



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Amanda Mendes Ferreira Gomes

**Avaliação de viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento de energia
de pequeno porte associados a geradores solares fotovoltaicos residenciais**

Florianópolis

2022

Amanda Mendes Ferreira Gomes

**Avaliação de viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento de energia
de pequeno porte associados a geradores solares fotovoltaicos residenciais**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Mendes Ferreira Gomes, Amanda

Avaliação de viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento de energia de pequeno porte associados a geradores solares fotovoltaicos residenciais / Amanda Mendes Ferreira Gomes ; orientador, Ricardo Rüther, 2022. 105 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Sistemas de armazenamento de energia. 3. Geração solar fotovoltaica. 4. Geração distribuída. 5. Sistemas conectados à rede elétrica. I. Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Amanda Mendes Ferreira Gomes

Avaliação de viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento de energia de pequeno porte associados a geradores solares fotovoltaicos residenciais

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof.(a) Aline Cristiane Pan, Dra.

Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS

Prof.(a) Izete ZanESCO, Dra.

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS

Prof.(a) Ana Paula Melo, Dra.

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Prof. Philippe Jean Paul Gleize, Dr.

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Ricardo Rüter, Ph.D

Orientador(a)

Florianópolis, 2022.

Dedico este trabalho e todo meu amor mais sincero aos meus avós Efigênia e José Miguel (*in memoriam*), sem vocês eu não seria metade do que sou agora.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a minha mãe Wilma Mendes por ser minha melhor amiga e sempre estar disponível. Ao meu pai Davi Gomes que sempre me surpreende com as conversas mais inteligentes e interessantes que tenho com alguém. Ao meu padrasto Philipe Petropulos por todo apoio e por me tratar como sua filha. Aos meus irmãos, Gustavo e Patrícia, é incrível ver vocês crescendo.

Ao professor Ricardo Rüther, pela sua orientação, paciência e acolhimento no Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica-UFSC), abrindo portas para mim e possibilitando que eu seja a profissional que sou hoje. Fazer parte da sua equipe é uma realização profissional e pessoal para mim.

Aos meus grandes amigos do Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica-UFSC), pelas longas horas de discussões, risadas e almoços compartilhados. Vocês fizeram essa caminhada muito mais leve e feliz. Certamente tem muito de vocês neste trabalho e no meu coração.

Ao meu noivo Eduardo Clasen por esses quase 10 anos juntos. Obrigada pelo amor, incontáveis horas de conversas e suporte nos momentos em que parecia impossível terminar essa jornada.

Gostaria de agradecer também aos meus familiares e amigos, que por mais que não entendam nada do que eu faço, me apoiam a seguir em frente rumo aos meus sonhos e objetivos.

As professoras Aline Pan, Izete Zanescio e Ana Paula Melo pelo aceite em participar da banca examinadora e por formarem uma banca feminina em um setor tão desigual. Espero dias melhores onde nossa representatividade seja cada vez maior.

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

Não há que se temer a revisão. Nada que se diga ou que foi dito merece estatuto de dogma irrestrito. (Galileu Galilei)

RESUMO

Este trabalho visa propor uma metodologia para avaliar os impactos energéticos e econômicos da inserção de um sistema de armazenamento de pequeno porte de baterias de íons de lítio em uma unidade prossumidora do grupo B. Além de avaliar o estudo de caso de uma unidade prossumidora, localizada na Grande Florianópolis-SC, que já possui sistema fotovoltaico de 6,82 kWp instalado, com consumo predominantemente diurno. Foram analisados dados de 42 faturas de energia entre os meses janeiro/2019 e maio/2022, e os dados medidos do sistema de armazenamento entre os meses de maio/2021 e maio/2022 para contrapor as diferentes perspectivas propostas utilizando as seguintes variáveis: Tarifa Convencional, Tarifa Branca, sistema fotovoltaico e sistema de armazenamento. Além dos cálculos dos indicadores econômicos: valor presente (VP), valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), taxa mínima de atratividade (TMA), custo nivelado de armazenamento (LCOS) e custo nivelado de energia (LCOE). Anteriormente à instalação do sistema de armazenamento, a unidade prossumidora possuía uma autossuficiência de 46% e um autoconsumo de 67%. Após a instalação do sistema, os valores para autossuficiência subiram 2%, porém os valores de autoconsumo aumentaram em 15%. Os valores de autossuficiência sobre a carga permaneceram iguais, pois a unidade prossumidora teve um consumo médio mensal de 1294 kWh. Antes da instalação do sistema de armazenamento, a unidade prossumidora tinha um consumo médio mensal de 1104 kWh. Para o período analisado, observa-se que com ambos os sistemas instalados, a unidade prossumidora obteve uma redução de 49% com suas despesas mensais com energia elétrica ao se alterar a modalidade tarifária, da Tarifa Convencional para a Tarifa Branca. Considerando somente a inserção do sistema de armazenamento, já na modalidade tarifária branca, é possível atingir uma redução de 7% em suas despesas mensais com energia elétrica. Este valor ainda é baixo, devido à pequena diferença entre os valores dos postos tarifários e da capacidade de armazenamento, quando comparado com o consumo da unidade prossumidora. Os valores atraentes para o VPL encontram-se abaixo do custo do sistema de armazenamento de 2.000 R\$/kWh e da TMA abaixo de 2%. Atualmente, os sistemas de armazenamento ainda possuem um LCOS alto devido ao seu custo. Os pontos ótimos (menores que a Tarifa Branca do posto tarifário de ponta) entre o custo do sistema de armazenamento e a TMA são de até 5.000,00 R\$/kWh e até 5%, respectivamente. Este resultado mostra haver espaço para implementação de Tarifa Branca para consumidores do grupo B. Adicionalmente, quanto maior a diferença entre os postos tarifários, mais viável é armazenar a energia em um período de posto tarifário fora de ponta (período diurno) para consumir no período de posto tarifário de ponta (período noturno). Com o uso dos sistemas de armazenamento atrelado à produção fotovoltaica, o custo para produzir a energia é barato quando comparado com o posto tarifário fora de ponta, o que potencializa esse ganho financeiro e viabiliza o uso de sistemas de armazenamento. Nos últimos anos, os bancos de baterias passaram por uma redução significativa de custos, mas ainda permanecem elevados para este tipo de aplicação.

Palavras-chave: Sistemas de armazenamento de energia. Geração solar fotovoltaica. Geração distribuída. Sistemas conectados à rede elétrica.

ABSTRACT

This work aims to propose a methodology to evaluate the energetic and economical impacts of the insertion of a small-sized lithium-ion battery storage system in a group B prosumer unit, and, in addition evaluate the case study of a prosumer unit located in Florianópolis-SC, which has a 6.82 kWp photovoltaic system installed, with predominantly daytime consumption. Between the months of January/2019 and May/2022, data from 42 utility energy bills were analyzed alongside data from the battery storage system measured between the months of May/2021 and May/2022, to compare different energetic and economical scenarios. The following variables will be analyzed: conventional tariff, white tariff and photovoltaic and storage system energy flow. For each scenario the following economic indicators were calculated: present value, net present value, internal rate of return, payback time, levelized cost of storage and levelized cost of energy. Before the installation of the energy storage system, the prosumer unit had a self-sufficiency of 46% and a self-consumption of 67%. After the installation of the system, the values for self-sufficiency increased by 2%, but the values for self-consumption increased 15%. The values for self-sufficiency remained practically the same as the prosumer unit started to have an average consumption of 1,294 kWh in comparison to the 1,104 kWh observed before the installation of the storage system. For the analyzed period, it can be observed that with both systems, the prosumer unit presents a 49% reduction in its monthly electricity expenses when changing the hourly rate tariff from the conventional tariff to the white tariff. Considering only the insertion of the storage system, already within the white tariff, results show that it is possible to achieve a 7% reduction in monthly expenses. This value is still low, due to the small difference observed between the tariff hourly rates and the storage capacity, when compared to the consumption of the prosumer unit. The NPV values for the system that presented economical attractiveness are below a "BESS Cost 2,000 R\$/kWh" and under an IRR of 2%. Currently, BESS still present high LCOS due to its high cost. The optimal point (lower than the peak hourly rate) between BESS cost and IRR are when BESS costs up to 5,000 R\$/kWh considering an IRR up to 5%. This result shows that there is room for implementation of these systems within the white tariff for group B consumers, provided their consumption profile is previously analyzed. Furthermore, the greater the difference between the tariff hourly rates, the more viable it is to store energy in the off-peak period (daytime period) to consume in the peak period (nighttime period). With the use of storage systems linked to photovoltaic production, the cost to produce the energy can be cheaper than the off-peak tariff station, which can enhance this financial gain and make the use of storage systems viable. In recent years, batteries have undergone a significant cost reduction, but they remain expensive for this type of application. For residential systems to be viable, this reduction needs to be more accentuated.

Keywords: Energy storage systems. Photovoltaic solar generation. Distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Instalação fotovoltaica global – On-grid e off-grid.	19
Figura 2 – Participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira.	19
Figura 3 – Preços médios anuais dos módulos fotovoltaicos por país em 2013 e 2021.	20
Figura 4 – Diagrama esquemático e primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede do Brasil.	22
Figura 5 – Evolução da fonte solar fotovoltaica em MW, no Brasil.....	24
Figura 6 – Volume adicionado por classe de consumo no Brasil entre 2012 e 2021.	25
Figura 7 – Número de sistemas e potência instalada por classe de consumo no Brasil em 2022.	25
Figura 8 – Recursos de flexibilidade no sistema elétrico.	26
Figura 9 – Previsão de instalações globais de armazenamento de energia.	27
Figura 10 – <i>Market share</i> das tecnologias de armazenamento no mundo.	28
Figura 11 – Valor médio do <i>pack</i> e da célula de baterias de íon-lítio.	29
Figura 12 - Demanda anual de bateria de íons de lítio por aplicação.	29
Figura 13 – Formação do custo para implementação de um sistema de armazenamento utilizando baterias de íons de lítio no Brasil.	30
Figura 14 – Ranking da tarifa residencial para a CELESC-DIS, em R\$/kWh.....	33
Figura 15 – Postos tarifários e valores da Tarifa Branca residencial para a CELESC- DIS.....	34
Figura 16 – Técnicas para gerenciamento pelo lado da demanda.	35
Figura 17 – Consumo de energia nas diferentes esferas: residencial, comercial e educacional.	36
Figura 18 – Desafios e oportunidades no setor de energia relacionados ao COVID-19.	37
Figura 19 – Localização geográfica da unidade prosumidora.	38
Figura 20 – Sistema fotovoltaico instalado na unidade prosumidora.	40
Figura 21 – Sistema de armazenamento de energia da unidade prosumidora.	40
Figura 22 – Principais componentes do sistema de armazenamento de energia proposto.	41

Figura 23 – Diagrama unificado simplificado de potência da instalação do sistema de armazenamento.....	45
Figura 24 – Diagrama unificado simplificado de comunicação do sistema de armazenamento e sistema fotovoltaico.....	46
Figura 25 – Diagrama unifilar de potência e comunicação dos sistemas de armazenamento e sistema fotovoltaico na unidade prosumidora.	47
Figura 26 – Fluxograma da análise preliminar, acompanhamento de dados e avaliação dos resultados.	48
Figura 27 – Evolução do consumo energético e produção FV da unidade prosumidora.	61
Figura 28 – Número de dias faturados por mês durante do período analisado.	63
Figura 29 – Perfil de consumo da unidade prosumidora considerando o impacto da pandemia COVID-19.	65
Figura 30 – Perfil de consumo e geração do sistema fotovoltaico em um cenário sem bateria no dia 31/10/2021.	66
Figura 31 – Perfil energético típico para o BESS, FV e consumo com BESS e com FV do dia 31/10/2021.....	67
Figura 32 – Perfil energético típico da unidade prosumidora para os diferentes consumos do dia 31/10/2021.....	68
Figura 33 – Estado de carga do BESS para um dia típico de inverno (01/07/2021)..	69
Figura 34 – Estado de carga do BESS para um dia típico de primavera (01/10/2021).	69
Figura 35 – Estado de carga do BESS para um dia típico de verão (01/01/2022).	69
Figura 36 – Estado de carga do BESS para um dia típico de outono (01/04/2022)..	69
Figura 37 – Energia total consumida, energia gerada e autoconsumo da unidade prosumidora.	70
Figura 38 – Evolução dos percentuais de autossuficiência e autoconsumo da unidade prosumidora.	71
Figura 39 – Faturamento considerando diferentes cenários tarifários para a unidade prosumidora.	73
Figura 40 – Faturamento médio anual considerando diferentes cenários tarifários para a unidade prosumidora.....	74
Figura 41 – LCOE do sistema FV da unidade prosumidora.....	76

