

ERNANE ROSA MARTINS
(ORGANIZADOR)

SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO APLICADA

Atena
Editora
Ano 2022

ERNANE ROSA MARTINS
(ORGANIZADOR)

SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO APLICADA

Atena
Editora
Ano 2022

Editora chefe

Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Editora executiva

Natalia Oliveira

Assistente editorial

Flávia Roberta Barão

Bibliotecária

Janaina Ramos

Projeto gráfico

Bruno Oliveira

Camila Alves de Cremo

Luiza Alves Batista

Natália Sandrini de Azevedo

Imagens da capa

iStock

Edição de arte

Luiza Alves Batista

2022 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do texto © 2022 Os autores

Copyright da edição © 2022 Atena Editora

Direitos para esta edição cedidos à Atena Editora pelos autores.

Open access publication by Atena Editora



Todo o conteúdo deste livro está licenciado sob uma Licença de Atribuição Creative Commons. Atribuição-Não-Comercial-Não-Derivativos 4.0 Internacional (CC BY-NC-ND 4.0).

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores, inclusive não representam necessariamente a posição oficial da Atena Editora. Permitido o *download* da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

Todos os manuscritos foram previamente submetidos à avaliação cega pelos pares, membros do Conselho Editorial desta Editora, tendo sido aprovados para a publicação com base em critérios de neutralidade e imparcialidade acadêmica.

A Atena Editora é comprometida em garantir a integridade editorial em todas as etapas do processo de publicação, evitando plágio, dados ou resultados fraudulentos e impedindo que interesses financeiros comprometam os padrões éticos da publicação. Situações suspeitas de má conduta científica serão investigadas sob o mais alto padrão de rigor acadêmico e ético.

Conselho Editorial**Ciências Exatas e da Terra e Engenharias**

Prof. Dr. Adélio Alcino Sampaio Castro Machado – Universidade do Porto

Profª Drª Alana Maria Cerqueira de Oliveira – Instituto Federal do Acre

Profª Drª Ana Grasielle Dionísio Corrêa – Universidade Presbiteriana Mackenzie

Profª Drª Ana Paula Florêncio Aires – Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

Prof. Dr. Carlos Eduardo Sanches de Andrade – Universidade Federal de Goiás

Profª Drª Carmen Lúcia Voigt – Universidade Norte do Paraná



Prof. Dr. Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Prof. Dr. Douglas Gonçalves da Silva – Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Profª Drª Érica de Melo Azevedo – Instituto Federal do Rio de Janeiro
Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará
Profª Dra. Jéssica Verger Nardeli – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho
Prof. Dr. Juliano Bitencourt Campos – Universidade do Extremo Sul Catarinense
Prof. Dr. Juliano Carlo Rufino de Freitas – Universidade Federal de Campina Grande
Profª Drª Luciana do Nascimento Mendes – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte
Prof. Dr. Marcelo Marques – Universidade Estadual de Maringá
Prof. Dr. Marco Aurélio Kistemann Junior – Universidade Federal de Juiz de Fora
Prof. Dr. Miguel Adriano Inácio – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
Profª Drª Neiva Maria de Almeida – Universidade Federal da Paraíba
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Priscila Tessmer Scaglioni – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Sidney Gonçalo de Lima – Universidade Federal do Piauí
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista



Sistemas de energia elétrica e computação aplicada

Diagramação: Camila Alves de Cremo
Correção: Yaidy Paola Martinez
Indexação: Amanda Kelly da Costa Veiga
Revisão: Os autores
Organizador: Ernane Rosa Martins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S623 Sistemas de energia elétrica e computação aplicada /
Organizador Ernane Rosa Martins. – Ponta Grossa - PR:
Atena, 2022.

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia

ISBN 978-65-258-0661-7

DOI: <https://doi.org/10.22533/at.ed.617222209>

1. Energia elétrica. 2. Computação. I. Martins, Ernane
Rosa (Organizador). II. Título.

CDD 621.3

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
Telefone: +55 (42) 3323-5493
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br



Atena
Editora
Ano 2022

DECLARAÇÃO DOS AUTORES

Os autores desta obra: 1. Atestam não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao artigo científico publicado; 2. Declaram que participaram ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certificam que os artigos científicos publicados estão completamente isentos de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirmam a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhecem terem informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autorizam a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.



DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação constitui apenas transferência temporária dos direitos autorais, direito sobre a publicação, inclusive não constitui responsabilidade solidária na criação dos manuscritos publicados, nos termos previstos na Lei sobre direitos autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código Penal e no art. 927 do Código Civil; 2. Autoriza e incentiva os autores a assinarem contratos com repositórios institucionais, com fins exclusivos de divulgação da obra, desde que com o devido reconhecimento de autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial; 3. Todos os e-book são *open access*, *desta forma* não os comercializa em seu site, sites parceiros, plataformas de *e-commerce*, ou qualquer outro meio virtual ou físico, portanto, está isenta de repasses de direitos autorais aos autores; 4. Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições de ensino superior públicas, conforme recomendação da CAPES para obtenção do Qualis livro; 5. Não cede, comercializa ou autoriza a utilização dos nomes e e-mails dos autores, bem como nenhum outro dado dos mesmos, para qualquer finalidade que não o escopo da divulgação desta obra.



APRESENTAÇÃO

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) são compostos por complexos equipamentos e instalações, distribuídos ao longo de extensas regiões geográficas, que tem por objetivos a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. A Computação Aplicada, por sua vez, é o campo de estudo voltado para a análise e resolução de problemas utilizando como ferramenta o computador.

Dentro deste contexto, esta obra aborda diversos assuntos relevantes, tais como: A avaliação da viabilidade técnica e econômica de uso do sistema PV-BESS por meio de índices financeiros como o Payback e ROI (Return of Investment); A múltipla finalidade do Cadastro Técnico Multifinalitário (CTM), a partir do desenvolvimento de um software voltado a criação de relatórios e sua validação; os conceitos do Growth Hacking, as estratégias e ferramentas utilizadas, a construção de um projeto de software base (template) com as referidas técnicas e avaliar estatisticamente qual impacto que uma boa página de vendas, projetada para alto desempenho, conversão e lucratividade poderá ter para o sucesso de uma organização no meio online; O papel de um sistema de armazenamento de energia elétrica (SAEE) sob a forma de hidrogênio na integração entre a geração solar fotovoltaica e a geração hidrelétrica; As principais características dos sistemas SCADA e os critérios para sua proteção em um ambiente de crescente interconectividade.

Sendo assim, os trabalhos que compõe esta obra permitem aos seus leitores, analisar e discutir os diversos assuntos interessantes abordados. Por fim, desejamos a cada autor, nossos mais sinceros agradecimentos por suas contribuições, e aos leitores, desejamos uma excelente leitura com excelentes e novas reflexões.

