentação*”.

O trabalho consiste em realizar um modelo matemático para o dimensionamento dos componentes de uma microrrede, com o intuito de suprir a demanda de energia dos serviços auxiliares de uma subestação em momentos em que a alimentação principal esteja inoperante. É considerado que a energia na qual irá suprir a demanda dos serviços é carga proveniente das baterias e que os painéis fotovoltaicos serão utilizados para carregamento do sistema de armazenamento, sendo o excedente da geração fotovoltaica, neste caso, não utilizado no modelo. É ainda proposto um limite para investimento nos componentes da microrrede, um custo para aquisição dos painéis fotovoltaicos e baterias, um valor para a manutenção de ambos, e um valor de multa por indisponibilidade da subestação por hora, onde a multa total por indisponibilidade é obtida através da operação da microrrede e sua capacidade de suprir a demanda dos serviços auxiliares.

Fora obtido que conforme há um aumento nos limites de investimento reduz o valor que deve ser pago de multa por indisponibilidade e para que este valor seja nulo a multa por hora deve ser um valor muito elevado. É também possível obter o ótimo dimensionamento dos painéis fotovoltaicos e baterias microrrede para cada limite de investimento utilizado, apresentando uma prioridade ao número de baterias.