Figura 42 – Análise do VPL para diferentes TMAs e custos do BESS para a unidade prosumidora.	78
Figura 43 – VPL para diferentes postos tarifário de ponta com TMA de 0%.....	79
Figura 44 – VPL para diferentes postos tarifário de ponta com TMA de 5%.....	79
Figura 45 – VPL para diferentes postos tarifário de ponta com TMA de 10%.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo entre as características das baterias de chumbo ácido, íon de lítio e baterias de fluxo	28
Tabela 2 – Informações de consumo médio e qualitativas da unidade prosumidora.	39
Tabela 3 – Informações sobre o sistema fotovoltaico instalado na unidade prosumidora.	39
Tabela 4 – Informações técnicas do banco de baterias de íons de lítio do BESS.	42
Tabela 5 – Informações técnicas do inversor do BESS.....	42
Tabela 6 – Informações técnicas do inversor do FV.....	43
Tabela 7 – Especificações elétricas do módulo do sistema FV.....	43
Tabela 8 – Modelo, descrição e função dos sensores.....	44
Tabela 9 – Parâmetros para análise do consumo energético e produção FV	49
Tabela 10 – Métricas de despacho estratégico do sistema de armazenamento.	50
Tabela 11 – Legenda da tabela do controle de dados coletados.....	51
Tabela 12 – Fonte dos dados monitorados no controle de dados da unidade prosumidora.	52
Tabela 13 – Variáveis monitoradas no sistema	53
Tabela 14 – Valores percentuais das alíquotas de impostos e tarifa homologada ANEEL.....	56
Tabela 15 – Despacho do BESS da UP.....	62
Tabela 16 – Faturas analisadas com valores consumo e tarifas.	64
Tabela 17 – Premissas econômicas adotadas nas análises econômicas.	75
Tabela 18 – Premissas técnicas adotadas nas análises econômicas.	76
Tabela 19 – LCOS para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes TMAs.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMER	América do norte, América central e América do sul
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APAC	Ásia Oriental, Sul da Ásia, Sudeste da Ásia e Oceania
BAPV	<i>Building Applied Photovoltaics</i>
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CA	Corrente Alternada
CELESC-DIS	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CC	Corrente Contínua
COP 21	Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
COSIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
DHCP	<i>Dynamic Host Configuration Protocol</i>
EMEA	Europa, Oriente Médio e África
FV	Energia Solar Fotovoltaica
FP	Tarifa Branca do posto tarifário fora de ponta
GLD	Gerenciamento pelo lado da demanda
Inter	Tarifa Branca do posto tarifário intermediário
LCOE	Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
LCOS	Custo Nivelado de Armazenamento (<i>Levelized Cost of Storage</i>)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
P	Tarifa Branca do posto tarifário de ponta
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
QDG	Quadro de distribuição geral
QD	Quadros de distribuição
REN	Resolução Normativa
SG	<i>Smart Grid</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SoC	Estado de carga (<i>State Of Charge</i>)

SoH	Estado de saúde (<i>State of health</i>)
UC	UP
UP	Unidade prosumidora
TMA	Taxa mínima de atratividade
TOU	<i>Time of Use</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	Objetivo Geral	17
1.1.2	Objetivos Específicos	17
2	REVISÃO DE LITERATURA	18
2.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	18
2.1.1	Sistemas fotovoltaicos integrados a edificações conectados à rede elétrica pública de distribuição	21
2.1.2	Geração Distribuída Fotovoltaica	22
2.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	26
2.2.1	Vida útil e dimensionamento de sistemas de armazenamento conectados à rede elétrica de distribuição	30
2.3	ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA	31
2.3.1	Estrutura tarifária básica para consumidores do grupo B	32
2.3.2	Modalidade Tarifária Horária Branca	33
2.4	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)	35
2.5	IMPACTOS DA PANDEMIA DE COVID 19 NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS EDIFICAÇÕES	36
3	OBJETO DE ESTUDO	38
3.1	PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO E FOTOVOLTAICO INSTALADOS	41
3.2	DIAGRAMAS SIMPLIFICADOS E UNIFILAR DO BESS DA UNIDADE PROSUMIDORA	45
4	METODOLOGIA	48
4.1	ANÁLISE PRELIMINAR DO CONSUMO ENERGÉTICO E PRODUÇÃO FV	49
4.2	ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO E DESPACHO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	50
4.3	AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS IN LOCO	51
4.4	FLUXO DE ENERGIA NO BESS	54

4.5	ASPECTOS TARIFÁRIOS.....	55
4.6	ASPECTOS ECONÔMICOS.....	57
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
5.1	PERFIL DE CONSUMO INICIAL E DESPACHO ESTRATÉGICO DA UNIDADE PROSSUMIDORA	61
5.2	PERFIL DE CONSUMO COMPLETO DA UNIDADE PROSSUMIDORA	62
5.3	ANÁLISE TARIFÁRIA DA UNIDADE PROSSUMIDORA	71
5.4	ANÁLISE ECONÔMICA PARA A UNIDADE PROSSUMIDORA	75
6	CONCLUSÃO, LIMITAÇÕES DO TRABALHO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
	REFERÊNCIAS	83
	APÊNDICE A – CONTROLE DA AQUISIÇÃO DE DADOS DO SISTEMA INSTALADO NA UNIDADE PROSSUMIDORA.....	88
	APÊNDICE B – CÓDIGO EM PYTHON DESENVOLVIDO PARA ANÁLISE E FILTRO DE DADOS	92
	APÊNDICE C – FATURAS ANALISADAS PARA A UNIDADE PROSSUMIDORA.....	97

1 INTRODUÇÃO

O mundo está em uma contínua expansão de seu consumo energético, impulsionado pelas revoluções tecnológicas, o uso expressivo de transportes a combustão e a indústria com picos anuais de produção de insumos e produtos. Diante deste progresso, muitas vezes, as grandes potências mundiais se reuniram para discutir e aprovar medidas, tais como conter o aquecimento global e incentivar o uso de energias provenientes de fontes limpas e renováveis. Em 2015, ocorreu a Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 21), em Paris, na França, que resultou na assinatura de um acordo climático entre 195 países. Este acordo tem como principal objetivo o esforço em conjunto para limitar o aquecimento global em menos de 2°C, além de estabilizar a concentração de Gases de Efeito Estufa (GEE) na atmosfera em um nível seguro, que não comprometa a segurança alimentar e social, e permita a adaptação natural dos ecossistemas, dentro de um modelo de desenvolvimento sustentável (ROVERE *et al.*, 2016).

O modelo tradicional de produção de energia centralizada vem sofrendo com medidas de contenção em razão do seu impacto ambiental e eficiência energética na produção de energia. A geração centralizada se localiza distante dos grandes centros urbanos de consumo e sofre com as perdas geradas nas longas linhas de transmissão. Diante disso, abriu-se caminho para uma nova forma de produção de energia: a Geração Distribuída (GD). No Brasil, sua regulamentação e o sistema de compensação de energia foram instaurados através da resolução normativa - REN 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012). Após isso, o país tem se deparado com um aumento constante da penetração de fontes distribuídas de energia em sua rede elétrica, com destaque para a energia solar fotovoltaica (FV). Para que a tecnologia fotovoltaica tenha um contínuo crescimento e incremento na matriz energética brasileira, seja de forma distribuída (mini e microgeração) ou centralizada (usinas de grande porte), o custo da energia elétrica deve ser economicamente competitivo com outras formas mais convencionais de produção de energia, tais como hidrelétricas e termelétricas (PINTO, 2018).

Nos últimos anos, o perfil de consumo das edificações residenciais e comerciais se remodelou, mudando o horário de pico de consumo de energia, do noturno para o diurno, principalmente devido à crescente utilização de aparelhos de ar-condicionado (ESTHER; KUMAR, 2016). Além disso, as técnicas para integração (BIPV - *Building Integrated Photovoltaics*) e aplicações (BAPV - *Building Applied Photovoltaics*) de sistemas fotovoltaicos em edificações têm se desenvolvido diante das pesquisas contínuas visando reduzir os custos

dos produtos e aumentar a sua participação no mercado (SORGATO; SCHNEIDER; RÜTHER, 2018).

O sistema de compensação de energia trouxe a possibilidade de injeção do excesso de energia produzida de forma distribuída na rede pública e um sistema de créditos proporcionais à quantidade de energia injetada, para se obter um retorno financeiro (ANEEL, 2012). Com a Tarifa Branca, utilizada pelos consumidores do Grupo B, esse sistema ficou ameaçado diante da diferença tarifária entre o período dos postos tarifários de ponta e fora de ponta, já que a produção de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos acontece em período de posto tarifário fora de ponta. Dependendo do perfil de consumo da unidade consumidora (UC), como, por exemplo, considerando utilização da edificação após às 18 horas, contribuindo para um consumo energético expressivo no período de posto tarifário de ponta. Neste caso, o preço por kWh de consumo será elevado. Este novo ambiente de tarifação com a intermitência das energias renováveis trouxe a possibilidade de tornar realidade o gerenciamento inteligente de cargas elétricas e o armazenamento da energia gerada durante o dia para uso posterior, geralmente em períodos em que a energia estará mais cara (ESTHER; KUMAR, 2016).

Diante do exposto, este trabalho visa analisar a viabilidade técnica e econômica da combinação de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte conectados às edificações com sistemas de armazenamento de energia e as diferentes formas de despacho de energia, em ambientes de utilização de Tarifa Convencional e da Tarifa Branca. Foram analisados os dados de uma unidade prossumidora (UP) selecionada no âmbito do P&D Estratégico 021/2016, intitulado “Um investimento = múltiplas funções: desenvolvimento e avaliação técnica, regulatória e econômica de sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas de geração centralizada e distribuída”. Este projeto, que é uma parceria entre o Laboratório Fotovoltaica-UFSC, Universidade Federal de Santa Catarina e as empresas ENGIE Brasil Energia e Guascor, tem como um de seus objetivos aplicações em geração distribuída de pequeno porte residencial. No escopo, foram integrados sistemas de acumulação de pequeno porte em residências, que já possuem um telhado solar fotovoltaico (FV), com o objetivo de avaliar os benefícios de um sistema de acumulação de energia (*back-up*) em ambiente de Tarifa Branca, com geração fotovoltaica.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Este estudo tem o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de sistemas de armazenamento de energia elétrica em residências pertencentes ao grupo B alimentadas em baixa tensão ou tensão secundária de distribuição, nas possibilidades existentes na legislação brasileira. Serão utilizados dados reais de geração, consumo e despacho de um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento de energia instalado em uma unidade prosumidora localizada na Grande Florianópolis, sob concessão da distribuidora CELESC-DIS.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste estudo são:

- Avaliar o perfil de geração e consumo de uma unidade prosumidora do grupo B com sistema solar fotovoltaico;
- Definir a operação de um sistema de armazenamento de energia instalado em uma unidade prosumidora residencial do grupo B baseado em uma análise prévia do perfil de consumo e sistema de Tarifa Branca;
- Avaliar o impacto energético da inserção de um sistema de armazenamento de energia em uma unidade prosumidora;
- Avaliar o impacto financeiro considerando as proporções dos valores reduzidos com despesas com energia elétrica;
- Realizar uma análise de atratividade financeira com sensibilidade.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Este tópico se destina à revisão bibliográfica necessária para compreender e aplicar todos os conhecimentos necessários para desenvolvimento da proposta e alcançar os objetivos propostos.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A crescente demanda energética atrelada à consciência de preservação do meio ambiente e redução da emissão de gases de efeito estufa, impulsionaram o estudo, desenvolvimento tecnológico e a utilização de fontes alternativas de produção de energia elétrica.

As fontes de energia renováveis utilizam recursos naturais disponíveis e renováveis para produção de energia elétrica, tais como o potencial dos ventos, quedas d'água ou radiação solar. A utilização destes recursos traz diversos benefícios ao meio ambiente, como a redução da emissão de gases tóxicos, contaminação do solo e escassez das fontes (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

A todo momento o planeta Terra recebe uma imensa quantidade de energia proveniente do Sol. Caso toda essa energia incidente fosse transformada em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico, seriam produzidos aproximadamente $1,5 \times 10^{12}$ GWh, capazes de suprir a demanda energética da população planetária (RÜTHER, 2004). A área da energia solar fotovoltaica se trata da conversão da energia do Sol em energia elétrica, por meio da incidência dos fótons em um material semicondutor. Este processo, que recebeu o nome de efeito fotovoltaico, é um processo silencioso e não poluente (GREEN, 1982).

A utilização da sistemas fotovoltaicos se tornou atraente e aplicável em diversas situações, como sistemas *on-grid* (conectados), *off-grid* (isolados) e grandes usinas. O mercado de energia solar fotovoltaica vem crescendo de exponencialmente. Houve uma taxa na ordem de 34% entre os anos de 2010 e 2020 (FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, 2022). A Figura 1 apresenta a instalação fotovoltaica global entre estes anos.