Ernane Rosa Martins

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1..... 1

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE PV + BESS EM UMA UNIDADE RESIDENCIAL EM TOLEDO-PR


Vitor Finger Tureta
Joylan Nunes Maciel
Marco Roberto Cavallari
Jorge Javier Gimenez Ledesma
Oswaldo Hideo Ando Júnior

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.6172222091>

CAPÍTULO 2..... 21

CADASTRO TÉCNICO MULTIFINALITÁRIO URBANO: UM ESTUDO DE CASO A PARTIR DE RELATÓRIOS GERADOS UTILIZANDO UM BANCO DE DADOS CADASTRAIS


Alexandre Rabello Ordakowski
Jonata S. Rodrigues
Marcelo Leandro Holzschuh

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.6172222092>

CAPÍTULO 3..... 30

CONSTRUINDO LANDING PAGES DE VENDAS DE ALTO DESEMPENHO, CONVERSÃO E LUCRATIVIDADE


Igor Brown Ramos
Marco Antônio Pereira Araújo

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.6172222093>

CAPÍTULO 4..... 48

INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO HIDROELÉTRICA E SOLAR FOTOVOLTAICA ATRAVÉS DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA A HIDROGÊNIO JUNTO À UHE ITUMBIARA

Juarez Corrêa Furtado Júnior
Ennio Peres da Silva
Vitor Feitosa Riedel
Ana Beatriz Barros Souza
Hélio Nunes de Souza Filho
Demóstenes Barbosa da Silva
Diogo Hernandez de Oliveira Barbosa
Jacinto Maio Pimentel

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.6172222094>

CAPÍTULO 5..... 67

SUGESTÕES PARA CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA SISTEMAS SCADA EM REDE CORPORATIVA - POR QUE E COMO PROTEGER

Lucas Becker
Alexandre Acácio de Andrade
Júlio Francisco Blumetti Facó

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.6172222095>

SOBRE O ORGANIZADOR.....	82
ÍNDICE REMISSIVO.....	83

CAPÍTULO 1

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE PV + BESS EM UMA UNIDADE RESIDENCIAL EM TOLEDO-PR

Data de aceite: 01/09/2022

Vitor Finger Tureta

Instituto Latino-Americano de Tecnologia,
Infraestrutura e Território (ILATIT) da
Universidade Federal da Integração Latino-
Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná,
Brazil

Joylan Nunes Maciel

Instituto Latino-Americano de Tecnologia,
Infraestrutura e Território (ILATIT) da
Universidade Federal da Integração Latino-
Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná,
Brazil

Marco Roberto Cavallari

Universidade Estadual de Campinas
(UNICAMP), Campinas, Brasil

Jorge Javier Gimenez Ledesma

Instituto Latino-Americano de Tecnologia,
Infraestrutura e Território (ILATIT) da
Universidade Federal da Integração Latino-
Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná,
Brazil

Grupo de Pesquisa em Energia &
Sustentabilidade Energética (GPEnSE) da
Universidade Federal Rural de Pernambuco
(UFRPE), Recife, Brasil

Oswaldo Hideo Ando Júnior

Unidade Acadêmica do Cabo do Santo
Agostinho at the Universidade Federal Rural de
Pernambuco, Recife, Brasil

Grupo de Pesquisa em Energia &
Sustentabilidade Energética (GPEnSE) da
Universidade Federal Rural de Pernambuco
(UFRPE), Recife, Brasil

RESUMO: O consumo de energia elétrica no âmbito residencial tem previsão de aumento de 1,5% a.a., influenciando diretamente o balanço energético nacional, causado pelo aumento do número de consumidores. Tal fato, juntamente com os fatores climáticos, tem aumentado a busca por fontes alternativas de energia, o que, como consequência, também possui o benefício de economia financeira para o consumidor. A fotovoltaica é uma fonte de energia intermitente, que permite utilizar sistemas de armazenamento e deixar de utilizar da rede. O sistema SFV-BESS (Sistema Fotovoltaico + Battery Energy Storage System) pode se tornar uma opção viável, em especial a partir de 2023, ano em que a Lei nº 14.300/22 entrará em vigor, e na qual os créditos gerados serão taxados em 30 % a partir do momento em que forem injetados na rede. Desta forma, o objetivo do presente trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica de uso do sistema PV-BESS por meio de índices financeiros como o Payback e ROI (Return of Investment). Para realizar o estudo utilizou-se do dimensionamento de um sistema fotovoltaico que suprisse a demanda de 17,25 kWh/dia, tomando como base uma residência localizada em Toledo – PR. A dispersão horária de consumo foi obtida por meio da faixa típica produzida, calculando-se a potência de pico para encontrar número de módulos e posteriormente a potência e número de inversores necessários. Para suprir a demanda no horário de pico, considerou-se um BESS de capacidade 10 kWh. Analisaram-se 3 cenários diferentes, considerando 1A um sistema fotovoltaico sem BESS em regime tarifário convencional, 2A um sistema fotovoltaico com

BESS em regime tarifário convencional e 2B um sistema fotovoltaico com BESS em regime de tarifa branca. Em observância à geração dos 9 módulos PV e consumo da residência, o excedente foi considerado para carga do BESS até sua capacidade e o restante foi injetado na rede. Com o cenário de 25 anos e a Lei nº 14.300/22, observa-se que o cenário 1A foi o mais viável para aplicação, com retorno de 6,86 anos, comparado a 9,78 e 8,91 de 2A e 2B, respectivamente. Tal diferença no payback 1A deve-se ao maior crédito disponível na rede para os meses de maio a julho, em que o BESS não é carregado totalmente. Outro fator relevante foi o alto investimento inicial com o BESS do caso 2 (A e B), cujas tecnologias são consideradas financeiramente inviáveis para o sistema estudado.

PALAVRAS-CHAVE: Tarifa branca, fotovoltaica, BESS, payback.

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF PV + BESS IN THE UNIT RESIDENCIAL LOCATED IN TOLEDO-PR

ABSTRACT: Residential electricity consumption is expected to increase by 1.5% per year, linked to an increase in the number of consumers and directly influencing the national energetic balance. There are also weather-related factors that stimulate the investment in alternative sources of energy, which furthermore provide to the consumers benefits from economic savings. Photovoltaics are an intermittent source, which allow the use of energy storage systems, as well as off-grid installation. The PV-BESS system (Photovoltaic System + Battery Energy Storage System) can become a viable option, especially from 2023, the year in which Law No. 14.300/22 will become valid and a taxation of 30% will be applied from the moment of energy injection into the grid. In this context, the objective of the present work is to evaluate the technical and economic use of the PV-BESS system through financial indices such as Payback and ROI (Return of Investment). To carry out the study, we used the design of a photovoltaic system that supplied a demand of 17.25 kWh/day, based on a residence located in Toledo-PR. The consumption dispersion along time was compared to the typical generation profile. The maximum generated power was used in the calculation of the number of modules and then the number of inverters. Based on that and to meet the peak demand, a 10kW BESS was chosen. Three different scenarios were considered, i.e. (1A) a photovoltaic system without BESS in a conventional tariff regime, (2A) a photovoltaic system with BESS in a conventional tariff regime, and (2B) a photovoltaic system with BESS in a white tariff regime. In compliance with the generation of the 9 PV modules and consumption of the residence, the additional generated energy was considered as load to the BESS until its capacity was reached and then the remainder was injected into the network. Within a 25-year scenario and by taking into account Law No. 14,300/22, scenario 1A was the most viable with a return of 6.86 years, compared to 9.78 and 8.91 for 2A and 2B, respectively. The difference in the 1A payback compared to the other scenarios is due to the greater credit obtained from the grid for the months of May and July, in which the BESS is not fully loaded. The high initial investment was another relevant factor for scenarios 2 (A and B) to be considered financially impracticable.

KEYWORDS: White tariff, photovoltaic, BESS, payback.

1 | INTRODUÇÃO

Com o aumento populacional e os países em reaceleração econômica após o impacto dos dois anos de pandemia do SARS-Cov-2, que afetou vários setores, o Plano Decenal de Expansão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022) prevê que o consumo no Brasil aumente anualmente 2,5% entre os anos de 2021 e 2031, ou seja, de um consumo de 563 TWh para 792 TWh.

De forma a atender essa demanda, o país ofertou em 2021 674,2 TWh de energia elétrica, atingindo a marca de 172.192 MW de potência instalada. Em observância à matriz energética brasileira, essa produção foi representada majoritariamente pela hidráulica com 63,15%, seguida pela térmica com 21,69%, eólica com 11,39%, solar 2,62% e nuclear com 1,16%.

Tal evolução da composição da capacidade instalada total por fonte pode ser observada na figura 1, na qual a capacidade de instalada em 2021 considera 200 GW e 2031 275GW. Verifica-se o aumento em percentual de 2% para 4% em energia solar, 10% para 11% em eólica e de 8% para 17% em APE + GD Renováveis (Autoprodução de Energia + Geração Distribuída Renováveis) [1].

Dentre o consumo de eletricidade em 2021, o residencial obteve 47% da participação, que por consumidor resultou em 165 kWh/mês. A projeção é que a participação alcance 56%, ocasionada pelo crescimento do número de consumidores residenciais (1,5% a.a.), com aumento de consumo médio residencial de 1,7% e autoprodução não injetada de 3,3% por ano, com potencial em alcançar 196 kWh/mês por consumidor ao final de 2031.

O crescimento acompanha também a autoprodução não injetada com 57 TWh em 2021, chegando a 78 TWh em 2031, impulsionado principalmente pelo crescimento da geração solar [1].

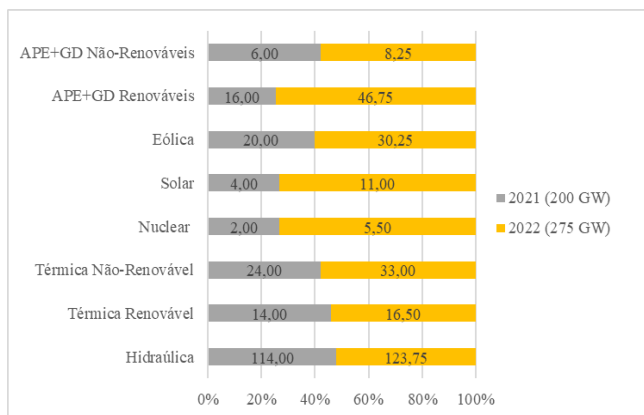


Figura 1: Evolução da participação da matriz energética em potência instalada em GW.

Fonte: Adaptado de [1].

No contexto ambiental e econômico a energia renovável tem se tornado estrategicamente discutida, devido ao crescimento acelerado do consumo e por ser a opção para o desenvolvimento sustentável. A ONU (Organização das Nações Unidas), juntamente com os países, vem trabalhando nos objetivos que visam a contribuir com a sociedade e meio ambiente em uma agenda até 2030, sendo que um dos ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável) é gerar energia limpa e acessível [2].

A energia solar é uma fonte renovável de produção de eletricidade e nos dias atuais é economicamente competitiva com fontes de energia convencionais, além de tornar promissora a geração distribuída (GD) no país. O processo é conhecido como energia fotovoltaica, em que as matrizes envolvem células solares, que contêm semicondutores, geralmente feitos de silício. Dentre as vantagens de utilização incluem-se a renovabilidade, redução de faturas de energia elétrica, baixo custo de manutenção e menor intensidade de poluição. No entanto, alguns desafios, como dependência do clima e armazenamento de energia limitado pelo custo e grandes requisitos de espaço, ainda dependem do avanço tecnológico e de estudos aprofundados para resolução [3]. No Brasil, a partir de 2023 haverá um desafio adicional para a autoprodução de energia solar, de forma que o consumidor será taxado na injeção de energia para a rede se produzida em excedente [4].

Atualmente, o armazenamento vem ganhando força pelo avanço tecnológico e benefícios adicionais que pode proporcionar através da instalação. Os sistemas de armazenamento podem oferecer diversos serviços para auxiliar as operações dos sistemas elétricos de potência [5], como serviços de *Bulk Energy*, ancilares, de infraestrutura e transmissão, distribuição e gerenciamento de energia do consumidor [6]. Os sistemas de armazenamento químicos estão divididos em armazenamento interno e externo, sendo que as baterias de íon de lítio e chumbo-ácido são as mais utilizadas e são classificadas como baterias de baixa temperatura [5].

Os sistemas de baterias aplicadas à geração distribuída podem reduzir a injeção de energia na rede e contribuir com sistemas residenciais no gerenciamento de suas cargas. Um BESS (*Battery Energy Storage System*) é um sistema composto que inclui componentes de hardware e software de baixo e alto nível, que tem a possibilidade de capturar energia de diferentes fontes, acumulá-la e armazená-la em baterias recarregáveis para uso posterior [7].

Desta forma, o objetivo do presente trabalho é realizar o estudo de viabilidade técnica e econômica da aplicação de sistema fotovoltaico com armazenamento BESS (PV-BESS), com o intuito de suprir o consumo de energia em horário intermediário e de ponta, comparando a utilização da tarifa branca e convencional como regime tarifário.

2 | REVISÃO TEÓRICA

O Plano Decenal de Expansão de Energia prevê um grande crescimento de consumo

ao longo dos próximos anos, que por consequência demanda o aumento da geração, a qual possui tendências de crescimento em relação à energia renovável, que pode sair de 78,1% em 2021 para 84% em 2031, devido ao crescimento das participações de geração por fontes eólicas e solares [1].

Em especial, a energia fotovoltaica, que é dada pela conversão direta da luz solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas, possui um crescimento exponencial impulsionado no Brasil pela implantação da Resolução Normativa ANEEL – REN 687/15 (atualização da REN 482/12), que estabelece as condições para o acesso de microgeração (potência até 75 kW) e minigeração (maior que 75 kW) distribuída aos sistemas de distribuição.

Concomitantemente, a REN efetuou a criação do processo de compensação de energia (também conhecido como *Net Metering*), em que o excedente injetado na rede é convertido em créditos de energia, que podem ser utilizados dentro de 60 meses para compensar a conta de energia elétrica [18].

Tal processo de compensação será alterado pela Lei nº 14.300/2022, sendo que escalonadamente este sistema passará da compensação de 1 para 1 (1 kWh para 1 crédito) para uma compensação parcial, o que será equivalente em média a uma redução de 30% do crédito injetado na rede a partir de 2029. Esta taxa começará a valer para projetos implantados a partir do ano de 2023, iniciando a uma taxa de 4,5% do total injetado na rede [4]. A crescente da taxa pode ser observada na tabela 1.

Ano	Taxa [%]
2023	4,5
2024	9,0
2025	13,5
2026	18,0
2027	22,5
2028	27,0
2029	30,0

Tabela 1: Taxa gradativa de desconto Lei 14.300/22.

Fonte: Adaptado de [4].