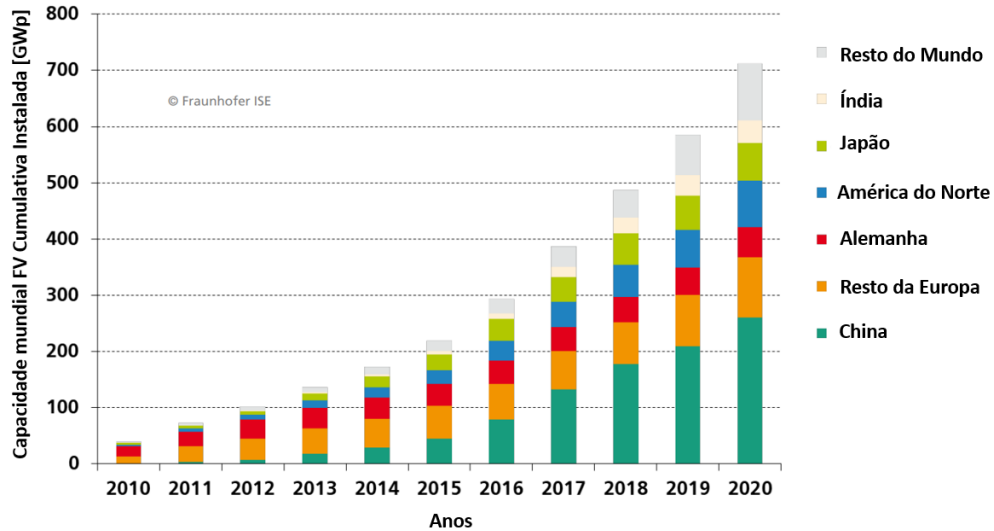


Figura 1 – Instalação fotovoltaica global – On-grid e off-grid.

Fonte: Adaptado de (FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, 2022)

As instalações cumulativas totais globais atingiram cerca de 710 GWp no final do ano de 2020, mesmo com a baixa produção devido à pandemia de COVID-19 (FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, 2022). A Figura 2 mostra a participação de cada fonte de produção de energia elétrica na matriz energética brasileira.

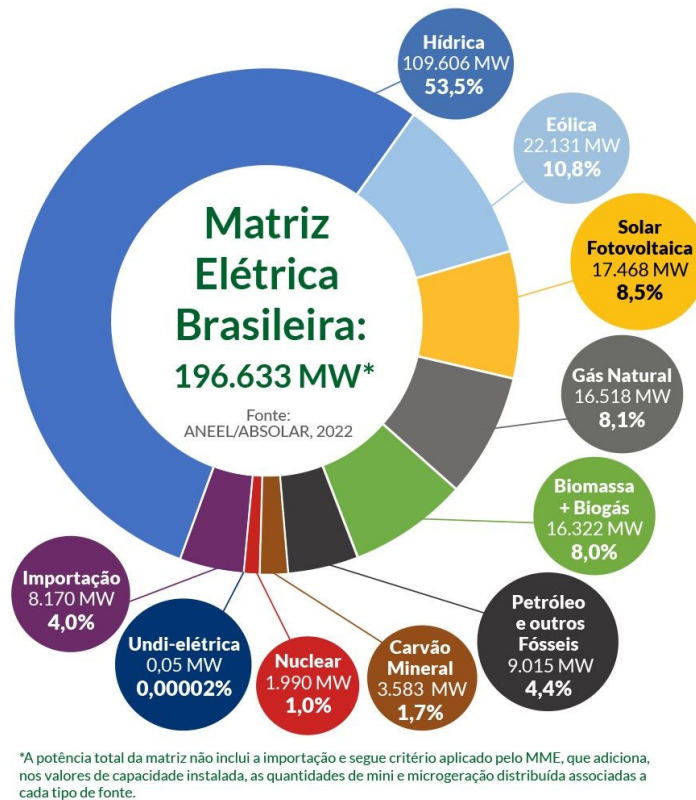
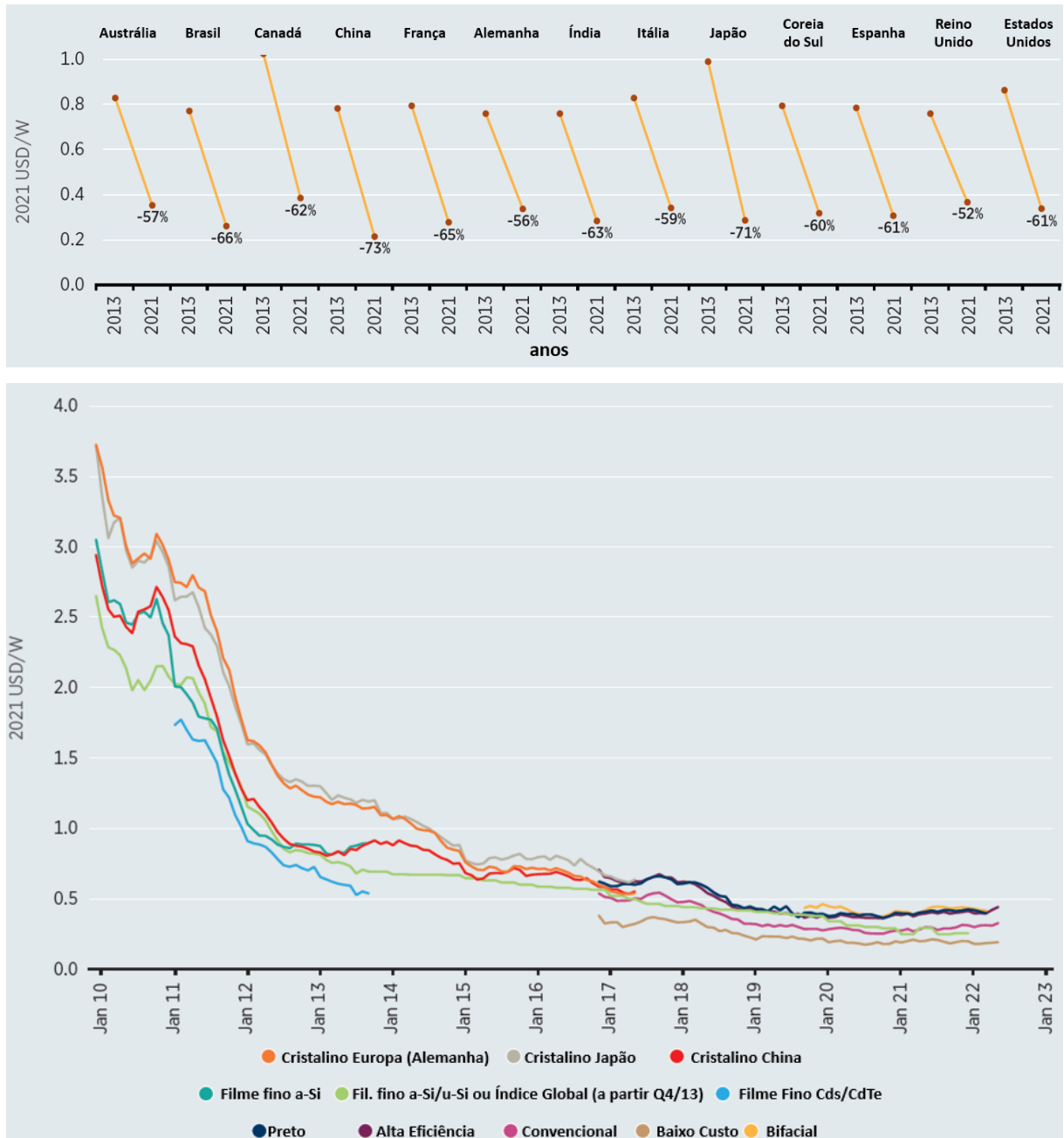


Figura 2 – Participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira.

Fonte: (ABSOLAR, 2022).

Em agosto de 2022, a energia solar fotovoltaica (8,5%) está em terceiro lugar no ranking de produção energética brasileira, somente atrás da energia hídrica (53,5%) e eólica (10,8%) (ABSOLAR, 2022). Um dos fatores que impulsionaram esse crescimento em âmbito mundial foi o preço do módulo FV, que caiu drasticamente nos últimos anos, como mostra a Figura 3.



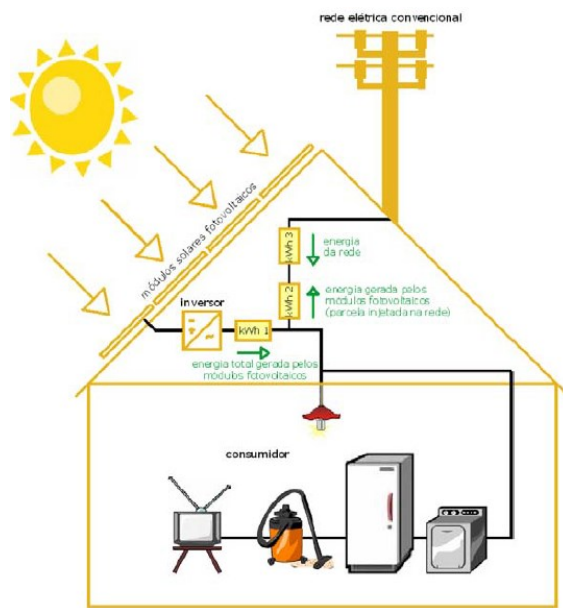
Apesar de uma grande queda ao longo dos anos, o mercado fotovoltaico apresenta uma grande diferença de preços entre os países. Os impactos da pandemia de COVID-19 na cadeia de produção de equipamentos para FV fez com que a redução em 2021 fosse de 0,23 US\$/W a 0,17 US\$/W. O Brasil, por exemplo, obteve uma redução de 66% no valor do módulo entre 2013 e 2021.

2.1.1 Sistemas fotovoltaicos integrados a edificações conectados à rede elétrica pública de distribuição

Sistemas FV integrados em edificações e interligados à rede elétrica pública recebem o nome de sistemas *on-grid* e trazem diversos benefícios para a concessionária e para o consumidor, já que além de produzir energia elétrica de forma distribuída, ainda podem atuar como elemento arquitetônico na cobertura de telhados, paredes, fachadas ou janelas. Um sistema fotovoltaico *on-grid*, em sua essência, é composto por módulos fotovoltaicos, sistema de fixação ao envoltório da construção, sistema conversor CC-CA (inversor), fusíveis e disjuntores, cabos elétricos, terminais, proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão (RÜTHER, 2004).

Um exemplo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação pode ser visualizado na Figura 4, que mostra o gerador solar fotovoltaico mais antigo do Brasil conectado à rede da concessionária que opera continuamente desde sua instalação em 1997 (RÜTHER *et al.*, 2010). O sistema possui potência instalada de 2 kWp e foi inaugurado em setembro de 1997.

Estes sistemas conseguem aumentar substancialmente a capacidade do sistema elétrico brasileiro, reduzir os elevados custos de transmissão e distribuição de energia, além de minimizar as perdas energéticas causadas pelos diversos transformadores e extensas linhas de transmissão e distribuição responsáveis pelo transporte da energia das grandes centrais geradoras até os centros consumidores (TOLEDO; OLIVEIRA FILHO; DINIZ, 2010).



(a) Diagrama esquemático de um sistema FV integrado ao telhado de uma residência urbana e interligado à rede elétrica convencional.



(b) Primeiro sistema FV interligado à rede elétrica do Brasil, instalado em setembro de 1997, localizado na UFSC.

Figura 4 – Diagrama esquemático e primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede do Brasil.

Fonte: (RÜTHER, 2004) e Laboratório Fotovoltaica, UFSC.

Com a ascensão dos sistemas *on-grid*, as redes elétricas de distribuição ganharam características diferentes, necessitando de um maior controle quanto à comunicação e o novo fluxo de energia em duas vias. Estas redes são chamadas de Redes Inteligentes de Energia ou *Smart Grid* (SG). As SGs são importantes para o controle da concessionária quanto às variações na rede, demanda de seus usuários, inserção de fontes renováveis de energia e armazenamento de energia (BHATT; SHAH; JANI, 2014).

2.1.2 Geração Distribuída Fotovoltaica

A viabilidade técnica e econômica de uma forma de geração de energia como a solar fotovoltaica num contexto de geração distribuída depende de políticas públicas locais aplicadas. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. A ANEEL iniciou suas atividades

em dezembro de 1997 e desempenha as seguintes atividades: regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além da regulação dos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) (ANEEL, 2021).

A ANEEL regulamentou por meio da REN 482/2012, as condições gerais para o acesso à rede de sistemas de mini e microgeração (ANEEL, 2012). Em 2015, regulamentou também, a REN 687/2015 responsável por compatibilizar o sistema de compensação de energia com a REN 414/2010. A REN 687/2015 é uma revisão da REN 482. Portanto, desde 2012, uma UC é autorizada a instalar geradores a partir de fontes renováveis, podendo gerar sua própria energia e fornecer por empréstimo gratuito o excedente de geração para a rede de distribuição local (ANEEL, 2015).

Dentre as especificações impostas, a REN 482/2012 e a REN 687/2015 indicam que microgeração é uma central geradora com potência menor ou igual a 75 kW e conectada ao sistema de distribuição secundário (baixa tensão), enquanto a minigeração tem potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW e deve ser conectada ao sistema de distribuição primário (alta tensão). Os sistemas podem estar dispostos sobre telhados, fachadas ou em solo. Já o sistema de compensação é dito como “sistema onde a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2012, 2015).

Diante dos incentivos fiscais, tais quais redução de impostos e isenção de ICMS, que podem sofrer alterações de acordo com os estados da união, o baixo preço dos sistemas FV e a regulamentação favorável, observou-se um crescente volume de instalações de sistemas FV conectados à rede ao longo dos anos. A Figura 5 ilustra a potência instalada de sistemas fotovoltaicos de geração centralizada e distribuída ao longo dos anos.

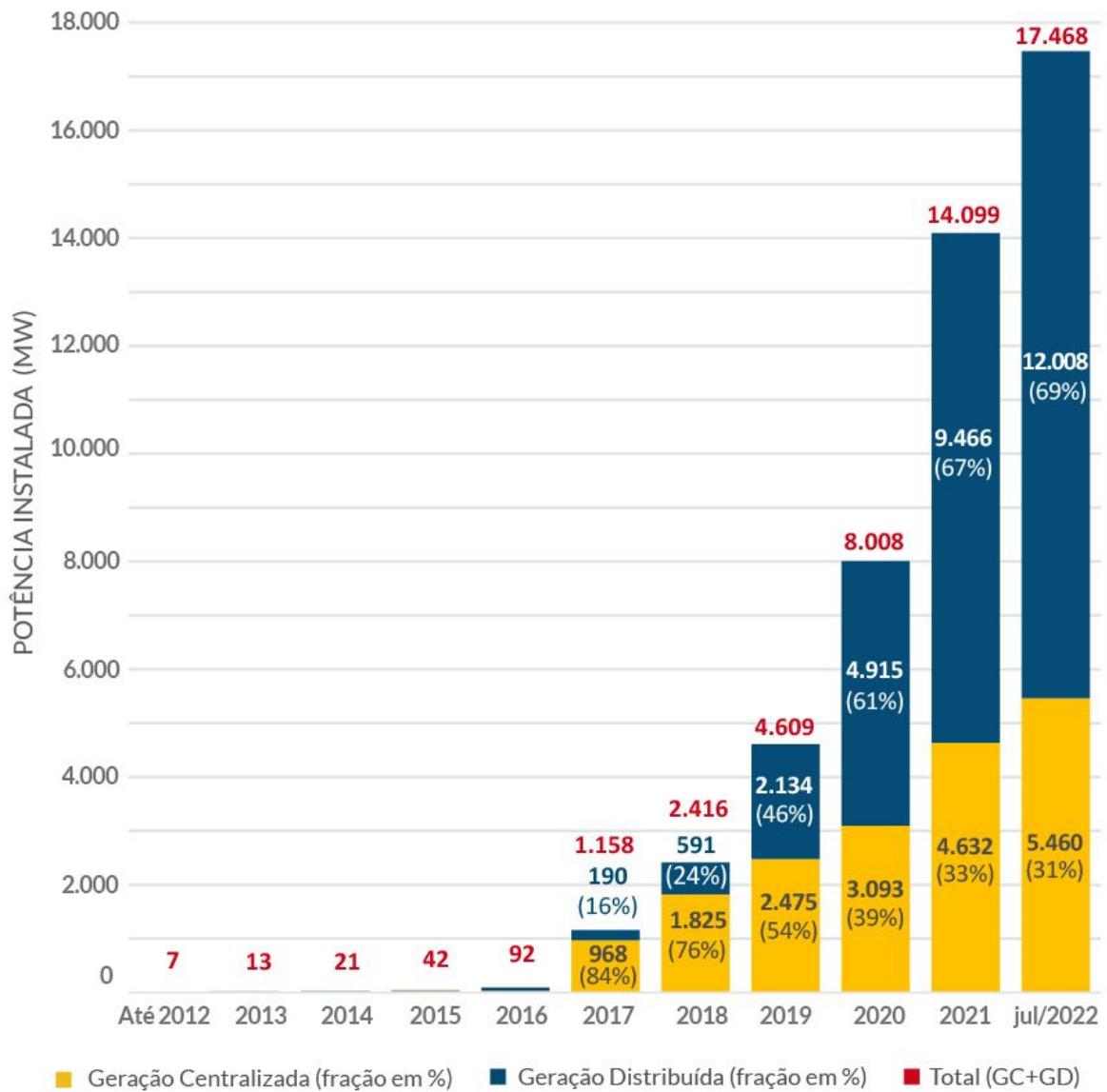


Figura 5 – Evolução da fonte solar fotovoltaica em MW, no Brasil.

Fonte: (ABSOLAR, 2022).

Entre 2020 e 2021, o volume de sistemas FV conectados à rede aumentou 56%. Em julho de 2022, o país alcançou a marca de 17 GW de potência, sendo 12.008 GW de geração distribuída e 5.460 GW de geração centralizada (ABSOLAR, 2022). A Figura 7 apresenta o volume adicionado por classe de consumo (comercial, pública, industrial, residencial e rural).

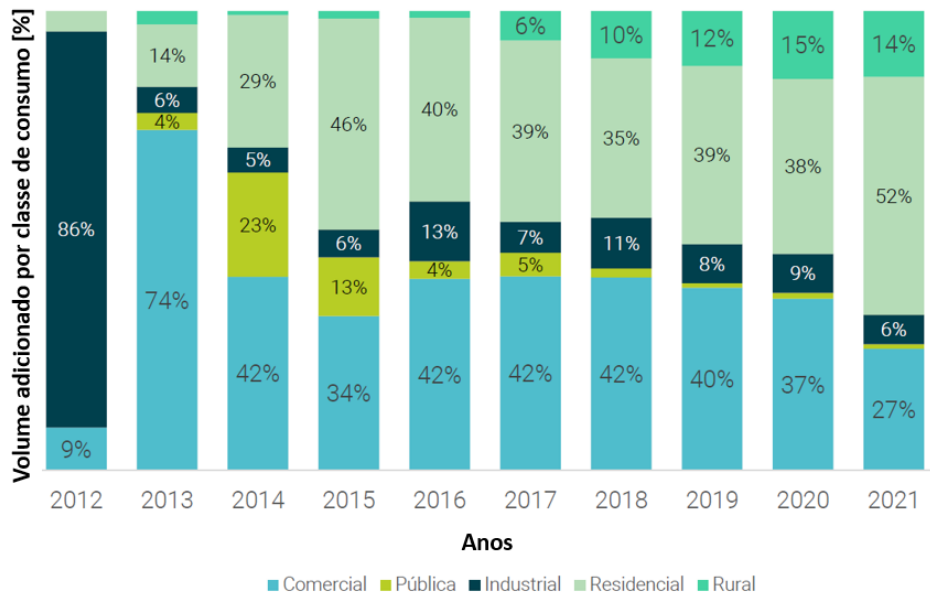


Figura 6 – Volume adicionado por classe de consumo no Brasil entre 2012 e 2021.

Fonte: Adaptado de (GREENER, 2021a).

Em 2012, a classe industrial dominava o mercado, porém apresentou queda em quase todos os anos seguintes. Em 2021, a classe residencial expressou um aumento de 14%, chegando a uma parcela de 52% do mercado. Além disso, a classe rural também vem apresentando valores relevantes desde o ano de 2018 (GREENER, 2021a). A Figura 7 apresenta o número de sistema e potência instalada para cada classe de consumo para o ano de 2022.

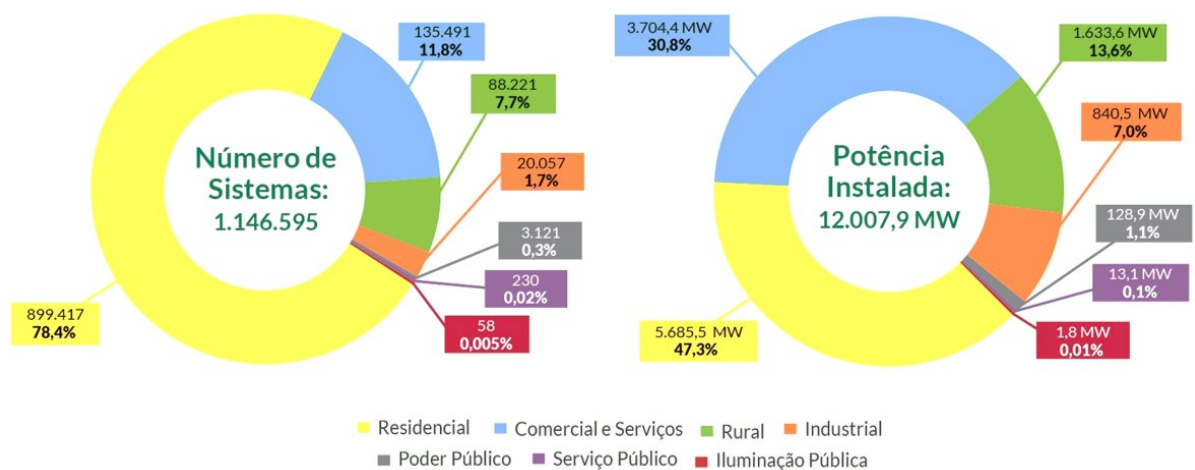


Figura 7 – Número de sistemas e potência instalada por classe de consumo no Brasil em 2022.

Fonte: Adaptado de (GREENER, 2021a).

Observa-se que a classe residencial ocupa um percentual de 78,4% (899.417 sistemas) do mercado de geração distribuída (ABSOLAR, 2022). Esta classe é a classe de consumo de interesse deste trabalho.

2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Sistemas de armazenamento de energia (BESS, do inglês *Battery Energy Storage System*) são definidos como uma unidade de armazenamento de energia em suas formas cinética, eletroquímica ou elétrica, com seus conversores para a forma elétrica, controladores de carga e inversores. As baterias eletroquímicas ocupam papel de destaque neste cenário e têm sido extensivamente investigadas para acompanhar a penetração de energias renováveis e veículos elétricos no mercado e no sistema elétrico. As vantagens do uso do BESS estão em arbitrar o melhor horário para o despacho da energia acumulada, aumento de autoconsumo da geração FV, redução das curvas de carga, fornecimento de energia em momentos críticos ou de contingência (MOSELEY; GARCHE, 2015). A Figura 8 apresenta a flexibilidade da inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico na frente do medidor (conectado à geração centralizada).



Figura 8 – Recursos de flexibilidade no sistema elétrico.

Fonte: Adaptado de (IRENA, 2015).

As fontes de energia despacháveis em conjunto com as fontes intermitentes e sistemas de armazenamento, capazes de armazenar a energia produzida em momentos de disponibilidade de recurso natural, oferecem a estabilidade requerida pelo sistema elétrico. Cada localidade possui suas próprias características e o balanço entre as fontes devem ser estudados individualmente para os diferentes locais do mundo (IRENA, 2015).

As baterias também poderão fornecer serviços ancilares à rede de distribuição, tais como regulação da frequência e tensão, compensação de reativo, controle do fluxo de potência evitando fluxo reverso, além de evitar perdas por sobreaquecimento nas linhas nos horários de posto tarifário de ponta. É possível também postergar investimentos em reforço na rede e troca

de transformadores da rede de distribuição devido ao crescimento da demanda (YUNUSOV *et al.*, 2016).

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018) indica que tecnologias de armazenamento, tais como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias, podem ser utilizadas visando complementação de potência e, conseqüentemente, aumento da capacidade do sistema elétrico nacional. É previsto uma expansão exponencial das instalações de sistemas de armazenamento de energia no mundo, até 2050 (BLOOMBERGNEF, 2021a), como mostra a Figura 9.

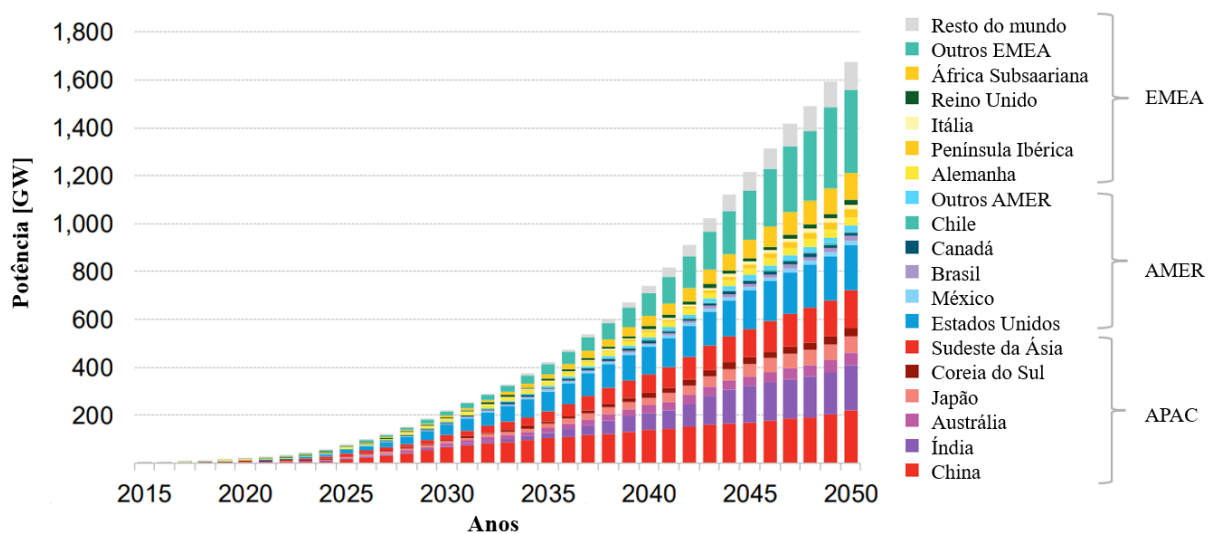


Figura 9 – Previsão de instalações globais de armazenamento de energia.