Para consumidores do grupo B, definido como de baixa tensão, que é caracterizado por Ucs (unidades consumidoras) atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, tem-se o custo de disponibilidade, referente à taxa mínima que as concessionárias cobram para o uso da infraestrutura de distribuição. As taxas mínimas para a consumidores monofásicos é de 30kW, para consumidores bifásicos é de 50kW e para trifásicos é de 100kW. A grande e principal mudança da REN 482 para a Lei 14.300/2022 seria referente à duplicidade dos

créditos. Antes esta taxa mínima seria abatida diretamente dos créditos; com a nova lei a taxa mínima deverá ser paga independente dos créditos existentes.[4]

No Brasil, existem dois tipos de tarifas de energia elétrica independentemente do tipo de compensação vigente pela lei: tarifa convencional e branca. A tarifa convencional é estática e é pré-definida com as revisões tarifárias permitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), junto às distribuidoras de energia elétrica. Por outro lado, a tarifa branca foi proposta com objetivo de estimular o gerenciamento de energia elétrica pelas unidades consumidoras (Ucs) do grupo B, nos horários de ponta, quando há um maior carregamento do sistema. Este estímulo se deve à diferença do valor da tarifa do consumo nos horários de ponta, definidos por cada distribuidora e aprovados pela ANEEL [17]. A exemplo disso a tabela 2 expõe os valores para as tarifas vigentes no estado do Paraná pela COPEL.

Tarifa	Valor [R\$/kWh]	Hora de Vigência
Convencional	0,72807	00 h às 23:59 h
Fora de Ponta	0,61755	21:30 h às 16:30 h
Intermediária	0,86071	16:30 h às 17:30 h / 21:30 h às 22:30 h
Ponta	1,2839	17:30 h às 21:30 h

Tabela 2: Valores tarifários vigentes.

Fonte: Adaptado de [19].

A tarifa branca tornou-se disponível para qualquer faixa de consumo a partir de 2020 e está disponível como opção para os subgrupos B1, com exceção para a subclasse Baixa Renda, B2 e B3 do grupo B. Para fins de tarifação, apresenta três postos tarifários: de ponta, intermediário e fora de ponta [19].

Os sistemas convencionais de energia elétrica (SEEs) são estabelecidos por estruturas de geração centralizada (usinas), as quais geralmente são afastadas dos centros consumidores, sendo necessários sistemas de transmissão, compostos por diversas linhas de transmissão e subestações com capacidade de transmitir elevados montantes de energia, ocorrendo perdas de energia por este processo [9]. A geração de energia solar ampliou o sistema distribuído e os armazenamentos de energia por baterias, e eletrodomésticos inteligentes se tornaram participantes ativos do sistema elétrico [8].

Segundo Jinlei [10], pode-se destacar que as gerações distribuídas (GD) consistem em geradores fotovoltaicos, térmicos de biomassa eólicos e por sistemas de armazenamento de energia por baterias, conhecidos também por BESS (*Battery Energy Storage Systems*). Entre as vantagens da GD incluem-se o alívio de congestionamento de linha, redução global de perdas e aumento da confiabilidade das redes, com redução do consumo em horário de pico. Além disso, os benefícios técnicos incluem controle de tensão e energia

reativa, redução de perdas e a redução de fluxo de corrente na rede de baixa tensão das concessionárias de energia elétrica [11,12]. Dentro do cenário do aumento desse tipo de geração, é necessário um planejamento coordenado das estruturas das fontes de geração, para evitar que ocorram intermitências na conexão ao sistema e instabilidades nas redes de distribuição [13].

Dada a possibilidade de instabilidades no sistema nacional interligado pela GD, o armazenamento de energia pode ser um aliado por possuir a compensação nos casos de intermitência das fontes de geração renovável, podendo incrementar a confiabilidade e segurança no suprimento energético [8]. O interesse em sistemas de armazenamento tem-se dado pelos recentes avanços nas tecnologias empregadas e os benefícios adicionais que podem ser proporcionados com sua implementação, e podem fornecer diversos serviços, como demonstrado na tabela 3.

Serviços	
<i>Bulk Energy</i>	Time-shift de energia elétrica, capacidade de fornecimento de energia
<i>Ancilares</i>	Resposta rápida de frequência, reserva primária e secundária, suporte de tensão
<i>Infraestrutura de transmissão</i>	Adiamento de mudança na transmissão e suporte de tensão
<i>Infraestrutura de distribuição</i>	Adiamento de mudanças na distribuição, suporte de tensão
<i>Gerenciamento de energia consumidor</i>	Confiabilidade de energia, time-shift de compra energia elétrica, gerenciamento pelo lado da demanda, Smart Home Energy Management

Tabela 3: Serviços de armazenamento de energia e relevância.

Fonte: Adaptado de [14].

Sistemas de armazenamento possuem uma amplitude de aplicações possíveis no setor elétrico, no entanto, a atratividade de cada solução específica depende das características e necessidade de cada sistema elétrico. Deve-se considerar o uso de baterias com maior densidade de armazenamento, menor perda durante o processo de carga e descarga, menores taxas de autodescarga, maior número de ciclo de carga e descarga e métodos com menor toxicidade e poluentes para facilitar a logística reversa do material. Os sistemas de armazenamento químicos podem ser visualizados na figura 2 [7].

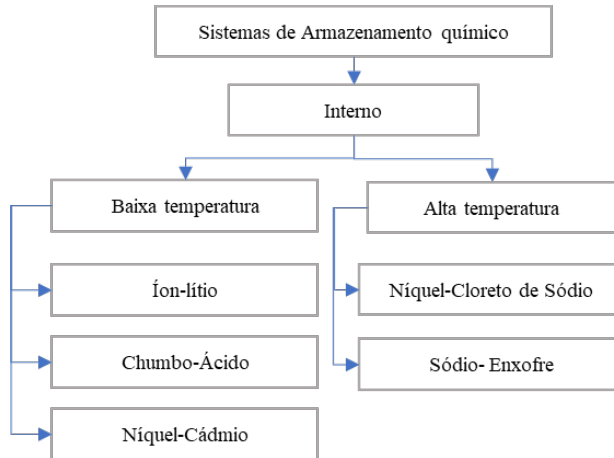


Figura 2: Tipos de sistema químicos de armazenamento de Energia.

Fonte: Adaptado de [7].

A diferença do sistema BESS é que, caso seja necessário, a energia eletroquímica será descarregada da bateria e fornecida às residências, veículos elétricos, instalações comerciais e industriais, além da injeção na rede de distribuição [8]. O BESS pode variar dependendo da eletroquímica ou tecnologia da bateria que é utilizada, sendo que as principais para tal sistema são de sódio-enxofre, bateria de fluxo, chumbo ácido e íon-lítio, sendo esta última a que possui maior representatividade no mercado [9].

A principal vantagem das baterias de Íon-lítio é seu tempo de vida útil, o qual não é influído pelo número de ciclos de carga e descarga [8]. Possuem também uma densidade de potência de aproximadamente três vezes maior que as baterias de chumbo-Ácido e 1,5 vezes maior que a alcalina [15]. Uma das principais vantagens do BESS é o gerenciamento, que pode aumentar a vida útil da bateria e a estimativa de estado de carga (SOC), sendo que SOC é a razão entre a capacidade residual e a capacidade total da bateria [16]. Além disso, outras vantagens do BESS que podem ser citadas são o carregamento rápido e eficiente, elevado rendimento, baixa taxa de descarga automática e baixa manutenção [8].