Fonte: Adaptado de (BLOOMBERGNEF, 2021a).

Na Figura 9 as siglas EMEA (Europa, Oriente Médio e África), AMER (América do norte, América Central e América do Sul) e APAC (Ásia Oriental, Sul da Ásia, sudeste da Ásia e Oceania) são uma designação geográfica usado principalmente pelas empresas para descrever seus negócios na região. Além disso, presume uma redução de metade dos custos de baterias de íon-lítio por kWh, até 2030, devido à grande demanda programada dos mercados de armazenamento estacionário e veículos elétricos (BLOOMBERGNEF, 2019).

Diversos tipos de materiais e composições são explorados para produzir as baterias eletroquímicas, dentre eles pode-se destacar: NaS, íons de Li, chumbo-ácido, vanádio-redox flow, NaNiCl e Zinco-ar. A Tabela 1 apresenta um comparativo entre as características das principais baterias eletroquímicas.

Tabela 1 – Comparativo entre as características das baterias de chumbo ácido, íon de lítio e baterias de fluxo

<i>Característica</i>	<i>Chumbo Ácido</i>	<i>Íon de lítio</i>	<i>Baterias de fluxo</i>
Composição química	Pb + H ₂ SO ₄	LFP, NMC, NCA...	Redox de vanádio, Ferro-Cromo, Zinco Bromo
Tempo de descarga	Flexível, pode ser otimizado para até 20 horas	Até 4 horas	4 - 10 horas
Vida útil (ciclos)	200 - 800	2,000 - 8,000	10,000 - 15,000
Eficiência total	60%-70%	85%-98%	60%-85%
Densidade energética	Baixa	Alta	Média
Preço baterias (USD)	Até USD 100/kWh	Até USD 200/kWh	USD 200 - 600/kWh
Segurança	Média	Baixa - Média	Não inflamável, mas vazamentos possíveis
Toxicidade	Elevada	Média	Depende. Bromo pode ser muito tóxico

Fonte: Adaptado de (GREENER; NEWCHARGE, 2021).

As baterias de íons de Li têm se destacado devido à sua grande densidade de energia, elevada eficiência no ciclo carga-descarga e vida útil, mas ainda desaponta no setor comercial devido ao seu elevado custo, apesar de estar diminuindo com o decorrer dos anos (DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2020). A Figura 10 apresenta o *Market Share* das tecnologias de armazenamento do mundo entre os anos de 2015 e 2020.

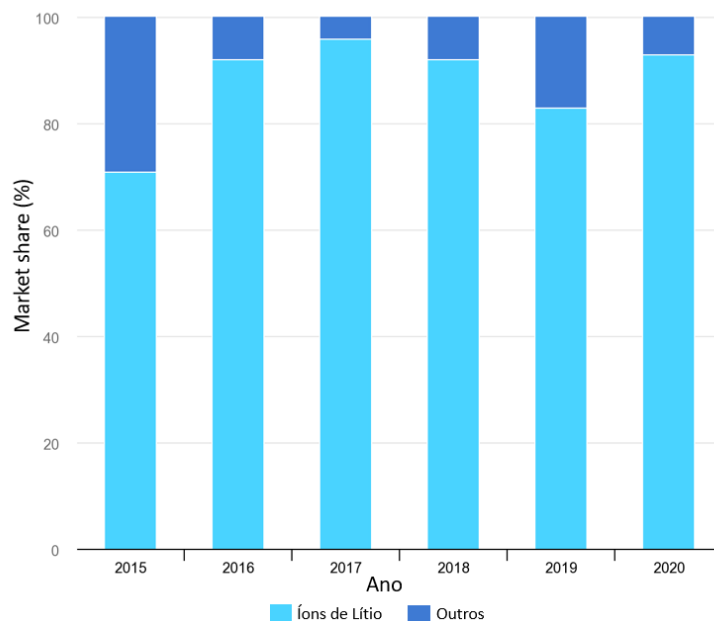


Figura 10 – *Market share* das tecnologias de armazenamento no mundo.

Fonte: (EIA, 2021).

O item "Outros" da Figura 10 abrange baterias à base de chumbo, enxofre de sódio e fluxo, e volantes, e desconsidera hidrelétricas e ar comprimido. A Figura 11 apresenta o valor médio do *pack* e das células de baterias de íons de lítio.

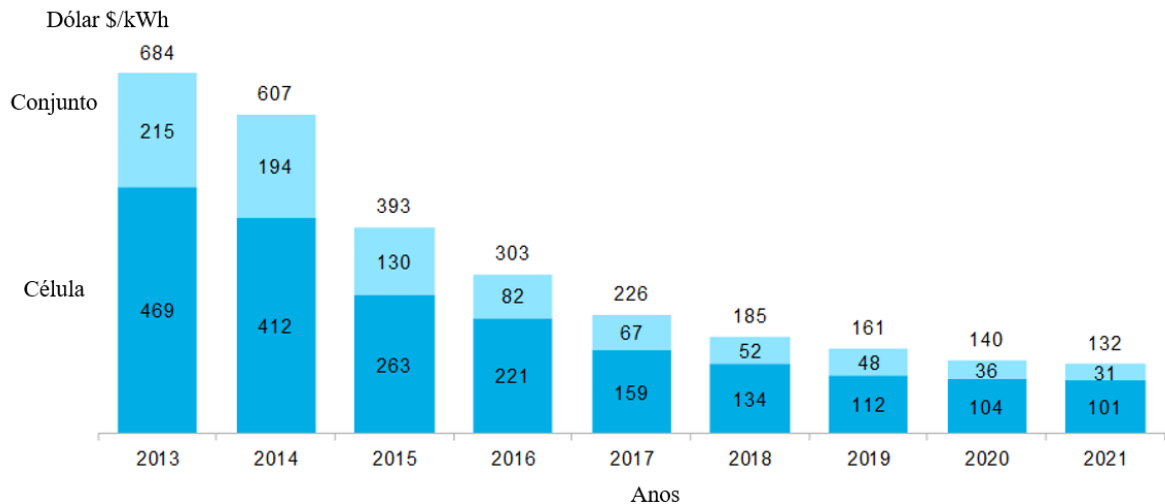


Figura 11 – Valor médio do *pack* e da célula de baterias de íon-lítio.
Fonte: Adaptado de (BLOOMBERGNEF, 2021b).

A projeção apresentada na Figura 11 indica que o preço do lítio chegue a 100 US\$/kWh em alguns anos, para isto, em 2021, algumas montadoras do setor automotivo anunciaram publicamente metas de US\$ 80/kWh até 2030 (BLOOMBERGNEF, 2021b). A Figura 12 apresenta a demanda anual de baterias de íons de lítio por aplicação no mundo.

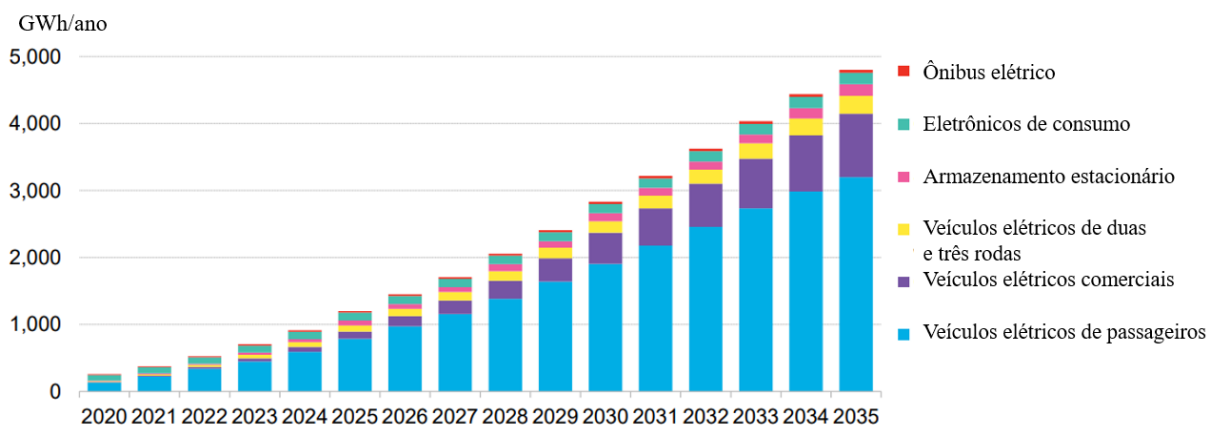


Figura 12 - Demanda anual de bateria de íons de lítio por aplicação.
Fonte: Adaptado de (BLOOMBERGNEF, 2021a).

Observa-se uma crescente necessidade de produção de baterias de íons de lítio, principalmente relacionada ao setor de transporte, sendo a aplicação de veículos elétricos de passageiros o que mais irá demandar este tipo de tecnologia. Dessa forma, é necessário buscar novas formas para substituição do uso de metais raros e caros, pois, por mais que as reservas de lítio estejam seguras para um futuro próximo, o uso excessivo deste recurso pode torná-lo escasso rapidamente, se não controlado (IRENA, 2015).

Atualmente, o custo para a implementação de um BESS comercial no Brasil tem um alto valor. A Figura 13 mostra que 50% do valor total se refere à aquisição dos bancos de baterias – formado pelas células, racks, BMS - *Battery Management System*, e os impostos, 29% se destinam aos inversores e os demais 21% são referentes ao desenvolvimento e outros componentes (GREENER; NEWCHARGE, 2021).

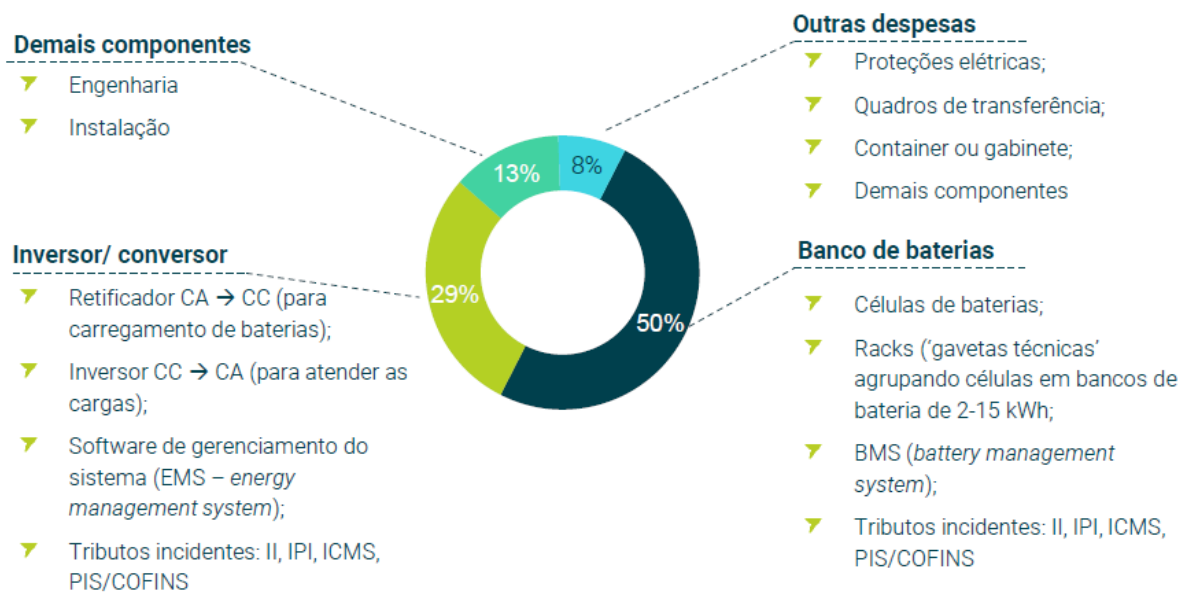


Figura 13 – Formação do custo para implementação de um sistema de armazenamento utilizando baterias de íons de lítio no Brasil.

Fonte: (GREENER; NEWCHARGE, 2021).

2.2.1 Vida útil e dimensionamento de sistemas de armazenamento conectados à rede elétrica de distribuição

Um dos grandes impasses relacionados às baterias eletroquímicas está em sua vida útil, pois os ciclos completos de carga e descarga causam uma degradação irreversível, fazendo com que percam sua capacidade inicial e comprometendo o desempenho para exercer forma de despacho para qual foi projetada.

Este tipo de degradação é impactado diretamente pelo Estado de Carga (*State of charge* - SoC), a temperatura de operação e a Profundidade de Descarga (*Depth of Discharge* – DoD). Geralmente são utilizados 20% de SoC mínimo, 90% de SoC máximo e um DoD de 70% a 80%. O estado de saúde (SoH - *State of health*) indica sua capacidade atual comparado com sua capacidade inicial. É comum uma bateria ter mais de “uma vida”; por exemplo, o final da vida útil de uma bateria do setor automobilístico é alcançado quando o SoH cai para valores entre 70 e 80% e sua segunda vida está relacionada com seu uso como baterias estacionárias, como, por exemplo, utilizar nas aplicações deste estudo (SAEZ-DE-IBARRA *et al.*, 2016).