Diferentes estudos foram realizados nos últimos anos para aplicação do BESS em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. Segundo Deotti et. al [23] o payback foi de aproximadamente 20 anos para um sistema no qual o BESS é de 9,9 kWh, de acordo com estudo realizado em 2020. Por outro lado, Matias [24] utilizou um sistema convencional de armazenamento (chumbo-ácido sem gerenciamento de energia), aplicando este nos horários de ponta e intermediário, obtendo um payback de 5,5 anos. Já por Costa [25], foram considerados diversos cenários no contexto brasileiro, em que os consumos analisados para suprimeto variavam de 500 kWh a 1000 kWh, utilizando-se diversas tecnologias de armazenamento. Demonstrou-se que nenhuma alternativa com armazenamento era viável financeiramente.

3 | METODOLOGIA

A fim de determinar a energia gerada e consumida com SFV *versus* a geração e consumo utilizando SFV + BESS, é necessário o dimensionamento de ambos os sistemas. É considerada a geração dos sistemas suficientes para suprir a demanda da residência, mas ao mesmo tempo não realizar o sobredimensionamento.

O cálculo da potência de pico do SFV necessário para atender o consumo e/ou a carga do BESS é estabelecido pela equação 1, a qual considera o BESS para atender os horários de ponta e intermediário, e injetando-se na rede o excedente [21].

$$\text{Potência de pico: } P_{FV} = \frac{E}{HSP_{MA}} * \frac{1}{TD} \quad (1)$$

Em que: E é o consumo diário médio anual da residência [Wh/dia]; HSP_{MA} é média anual das horas de plano Sol incidente no plano do SFV [h]; TD é a taxa de desempenho do SFV.

A variável TD da equação 1 determina vários aspectos que influenciam o sistema como um todo. Considera-se a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão, ocasionadas pela resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo, dentre outros [21].

Após a determinação da potência total do SFV, dimensiona-se o inversor. Para a seleção do modelo de inversor observam-se os valores de corrente e tensão que são fornecidos pelos módulos fotovoltaicos; estes devem ser menores que o valor da entrada do inversor. Não obstante, o valor de potência deve respeitar o valor dado pelo FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor), descrito pela equação 2.

$$\text{Fator dimensionamento do inversor: } FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (2)$$

Em que: P_{Nca} é a potência nominal em CA do inversor [W]; P_{FV} é a potência de pico do SFV [W_p].

De acordo com Pinho e Galdino [21] o inversor deve ser dimensionado para não trabalhar em potências muito abaixo da nominal por períodos prolongados, recomendando-se valores de FDI com limite inferior na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior pode chegar ao limitante de 1,05.

Para calcular a quantidade de módulos necessários em série que atendem a potência de projeto, utiliza-se a equação 3.

$$\text{Número de módulos: } N_{modulos} = \frac{P_{FV}}{P_{modulo}} \quad (3)$$

Em que: $P_{modulos}$ é a potência nominal de pico do módulo [W_p];

Com número de módulos definido é determinado a quantidade de inversores para o sistema pela equação 4.

$$\text{Quantidade de Inversores: } NI = \frac{N_{modulos} * P_{FV}}{P_{Nca}} \quad (4)$$

Para garantir que o inversor seja compatível, verifica-se a tensão e corrente CC

máxima de entrada que deve permanecer dentro da faixa de operação. A equação 5 determina a quantidade de fileiras que podem ser conectadas em paralelo.

$$\text{Número strings paralelas: } N_{strings, paralelo} \leq \frac{I_{imáx}}{I_{ISC}} \quad (5)$$

Em que: I_{ISC} é a corrente de curto circuito do modulo fotovoltaico [A]; I_{imax} é a corrente CC admitida na entrada do inversor [A].

Para o dimensionamento do BESS, que possui a finalidade de reduzir a utilização de energia da rede, é necessário encontrar o consumo que corresponde aos horários de pico e intermediário. Desta forma, utilizam-se as equações 6 e 7.

$$\text{Capacidade do BESS: } CB = \frac{L_m \cdot N}{P_d} \quad (6)$$

$$\text{Capacidade em Amperes por hora: } CBI = \frac{CB}{V_{sist}} \quad (7)$$

Em que: L_m é a energia média diária consumida [Wh/dia]; N é o número de dias de autonomia; V_{sist} é a tensão do sistema [V]; e P_d é a máxima profundidade de descarga da bateria [%].

Posteriormente dimensiona-se o número de baterias em paralelo para que a corrente do circuito satisfaça a alimentação do sistema, conforme equação 8.

$$\text{Número baterias paralelas: } N_{bat, paralelo} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (8)$$

Em que: CBI_{bat} é a capacidade da bateria selecionada no mesmo regime de descarga do valor calculado para CBI [Ah].

Após obter o dimensionamento do sistema de armazenamento e de geração fotovoltaica, é necessário verificar qual a quantidade de energia gerada mensalmente, conforme equação 9.

Energia gerada mensal:

$$EGM = IM * PI * \eta * 30 \text{ dias} \text{ [kWh/m}^2\text{mês]} \quad (9)$$

Em que: IM é a irradiação mensal [kWh/m²dia]; PI é a potência instalada [kWp]; η é o rendimento [%].

Para a energia compensada é utilizada a equação 10.

$$\text{Energia compensada: } EC = CM * TL \text{ [kWh/mês]} \quad (10)$$

Em que: CM é o consumo médio [kWh/mês]; TL é o tipo de ligação [kWh].

Quando o consumo é menor que a geração, existe a inserção de energia na rede, que é convertida em créditos, os quais podem ser obtidos por meio da equação 11.

$$\text{Créditos gerados: } CRE = EGM - CM \text{ [kWh/mês]} \quad (11)$$

Em que: EGM é a energia gerada mensal [kWh/mês] e CM é o consumo médio [kWh/mês];

Entretanto, para utilização de BESS no sistema, os créditos são calculados de maneira diferente, ou seja, a energia que não é consumida passa a ser injetada no BESS. Estes créditos podem ser obtidos por meio da equação 12.

$$CRE = EGM - CMh - IB \text{ [kWh/mês]} \quad (12)$$

Em que: CMh é o consumo horário [kWh] e IB é a injeção para o BESS [kWh].

Para o carregamento do BESS foi determinado que o excedente do consumo horário seja injetado no BESS, armazenando a energia necessária para suprimento em horário intermediário e de ponta, calculado pela equação 13.

$$IB = EGM - CMh \quad [\text{kWh/mês}] \quad (13)$$

A viabilidade econômica é determinada a partir do tempo de retorno financeiro, conhecido também como *payback* e o retorno sobre o investimento *ROI*. Primeiramente, para o cálculo financeiro é necessário encontrar o custo dos sistemas dimensionados, para saber o investimento inicial. Na sequência o fluxo de caixa deve ser calculado ano a ano, como demonstrado na tabela 4. É inserido o investimento inicial (*I*) que é o valor da implantação do projeto, para cada caso do presente estudo. As receitas são definidas como economia anual da fatura de energia quando comparadas ao consumo sem o sistema. As despesas são os valores ainda pagos em eventuais faturas e taxa mínima. O VPL ou valor presente líquido pode ser obtido neste fluxo de caixa, conforme demonstrado.

<i>n</i>	<i>F</i>	<i>CO</i>	<i>FC</i>	<i>VPL</i>
0			$-I_n$	$-I_n$
1	F_n	CO_n	$FC_{n-1} + (F_n - CO_n)$	$-I_{n-1} + FC_n$
2			$FC_{n-1} + (F_n - CO_n)$	$VPL_{n-1} + FC_n$
...				
25				$VPL_n = VPL_{n-1} + FC_n$

Tabela 4: Fluxo de caixa com equações de índices econômicos.

Fonte: o autor, 2022.

Em que *n* é dado pelo período de cálculo (ano), *F* é determinado como a fatura anual sem sistema fotovoltaico para suprimento, *CO* é o custo de operação anualizado, *FC* é dado como fluxo de caixa.

O tempo de retorno do investimento ou *payback* indica quando o lucro acumulado é maior que a despesa. Para calcular este indicador deve-se conhecer o *FC* conforme a equação 14. Quanto menor o período, mais atrativo é o investimento.

$$Payback = n_+ - \left(\frac{VPL_{n-1}}{FC_{n+}} \right) \quad (14)$$

Em que n_+ é tido como o primeiro período no qual o *VPL* foi positivo.

Ao final é determinado o *ROI* com a equação 15. Este cálculo obtém o retorno previsto ao final do período de projeto, o qual indica o valor de retorno, em reais, para cada R\$ 1,00 investido.

$$ROI = \frac{\sum_n^0 FC - I_0}{I_0} \quad (15)$$

4 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com o foco em atender consumidores residenciais, utilizam-se como base os dados de consumo obtidos da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, levantamento realizado como curva típica de consumo para clientes residenciais, conforme figura 3. É observado o consumo em horários Fora de Ponta (FP), Intermediário (I) e de Ponta (P) (tabela 2), assim é possível dimensionar um sistema de armazenamento (BESS) com o objetivo de suprir os consumos dos horários I e P que representa 43% da carga diária. O consumo médio diário deste caso resulta em 17,25 kWh.

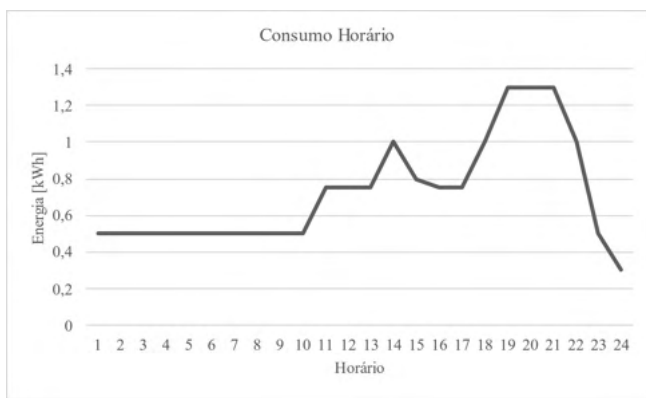


Figura 3: Dados de consumo horário de um consumidor típico residencial.

Fonte: Adaptado de [22].

A localidade de projeto selecionada é o município de Toledo, no oeste do estado do Paraná. Com a localidade determinada, utilizando sistema de geolocalização através de coordenadas 24,701° S; 53,749° O, obtêm-se os dados de irradiação média diária da CRESESB, sendo utilizada a média diária para o ângulo igual a latitude em inclinação de 25°N, e a média anual obtida é 5,00 kWh/m².dia. A distribuição de irradiação mensal pode ser visualizada na tabela 5.

Dado todo este contexto, o presente estudo consiste em determinar a viabilidade técnica e econômica para três possíveis cenários no consumo já proposto e localidade:

Caso 1A: Levantamento técnico de um sistema fotovoltaico bem como análise de geração e tempo de retorno financeiro, levando em consideração a tarifa convencional.

Caso 2A: Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para atendimento total do consumo com proposta de carregamento do BESS em horário de geração, para que o banco de baterias possa atender o consumo em horário intermediário e de ponta, juntamente com análise de geração e tempo de retorno financeiro, considerando tarifa convencional.

Caso 2B: Foi realizado o mesmo trabalho que no caso 2A, entretanto com regime de cobrança em tarifa branca.

O principal determinante diferencial destes casos é a utilização do BESS como suprimento em horários intermediário e de ponta e o regime tarifário.

Mês	Irradiação solar diária mensal (kWh/m².dia)
<i>Janeiro</i>	5,62
<i>Fevereiro</i>	5,37
<i>Março</i>	5,40
<i>Abril</i>	4,98
<i>Mai</i>	4,26
<i>Junho</i>	3,97
<i>Julho</i>	4,14
<i>Agosto</i>	5,08
<i>Setembro</i>	4,77
<i>Outubro</i>	5,13
<i>Novembro</i>	5,55
<i>Dezembro</i>	5,72

Tabela 5: Dados relativos à irradiação no plano inclinado na latitude de Toledo.

Fonte: Adaptado de [20].

Para os cálculos financeiros deste projeto considera-se a média de acréscimo 8,135% a.a. (média entre 2011-2021) no valor das tarifas mencionadas na tabela 2.

Com os dados já apresentados de média de consumo, irradiação seguindo a metodologia e considerando uma taxa de desempenho de 80% obtém-se a potência de pico instalada pela equação 1, seguida da seleção do módulo disponível para instalação. O módulo selecionado para atender à necessidade dos cenários foi de marca Canadian de potência 540W, não sendo necessária a utilização de muitos módulos devido a potência. A partir da equação 3 é determinado o número de módulos para o cenário em geral apresentado na tabela 6.

Parâmetro	Valor
Potência CC	4,7 kWp
Número de módulos	9
Potência máxima	540 Wp
Número de células	144
Tensão de operação	41,3 V
Corrente de operação	13,08 A
Tensão de circuito aberto	49,2 V
Corrente de curto circuito	13,90 A

Eficiência	21,1%
------------	-------

Tabela 6: Dados de entrada e características principais do módulo selecionado.

Fonte: o autor, 2022.

Para seleção do inversor foi utilizada a equação 2 apresentada na seção anterior, a qual necessita de uma pré-seleção de inversor. Diante deste fato, este projeto utilizará um inversor capaz de tornar o carregamento do BESS possível, conforme tabela 7. O inversor selecionado tem esta capacidade de atuar de forma híbrida pois o possui controlador *battery management system* – BMS.

Para o caso de estudo 2, é necessária a seleção de um BESS disponível no mercado que atenda as especificações necessárias para cumprir com o objetivo de garantir o fornecimento de energia em horários intermediário e de ponta no sistema. Conforme já mencionado o perfil de consumo nestas faixas de horário representa cerca de 43% do consumo total diário, sendo aproximadamente 7,4 kWh. Foi considerado o carregamento e descarga diária do BESS e, portanto, N possui o valor 1. Os valores encontrados nas equações 6, 7 e 8 determinam a seleção do sistema de armazenamento e são demonstrados na tabela 8.

Parâmetro	Valor
Potência do Inversor	5 kW
Marca	Growatt
Modelo	SPF 5000 ESG
Quantidade	1
Área de telhado necessária	23,2 m ²

Tabela 7: Características principais do Inversor selecionado.

Fonte: o autor, 2022.

Parâmetro	Valor
CB	8,2 kWh
CBI	160 Ah
$N_{bat,paralelo}$	1

Tabela 8: Parâmetros calculados do sistema de armazenamento.

Fonte: o autor, 2022.

Logo a seleção do sistema de armazenamento pode ser observada na tabela 9.