O dimensionamento de um BESS depende diretamente de sua aplicação e o perfil de consumo da edificação. Os valores de capacidade de armazenamento podem variar de acordo com a potência FV instalada. Atualmente, para alcançar um autoconsumo de 10 a 24% é necessário considerar de 0,5 a 1 kWh de capacidade de armazenamento para cada kWp de potência FV instalada (LUTHANDER *et al.*, 2015).

2.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA

Atualmente, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Todos os estados dentro do SIN estão sob a vigência das tarifas impostas e controladas pela ANEEL. Hoje em dia, somente o estado de Roraima não faz parte do SIN e, portanto, não está sob este sistema tarifário (ONS, 2022a, 2022b).

A ANEEL estabelece dois grupos dentro do ambiente de contratação regulado, grupos A e B, que se dividem de acordo com o nível de tensão em que são atendidas as respectivas UCs.

O Grupo A se refere ao grupamento composto de UC com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d)

subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição. Já o grupo B reúne o composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, também chamada de baixa tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4) (ANEEL, 2010, 2022a).

2.3.1 Estrutura tarifária básica para consumidores do grupo B

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. Elas são definidas de acordo com o Grupo Tarifário, segundo as opções de contratação definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret. Os consumidores do Grupo B são unidades consumidoras da Baixa Tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4) (ANEEL, 2022b).

Os consumidores do grupo B estão expostos às tarifas aplicáveis somente ao consumo de energia, medido em kWh. Ou seja, o valor da conta de energia elétrica é calculado multiplicando o valor da tarifa e o consumo daquele período de faturamento, que pode variar de mês em mês. Tais consumidores também possuem um custo referente ao consumo mínimo da edificação, o chamado custo de disponibilidade do sistema. Este valor é cobrado de acordo com a ligação elétrica da edificação. Para ligações monofásicas, o custo é de 30 kWh, para ligações bifásicas, o valor é referente a 50 kWh e para ligações trifásicos, é de 100 kWh. Todos esses valores são multiplicados pela tarifa da concessionária local, acrescidos de tributos. O custo de disponibilidade é pago mesmo se a UC não alcançar o valor referência (ANEEL, 2010).

Além da tarifação convencional, desde 2015, os consumidores do grupo B também estão expostos às bandeiras tarifárias; um sistema de modalidade de cobrança tarifária que indica se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições e do valor da geração de energia elétrica. Existem 4 bandeiras tarifárias vigentes atualmente (ANEEL, 2022a):

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01343 para cada kWh consumido;

- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04169 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06243 para cada kWh consumido.

Na Figura 14 é possível observar um exemplo da tarifa residencial sem impostos e tributos para a CELESC-DIS para o ano de 2022 (ANEEL, 2022a).

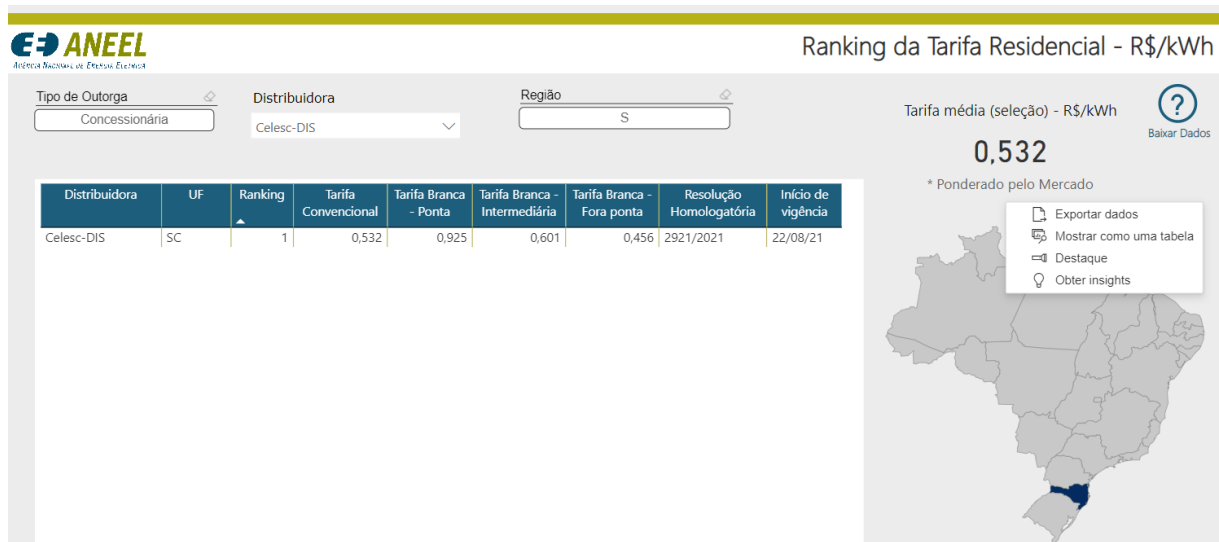


Figura 14 – Ranking da tarifa residencial para a CELESC-DIS, em R\$/kWh.

Fonte: (ANEEL, 2022c).

2.3.2 Modalidade Tarifária Horária Branca

Em 2012, por meio da REN 479/2012, a ANEEL estabeleceu a modalidade Tarifária Horária Branca (também chamada simplesmente de Tarifa Branca), uma nova opção de tarifa do tipo *Time of Use* – TOU. Com ela, os consumidores novos e antigos do grupo B poderão optar por pagar valores diferentes de acordo com o dia e hora do consumo. Somente os consumidores das classes abaixo podem aderir à Tarifa Branca (ANEEL, 2022d):

- Residencial: denominada subgrupo B1;
- Rural: denominada subgrupo B2; e
- Industrial, Comércio, Serviços e outras atividades, Serviço Público, Poder Público e Consumo Próprio: denominada subgrupo B3.

Os consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda, que já recebem benefício tarifário, e Iluminação Pública (subgrupo B4) não estão aptos a usufruírem deste posto tarifário (ANEEL, 2022d).

Nos dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia de acordo com as revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora (chamadas de posto tarifário), mas sempre obedecendo aos três

horários pré-estabelecidos: Posto tarifário de ponta (P - período diário de 3h consecutivas, com maior demanda de energia e tarifa mais elevada), posto tarifário intermediário (Inter - varia de 1h a 1h30 antes e depois do posto tarifário de ponta, com tarifa em um valor intermediário) e o posto tarifário fora de ponta (FP - aquele com menor demanda de energia e tarifa com valor menor). Os sábados, domingos e feriados nacionais operam com a tarifa horária fora de ponta. Atualmente, são 11 os Feriados Nacionais: 1º de janeiro (Confraternização Universal), Terça-feira de Carnaval, sexta-feira da paixão (Páscoa), 21 de abril (Tiradentes), 1º de maio (Dia do Trabalhador), Corpus Christi, 7 de setembro (Independência do Brasil), 12 de outubro (Nossa Senhora de Aparecida), 2 de novembro (Finados), 15 de novembro (Proclamação da República), 25 de dezembro (Natal) (ANEEL, 2022e, 2022d).

A tarifa de energia varia substancialmente de acordo com cada distribuidora, portanto, na Figura 15 é possível observar os valores praticados pela CELESC-DIS no ano de 2022 (ANEEL, 2022a).

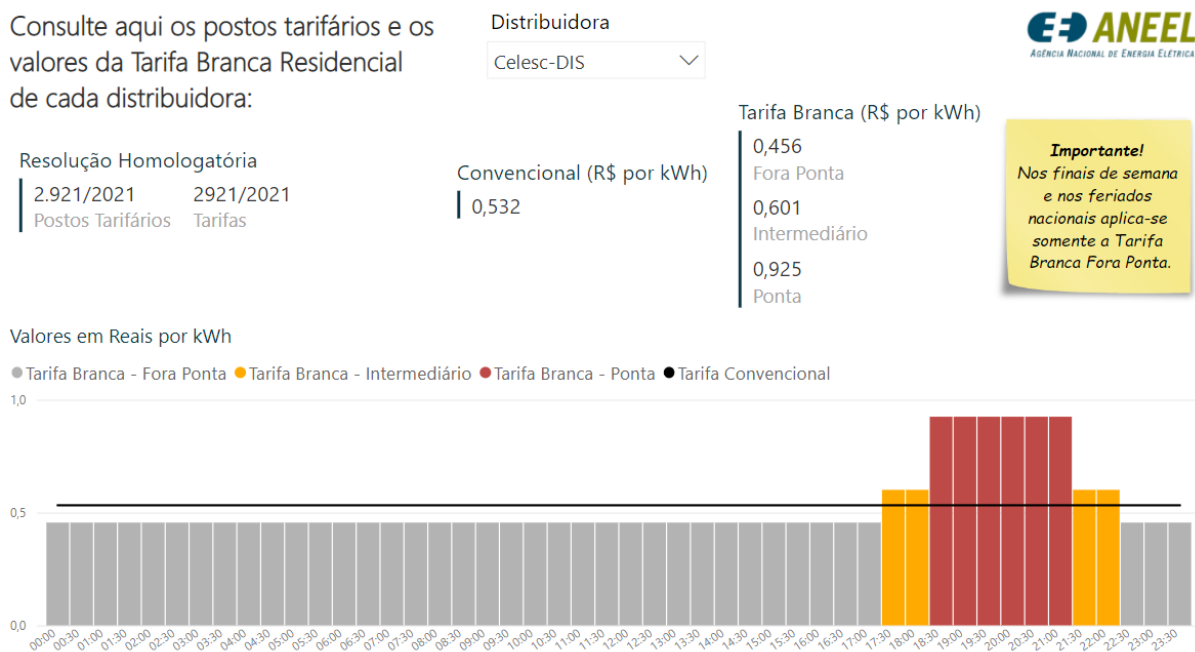


Figura 15 – Postos tarifários e valores da Tarifa Branca residencial para a CELESC-DIS.
 Fonte: (ANEEL, 2022c).

Um dos objetivos da criação da Tarifa Branca foi criar condições que incentivem alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos em que existe o posto tarifário é de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa, pois

a tarifa do posto tarifário fora de ponta tem um valor inferior ao valor da Tarifa Convencional (ANEEL, 2022d).

2.4 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)

O conceito de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) forneceu ao usuário final a capacidade de adaptar seu consumo de energia de forma a trazer benefícios ao sistema de distribuição da concessionária, como por exemplo redução do pico de consumo em horários determinados, conservação estratégica por meio da redução de consumo por eletrodomésticos, crescimento estratégico, um controle mais flexível da carga e o chamado *load shifting*, que é o controle flexível da demanda por meio de inserção de componentes extras ao sistema convencional (EPE, 2015). Tal gerenciamento pode ser realizado tanto pelo lado da concessionária (forma direta) ou pelo lado do consumidor (forma indireta). Na Figura 16 é possível observar as diferentes técnicas para o gerenciamento da demanda.

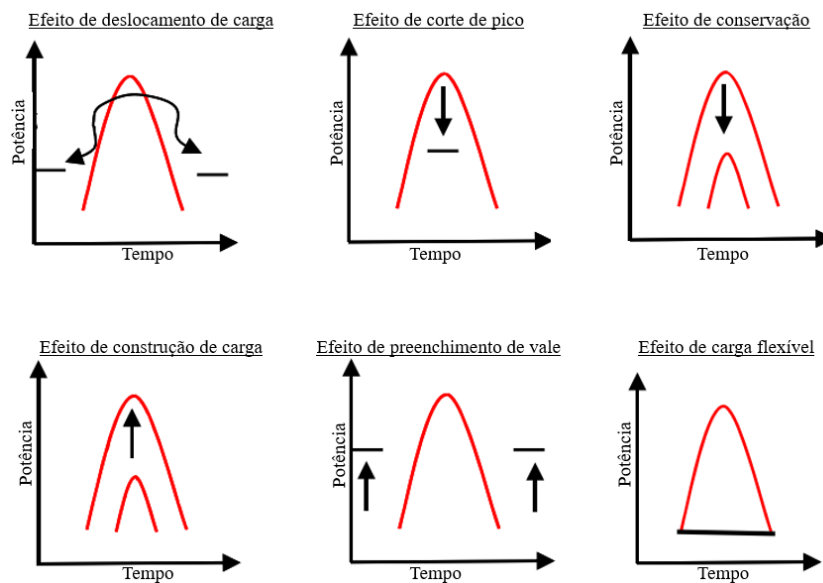


Figura 16 – Técnicas para gerenciamento pelo lado da demanda.

Fonte: Adaptado de (CASTILLO-CAGIGAL *et al.*, 2011).

Este tipo de controle também incentiva o autoconsumo, já que é possível maximizar o consumo residencial instantâneo da energia gerada por meio do sistema fotovoltaico e/ou armazenar energia, por meio de baterias, para uso posterior durante as horas de pico da rede, diminuindo os custos com o consumo de energia no período em que o posto tarifário de ponta está operando. O Gerenciamento do Lado da Demanda aliviou a variabilidade da energia renovável, especificamente a energia solar fotovoltaica, aumentando assim o uso dessas

tecnologias. Já o Gerenciamento Ativo do Lado da Demanda como uma combinação de controle automático das cargas residências, tais como eletrodomésticos e eletroeletrônicos, com as energias renováveis (CASTILLO-CAGIGAL *et al.*, 2011).

2.5 IMPACTOS DA PANDEMIA DE COVID 19 NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS EDIFICAÇÕES

O Coronavírus (COVID-19) é uma infecção respiratória aguda causada pelo coronavírus SARS-CoV-2, potencialmente grave, de elevada transmissibilidade e de distribuição global, que foi descoberto na China no final de 2019. O coronavírus se espalhou rapidamente pelo mundo causando uma onda de problemas tanto de saúde pública quanto de crise política e econômica. As medidas de proteção e os impactos começaram a serem sentidos no Brasil em março de 2020 e perdurarão até os meses atuais (MINISTÉRIO DA SAÚDE DO BRASIL, 2021; WORLD HEALTH ORGANIZATION, 2022).

No início da pandemia foi previsto uma grande mudança de paradigmas sociais, econômicos, de consumo e de saúde para a sociedade. A COVID-19 foi uma oportunidade para reduzir o tempo previsto para grandes manobras relacionadas a diminuição do consumo de energia elétrica e de material do planeta (COHEN, 2020). Durante a pandemia de COVID-19 alterou-se o modo de usabilidade de diversos setor da sociedade, tais como mobilidade, atividade econômica, construção e manufatura, reduziu a demanda global de energia (JIANG; FAN; KLEMEŠ, 2021). A Figura 17 apresenta os diferentes âmbitos de consumo de um estilo de vida predominantemente urbano.

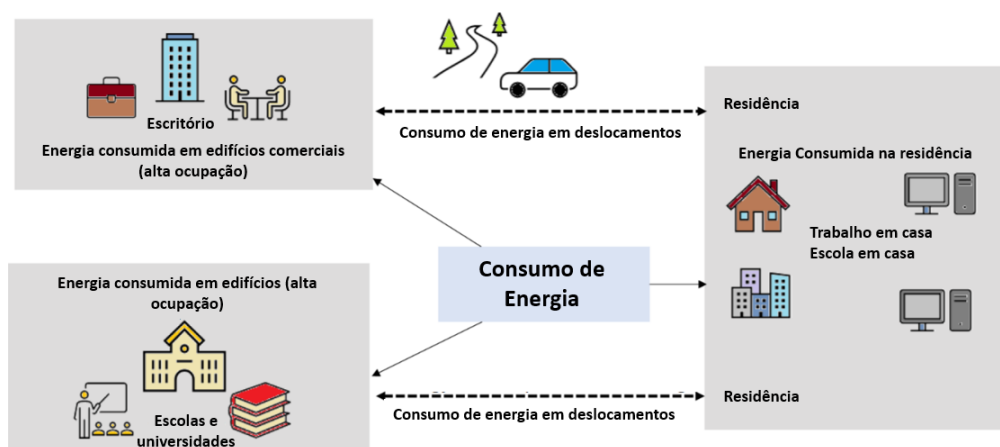


Figura 17 – Consumo de energia nas diferentes esferas: residencial, comercial e educacional.
Fonte: Adaptado de (JIANG; FAN; KLEMEŠ, 2021).

A Figura 18 mostra os desafios e as oportunidades a serem enfrentadas pelo setor de energia após a pandemia de COVID 19.

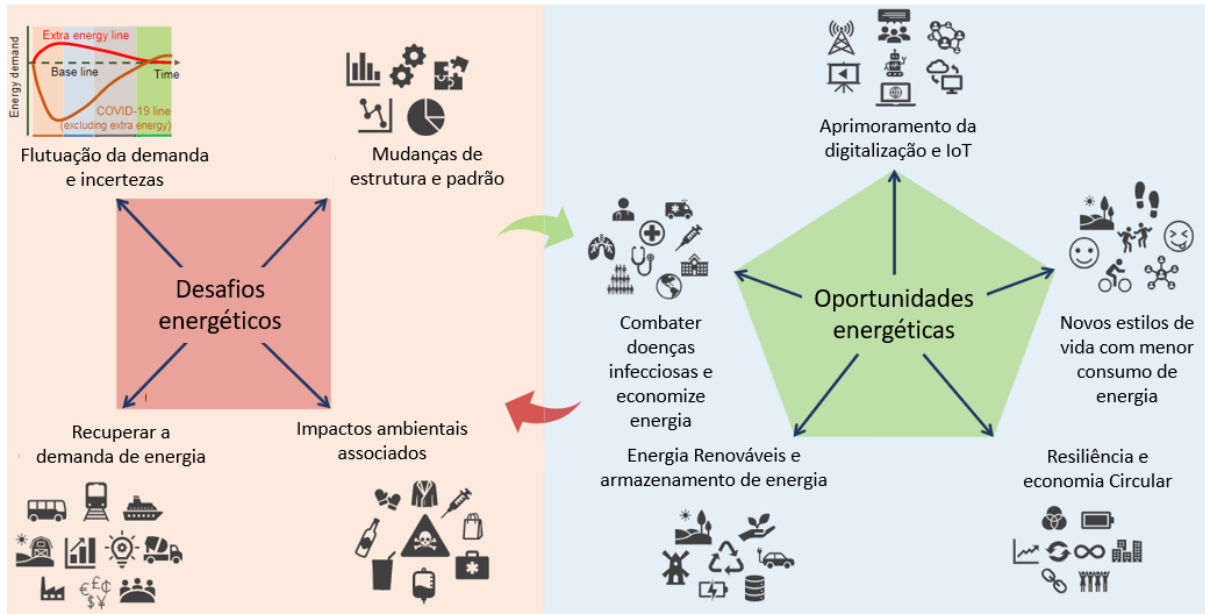


Figura 18 – Desafios e oportunidades no setor de energia relacionados ao COVID-19.
Fonte: Adaptado de (JIANG; FAN; KLEMEŠ, 2021).

Observa-se que o consumo de energia está se transformando e crescendo uma incerteza de demanda e produção energética ao setor. As oportunidades energéticas relacionadas à essa mudança de demanda vêm causando uma redução de consumo da indústria e elevando o consumo residencial estimulando a adesão de sistemas de geração distribuídos. Novos estilos de vida, economia circular e expansão do acesso a novas tecnologias também são vistos como oportunidades energéticas interessantes para o setor (GREENER, 2021a; JIANG; FAN; KLEMEŠ, 2021).

3 OBJETO DE ESTUDO

Para alcançar os objetivos propostos neste trabalho foram analisados dados reais de uma UP localizada na Grande Florianópolis, Santa Catarina (48° W, 27° S). A UP está situada em clima Cfa – Clima subtropical úmido, oceânico, sem estação seca, com verão quente, conforme a classificação climática de Köppen-Geiger (PEEL; FINLAYSON; MCMAHON, 2007).

O nível de irradiação global horizontal para a região da Grande Florianópolis, no sul do Brasil, é em torno de 1.610 kWh/m²/ano ou 4,41 kWh/m²/dia, considerada baixa, quando comparada com a média nacional (PEREIRA *et al.*, 2017). A Figura 19 mostra a localização geográfica e o nível de irradiação solar da UP.

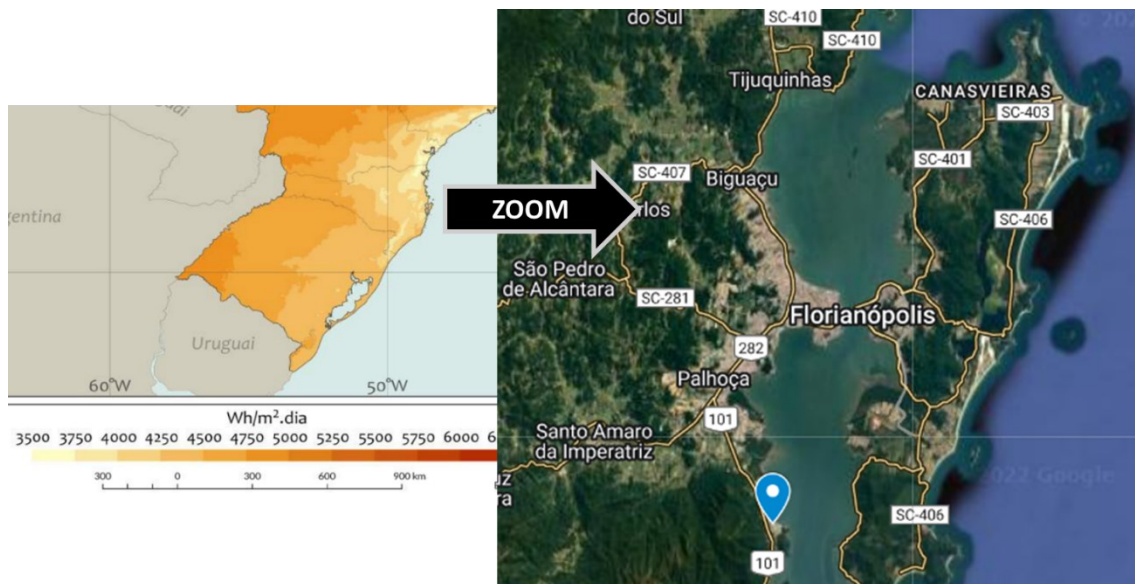


Figura 19 – Localização geográfica da unidade prossumidora.
Fonte: Adaptado de (PEREIRA *et al.*, 2017) e (GOOGLE MAPS, 2022).

A UP está sendo atendida com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV e se enquadra no grupo B, consequentemente, subgrupo B1 de atendimento residencial, com tensão nominal de 220V/380V trifásico e Tarifa Convencional (monômnia) de fornecimento (ANEEL, 2010). A UP possui cargas elétricas tais como tomadas de uso geral e específico, sistema de iluminação em LED, cervejeira, piso térmico, forno elétrico, 3 motores de portão, bomba de água, equipamentos de uso em oficinas e 5 aparelhos de ar-condicionado. Durante o período analisado, a UP passou por um aumento do uso da edificação, visto que inicialmente ela era mais utilizada como casa de verão e/ou finais de semana e atualmente existem pessoas a residir

nela durante o ano inteiro. A Tabela 2 apresenta as características básicas de consumo e usabilidade da UP.

Tabela 2 – Informações de consumo médio e qualitativas da unidade prosumidora.

<i>Item</i>	<i>Informações</i>
Uso da edificação	Consumo predominante diurno, com picos específicos durante alguns períodos
Consumo médio mensal	1164 kWh/mês
Consumo médio diário	38,8 kWh/dia
Nº de moradores	2 pessoas com variações aos finais de semana
Principais cargas	Cervejeira, piso térmico, forno elétrico, 3 motores de portão, bomba de água, equipamentos de uso em oficinas e 5 aparelhos de ar-condicionado

A UP possui um sistema FV conectado à rede de distribuição e suas informações são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Informações sobre o sistema fotovoltaico instalado na unidade prosumidora.

<i>Parâmetros gerais do sistema FV</i>	<i>Especificações</i>
Potência total instalada [kWp]	6,82
Nº de módulos multicristalinos (p-Si)	22
Potência dos módulos FV [Wp]	310
Número de inversores FV	1
Potência do inversor FV [kW]	6,0
Ano de instalação do sistema FV	2016
Custo do sistema no ano de instalação [R\$/Wp]	7,99
Custo do sistema em 2021/2 [R\$/Wp]	4,91

Os valores para um sistema FV são formados por todos os equipamentos e componentes necessários para instalar um sistema FV para o consumidor final. Os valores do custo do sistema FV apresentados consideram a média entre os valores referentes aos sistemas de 4 kWp e 8 kWp (GREENER, 2019, 2021a). Na Figura 20 são apresentadas as diferentes vistas do sistema FV instalado em 2016.



Figura 20 – Sistema fotovoltaico instalado na unidade prosumidora.

A UP possui um sistema de armazenamento de energia instalado em 2021. A Figura 21 mostra uma visão geral do BESS, o inversor e o banco de baterias.



(a) Visão Geral do BESS

(b) Banco de baterias

(c) Inversor

Figura 21 – Sistema de armazenamento de energia da unidade prosumidora.

Os componentes do BESS serão apresentados com mais detalhes na próxima seção.

3.1 PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO E FOTOVOLTAICO INSTALADOS

O sistema de armazenamento de energia é composto por diferentes componentes. A Figura 22 apresenta uma visão geral de todos os equipamentos utilizados na UP. Os itens indicados com os números 1, 2 e 3 são equipamentos responsáveis pela transferência e conversão de energia de um ponto ao outro (conhecidos como equipamentos de potência). Já os itens 4, 5 e 6 são responsáveis pelo monitoramento de temperatura do módulo, temperatura ambiente, velocidade do vento e armazenamento de dados. E, por último, os itens 7 e 8 são responsáveis pelo monitoramento dos parâmetros elétricos dos sistemas da UP.