Parâmetro	Valor
Marca	Energy Source
Modelo	Modelo 51,2 V 200 Ah 10 kWh
Material	LiFePO4 (Lítio Ferro Fosfato)
Capacidade da bateria	10 kWh
Profundidade de descarga	90%

Tabela 9: Características principais do BESS selecionado.

Fonte: o autor, 2022.

A geração de energia em um ano é estimada através da equação 8, obtendo o valor médio anual de 6922 kWh, gerados em ambos os casos. A curva de geração mensal versus o consumo pode ser observada na figura 4. Verifica-se que nos meses de maio, junho e julho o consumo supera a geração. O pico de geração é em janeiro e dezembro devido a maior irradiação solar.

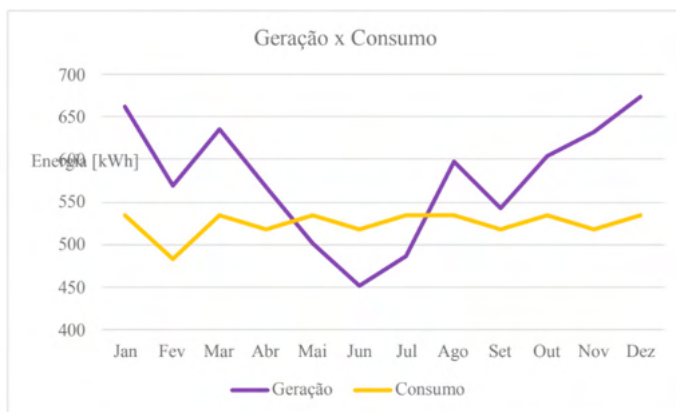


Figura 4: Consumo e geração para os sistemas propostos.

Fonte: o autor, 2022.

Nos meses em que se obtém um superávit são gerados créditos para serem abatidos nos consumos posteriores. De acordo com a figura 5, para todos os anos geram-se créditos de janeiro a maio. Para cada ano representado nesta curva, há um decréscimo dos créditos que são injetados na rede. Isto ocorre devido à Lei nº 14.300/2022. A taxa de desconto foi representada na tabela 1. Ou seja, caso o valor de energia na figura 5 esteja negativo o consumidor efetua o pagamento da fatura, pois consome da rede sem créditos para serem abatidos; esta análise é anualizada e revertida para os índices financeiros.

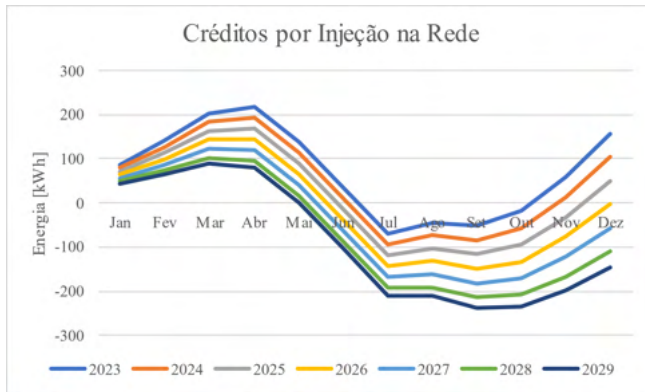


Figura 5: Créditos por Injeção na rede anualizados considerando a Lei 14.300/22.

Fonte: o autor, 2022.

No Caso 2, no qual se tem a utilização do BESS para suprimento de energia, faz-se necessário o cálculo de injeção acumulada horária de energia excedente ao autoconsumo no BESS. Os resultados podem ser visualizados na figura 6.

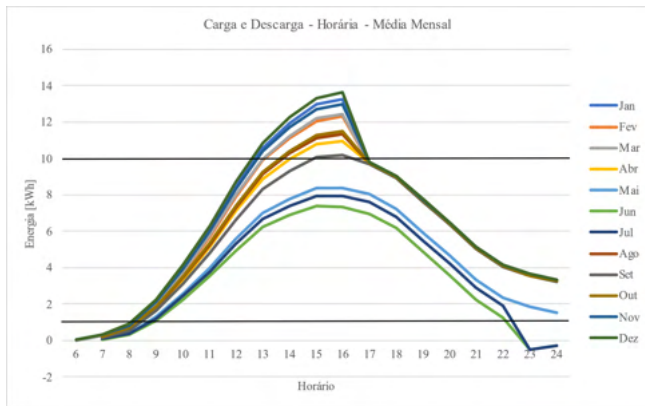


Figura 6: Média horária de carga e descarga do BESS.

Fonte: o autor, 2022.

Na figura 6 foi definido o *target* máximo de carregamento conforme a capacidade do BESS selecionado e o mínimo que vai até a profundidade de descarga do equipamento, setada pelo fabricante como 90%, ou seja, dos 10 kWh injetados no BESS, somente 9 kWh poderão ser efetivamente consumidos. Nesta mesma curva nota-se que, exceto para os meses de maio, junho e julho, há um excedente injetado na rede, e em junho e julho é necessário consumir dos créditos.

Realizados os levantamentos técnicos para os casos, a próxima etapa do processo de definição da melhor alternativa entre os casos estudados é definir os índices econômicos

do projeto. Portanto, primeiramente foi realizado o levantamento orçamentário, ou seja, o investimento necessário para o sistema. Os dados são apontados na tabela 10.

Material	Quantidade	Valor Unitário	Caso 1A	Caso 2A e 2B
Módulos	9	R\$ 1.349,00	R\$ 12.141,00	R\$ 12.141,00
Materiais (Sistemas de fixação e Cabos)	18	R\$ 200,00	R\$ 3.600,00	R\$ 3.600,00
Inversor	1	R\$ 8.800,00	R\$ 8.800,00	R\$ 8.800,00
Bateria	1	R\$ 22.500,00	X	R\$ 22.500,00
Projeto e Instalação		R\$ 6.500,00	R\$ 6.500,00	R\$ 6.500,00
Total			R\$ 31.041,00	R\$ 53.541,00

Tabela 10: Orçamento de itens para o projeto.

Fonte: o autor, 2022.

Com estes dados de produção foi possível calcular os índices financeiros, que podem ser visualizados a seguir na tabela 11.

Indicadores	Caso 1A	Caso 2A	Caso 2B
Investimento	R\$ 31.041,00	R\$ 53.541,00	R\$ 53.541,00
VPL	R\$ 277.967,57	R\$ 278.876,39	R\$ 330.708,81
Payback descontado (anos)	6,86	9,78	8,91
ROI	R\$ 10,95	R\$ 7,20	R\$ 8,17

Tabela 11: Índices econômicos.

Fonte: o autor, 2022.

Observando os indicadores listados na tabela 11 é notável que o Caso 1A possui vantagens significativas com relação aos outros cenários, devido ao fato de seu *payback* ocorrer de forma rápida, resultando em 6 anos e 10 meses e também retornando um ROI bem atrativo. O *payback* do Caso 2A é considerado o mais longo; este fato pode ser analisado devido ao investimento alto com relação ao Caso 1A, justificado pelo uso da tecnologia BESS. O ROI do Caso 2B é considerado atrativo; isso ocorre pelo gerenciamento da carga juntamente com a Tarifa Branca vigente, na qual os consumos realizados da rede possuem um valor tarifário reduzido quando comparado com a tarifa aplicada no Caso 1A.

5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para um projeto de um sistema fotovoltaico ser considerado viável, é necessário atender aos indicadores econômicos, da mesma forma que deve atender aos requisitos

técnicos, obedecendo-se os cálculos apresentados na metodologia e respeitando-se as normas vigentes. Deve-se considerar as condições do cliente, como, por exemplo, sua localidade.

Neste estudo de caso, através dos índices econômicos, o Caso 1A é considerado o mais viável, devido ao fato do *payback* de 6,86 anos ser o menor e o *ROI* o maior, ou seja, a cada real investido tem-se R\$ 10,95 de retorno ao final do projeto. Nos Casos 2A e B, o que não os torna tão atrativos ainda é o alto investimento inicial agregado ao sistema de armazenamento, que, por sua vez, pelo *data sheet* do fabricante do BESS, limita a vida útil do sistema de armazenamento de 10 a 13 anos, sendo necessário um novo investimento na tecnologia.

Verificou-se a importância da consideração de um BESS em sistemas de baixa tensão quando o consumo e geração são analisados hora a hora, dado que outros estudos ou focaram no BESS com premissas diferentes ou não utilizaram a mesma tecnologia abordada. Ademais não consideraram a nova legislação.

Analisou-se que a Lei nº 14.300/22 influencia de forma negativa, resultando em um maior tempo de retorno financeiro. Outros estudos podem ser realizados modificando-se o tipo de tecnologia utilizada e caso novos incentivos governamentais sejam implantados ao longo dos anos para utilização da energia renovável, aplicando-se sistemas de armazenamento como opção à intermitências destas fontes.

REFERÊNCIAS

[1] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031** / Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2022.

[2] NAÇÕES UNIDAS. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. 2022. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>>. Acesso em: 10 de jul. 2022.

[3] J. WESLEY BURNETT, FRANK HEFNER. Solar energy adoption: A case study of South Carolina, **The Electricity Journal**, Volume 34, Issue 5, 2021, 106958, ISSN 1040-6190.

[4] DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. 2022. Disponível em : <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>> Acesso em: 13 jul. 2022.

[5] BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil. **Abaque**, [S. l.], p. 62, 2016.

[6] IRENA. Future role of Distribution system operators. [S. l.], p. 1–20, 2019 b..

[8] DE AZEVEDO, Rodrigo Motta. Matheurística dinâmica e pro-ativa integrada a inversores híbridos para o gerenciamento robusto de recursos energéticos distribuídos. **Universidade Federal de Santa Maria**, p. 136, 2020.

- [9] CANTANE, D. A.; ANDO JUNIOR, O. H.; HIAMERSCHIMIDT, M. B. **Tecnologias de Armazenamento de energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro**. Editora Scienza. São Carlos: 2020. 212 p.
- [10] S. JINLEI et al. Economic Operation Optimization for 2nd Use Batteries in Battery Energy Storage Systems. **IEEE**, v. 7, p. 41852–41859, 2019.
- [11] PEREIRA, B. R. et al. Optimal Distributed Generation and Reactive Power Allocation in Electrical Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 3, p. 975–984, 2016.
- [12] TOORIAN, H.; NOURIAN, S. Analysis and modeling of the distributed generation impact on electricity market prices. *EEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. **Anais...IEEE**, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555801>>.
- [13] GAO, Y. et al. Multi-Objective Bilevel Coordinated Planning of Distributed Generation and Distribution Network Frame Based on Multiscenario Technique Considering Timing Characteristics. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 4, p. 1415–1429, out. 2017.
- [14] IRENA. Innovation landscape brief: Future role of distribution system operators. *Irena*, v. b, p. 1–20, 2019.
- [15] CHENG, M. W. et al. State-of-charge estimation with aging effect and correction for lithium-ion battery. **IET Electrical Systems in Transportation**, v. 5, n. 2, p. 70–76, 1 jun. 2015.
- [16] CHEN, L. et al. Analysis and prediction of the discharge characteristics of the lithium-ion battery based on the Grey system theory. **IET Power Electronics**, v. 8, n. 12, p. 2361–2369, 1 dez. 2015.
- [17] LAWSON, A.; WEISS, M. **Tarifa Branca: oportunidades em meio a incertezas**. 2018
- [18] **RESOLUÇÃO NORMATIVA No 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- [19] COPEL. 2022. **Tarifas de energia elétrica**. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/grupoB>. Acesso em: 19 jul 2022.
- [20] CRESESB. **Potencial Solar Sun Data 3.0v**, 2022. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 17 de jun. 2022
- [21] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia FV 2014**. 2014.
- [22] ANEEL. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. **Aneel**, p. 26, 2017a.
- [23] Deotti, L.; Guedes, W.; Dias, B.; Soares, T. Technical and Economic Analysis of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems in the Brazilian Regulatory Context. **Energies** **2020**, 13, 6517. <https://doi.org/10.3390/en13246517>
- [24] Matias, J. A. C. **Modelos de utilização para sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias em baixa tensão**. Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Curitiba. p-96, 2019.

[25] V. Costa, A. C. Z. De Souza and P. F. Ribeiro, "Economic Analysis of Energy Storage Systems in the Context of Time-of-Use Rate in Brazil," 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973979.

ÍNDICE REMISSIVO

A

Armazenamento 1, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 18, 19, 48, 50, 51, 52, 53, 55, 65, 66

C

Cadastro 21, 22, 23, 24, 25, 26, 28, 29

E

Energia 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 18, 19, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 75

Ethernet 67, 69, 73, 76, 77, 78, 80, 81

F

Fotovoltaica 1, 2, 4, 5, 10, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 57, 61, 64, 65

G

Geração 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 18, 21, 25, 30, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64

H

Hacking 30, 34, 46

Hidrogênio 48, 49, 51, 52, 55, 56, 59, 62, 63, 66

I

Informações 21, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 29, 32, 71, 72, 76

Integração 1, 48, 49, 51, 52, 56, 63, 66

Internet 30, 32, 38, 67, 70, 71, 72, 73, 76, 77, 79

L

Landing-page 30, 33, 34, 42, 47

M

Marketing 30, 31, 32, 33, 35, 41, 46, 47

Multifinalitário 21, 22, 23, 25, 28, 29

P

Payback 1, 2, 8, 11, 17, 18

Protocolos 67, 69, 75, 76, 77

R

Relatórios 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28

S

Scada 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 79, 80, 81

Segurança 7, 23, 40, 67, 68, 69, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 79, 80

Sistemas 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 15, 17, 18, 23, 24, 28, 29, 51, 52, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 79, 80, 82

Software 4, 21, 22, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 34, 42, 46, 68, 70, 73, 75, 78, 79, 82

Solar 3, 4, 5, 6, 13, 15, 18, 19, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66


T


Tecnologia 1, 8, 17, 18, 19, 46, 55, 67, 69, 70, 82

V


Vendas 30, 31, 34, 35, 36, 38, 42, 43, 46

Viabilidade 1, 4, 11, 12

www.atenaeditora.com.br 

contato@atenaeditora.com.br 

[@atenaeditora](https://www.instagram.com/atenaeditora) 


www.facebook.com/atenaeditora.com.br 

SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO APLICADA

www.atenaeditora.com.br 

contato@atenaeditora.com.br 

[@atenaeditora](https://www.instagram.com/atenaeditora) 

www.facebook.com/atenaeditora.com.br 

SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO APLICADA