Figura 22 – Principais componentes do sistema de armazenamento de energia proposto.

ITEM 1 – Bateria de Lítio: A bateria de lítio da instalação é do modelo “B-Box Pro 5.0”, do fabricante BYD. A bateria BYD é uma bateria química de LiFePO_4 . As baterias armazenam energia em forma de corrente contínua (CC), sendo que sua tensão nominal de saída é de 48 Vcc. Este sistema é modular, onde cada módulo possui 2,56 kWh, sendo possível acomodar até quatro módulos. Para este estudo foram utilizados dois módulos, totalizando 5,12 kWh, considerando o dimensionamento proposto para uma UP com 6,82 kWp de FV instalado. Na Tabela 4 estão apresentadas as principais informações técnicas do banco de baterias utilizado.

Tabela 4 – Informações técnicas do banco de baterias de íons de lítio do BESS.

<i>Parâmetros do banco de baterias</i>	<i>Especificações</i>
Tipo de bateria	LiFePO4
Número de módulos	2
Energia utilizável por módulo [kWh]	2,56
Energia utilizável [kWh]	5,12
Potência máxima de saída [kW]	5,12
Tensão nominal [V]	51,2
Tensão de trabalho [V]	43,2~56,4
IP de proteção	IP20

ITEM 2 – Inversor da Bateria: O inversor do banco de baterias da instalação é do modelo “Sunny Island 6.0HP”, do fabricante SMA, responsável pela conversão da energia CC em CA. Na Tabela 5 estão apresentadas as principais informações técnicas acerca do inversor.

Tabela 5 – Informações técnicas do inversor do BESS.

<i>Parâmetros do Inversor do FV</i>	<i>Especificações</i>
Tensão operação AC [V]	230/172,5 ~ 264,5
Frequência [Hz]	50/40 até 70
Corrente CA máxima para operação na rede [A]	20
Potência aparente máxima para operação na rede [kVA]	4,6
Corrente máxima de entrada CA [A]	50
Potência máxima de entrada CA [W]	11500
Eficiência do inversor	0,958
IP de proteção	IP54

ITEM 3 – Inversor FV e módulos FV: O Inversor FV é o modelo Fronius Galvo 6.0-3-M, responsável pela conversão da energia CC em CA. Na Tabela 6 estão apresentadas as principais informações técnicas acerca do inversor do sistema FV instalado.

Tabela 6 – Informações técnicas do inversor do FV.

<i>Parâmetros do inversor do sistema FV</i>	<i>Especificações</i>
Quantidade de MPP Tracker	2
Corrente máx. de entrada [A]	18 / 18
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo [A]	27 / 27
Faixa de tensão de entrada CC [V]	80 - 1000
Alimentação de tensão inicial [V]	80
Tensão nominal de entrada [V]	710
Faixa de tensão MPP [V]	240 - 800
Faixa de tensão MPP utilizável [V]	80 - 800
Quantidade de conexões CC	2 + 2
Potência nominal CA saída [W]	6000 W
Potência máx. de saída [A]V	6000 VA
Potência máxima de saída [A]	26,1 A
Faixa de tensão CA [V]	180 - 270 V
Grau de proteção	IP 65
Faixa da temperatura ambiente [°C]	-40 - +55
Grau de eficiência máx. (FV - rede de energia) [%]	98

Os módulos FV instalados na UP são do fabricante Trina Solar. Os parâmetros elétricos dos módulos FV podem ser visualizadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Especificações elétricas do módulo do sistema FV.





<i>Parâmetros do módulo do sistema FV</i>	<i>Especificações</i>
Potência máxima [Wp]	310
Tensão máxima [V]	37
Máxima corrente de operação [A]	8,38
Tensão de circuito aberto [V]	45,5
Corrente de curto-circuito [A]	8,85
Máxima tensão do sistema [V]	1000
Máximo fusível em serie [A]	15

O sistema de monitoramento dos parâmetros ambientais é importante para acompanhar as variáveis que influenciam o desempenho do sistema FV e do BESS. A estação solarimétrica é composta por um datalogger, um sensor de irradiância, um sensor de velocidade do vento, um sensor de temperatura do módulo e um sensor de temperatura ambiente.

ITEM 4 – Datalogger: O datalogger responsável por ler e armazenar os dados gerados por todos os sensores foi o datalogger Bluelog X-1000, da Meteocontrol. Além de armazenar os dados da estação solarimétrica, o datalogger Bluelog também armazena dados o sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento de energia.

ITEM 5 – Sistema de Sensores: Os sensores que monitoram as características ambientais aos quais o sistema FV está exposto, permitindo avaliar se o sistema está operando de forma correta considerando o recurso solar disponível. Este monitoramento é feito por quatro principais equipamentos do fabricante Meteocontrol. Os modelos e descrição dos sensores estão indicados na Tabela 8.

Tabela 8 – Modelo, descrição e função dos sensores.

Foto do Sensor	Descrição/Modelo	Função do Sensor
	Sensor de velocidade do vento <i>Wind Speed Sensor Compact</i>	Medir a velocidade do vento em metros por segundo (m/s)
	Sensor de irradiância <i>Irradiance Sensor Si-Series</i>	Medir a irradiância no plano do sistema fotovoltaico, em Watt por metro quadrado (W/m ²)
	Sensor de temperatura do módulo <i>PT1000 Adhesive Sensor</i>	Medir a temperatura das costas do módulo fotovoltaico, em graus celsius (°C)
	Sensor de temperatura ambiente <i>PT1000 Sensor in Enclosure</i>	Medir a temperatura ambiente próximo ao local onde o sistema fotovoltaico está instalado, em graus celsius (°C)

ITEM 6 – Switch: O sistema possui um *switch* gerenciável, modelo Cisco 08 Portas SF302-08 SRW208G-K9-Na 10/100, do fabricante Cisco. A função do *switch* é conectar o sistema de armazenamento e o sistema de sensores em uma única rede interna. É importante que todos os sistemas estejam na mesma rede, para que assim eles possam se comunicar entre si e se conectar na internet via um único ponto (a porta de upload do *switch*).

ITEM 7 – Medidor de Energia Schneider: Para analisar o fluxo de energia do quadro da residência é necessário um medidor de energia. O medidor de energia utilizado é do fabricante Schneider Electric, modelo IEM3155 – Energy Meter. O medidor de energia é utilizado para analisar toda a energia que passa no quadro ou ponto da residência, seja entrando (sentido rede da concessionária para a residência) ou saindo (sentido residência para a rede da concessionária). Os dados do medidor de energia são coletados pelo datalogger Bluelog.

ITEM 8 – Medidor SMA Home Manager: Além dos equipamentos descritos anteriormente, também está instalado um medidor SMA Sunny Home Manager 2.0, do fabricante SMA, que tem função similar ao medidor de energia Schneider, porém analisa os dados em conjunto com o inversor SMA Sunny Island. O Home Manager também tem o papel de controlar inteligentemente a rede, lendo os valores dos parâmetros elétricos de saída do sistema (FV, sistema de armazenamento e cargas) e tomando decisões baseadas nos parâmetros previamente fornecidos para ele (parametrização do despacho estratégico).

3.2 DIAGRAMAS SIMPLIFICADOS E UNIFILAR DO BESS DA UNIDADE PROSUMIDORA

As instalações elétricas da UP e o sistema FV já estavam executados quando o BESS foi instalado. Por isso, foi necessário um estudo preliminar da integração do BESS à edificação. A Figura 23 ilustra o diagrama unifilar simplificado da conexão do sistema FV, do BESS e do sistema comunicação.

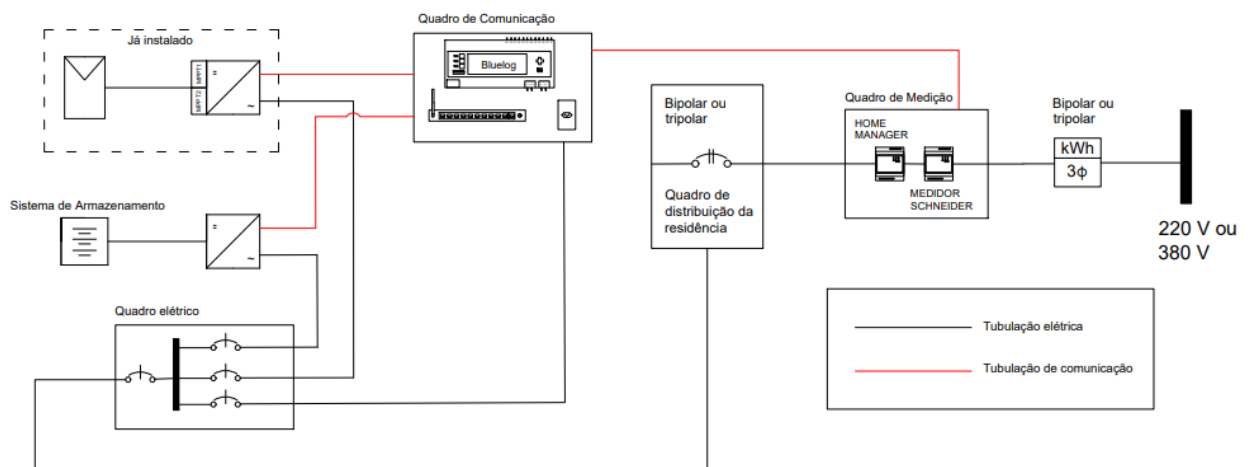


Figura 23 – Diagrama unificado simplificado de potência da instalação do sistema de armazenamento.

O BESS e o sistema FV foram instalados no barramento principal da edificação, visando o fluxo de energia para as cargas conectadas naquele barramento. O ponto de conexão entre os sistemas FV e BESS é feito em uma fase elétrica do quadro de distribuição. Já a Figura 24 apresenta o diagrama unifilar simplificado de comunicação do BESS, do sistema FV e dos sensores.

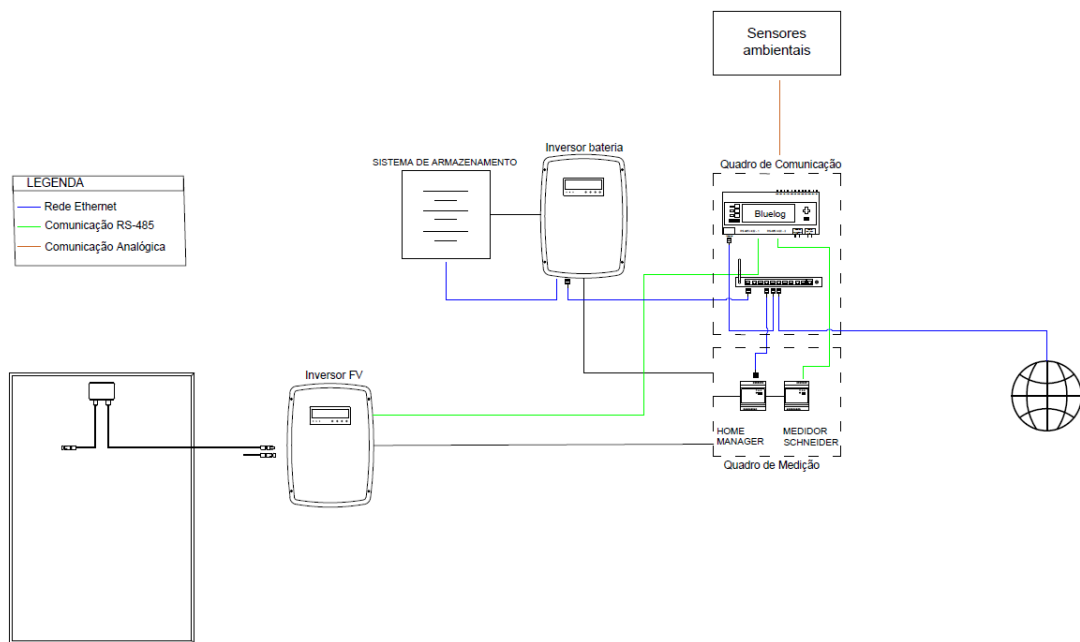


Figura 24 – Diagrama unificado simplificado de comunicação do sistema de armazenamento e sistema fotovoltaico.

Os sistemas de sensores e de comunicação foram projetados para terem conexão com a internet e com os equipamentos de potência do BESS.

A Figura 25 apresenta o diagrama unifilar da UP após a inserção do BESS e o sistema FV, somente para a fase alterada. A UP possui uma entrada de energia trifásica com cabos maiores que 25 mm² e os equipamentos de medição e controle (medidor de energia Schneider e SMA Home Manager), que comportam um cabeamento de até 16 mm², devem ser instalados em série com a carga do quadro elétrico. Dessa forma, não foi possível conectar o sistema de armazenamento na entrada de UP para a alimentar o quadro de distribuição geral (QDG) que recebe a alimentação geral da concessionária e faz a distribuição para os demais quadros de distribuição (QD). Assim, foi selecionado um QD conforme as facilidades de instalação, que comportasse o cabeamento necessário para a intervenção (menor que 16 mm²).

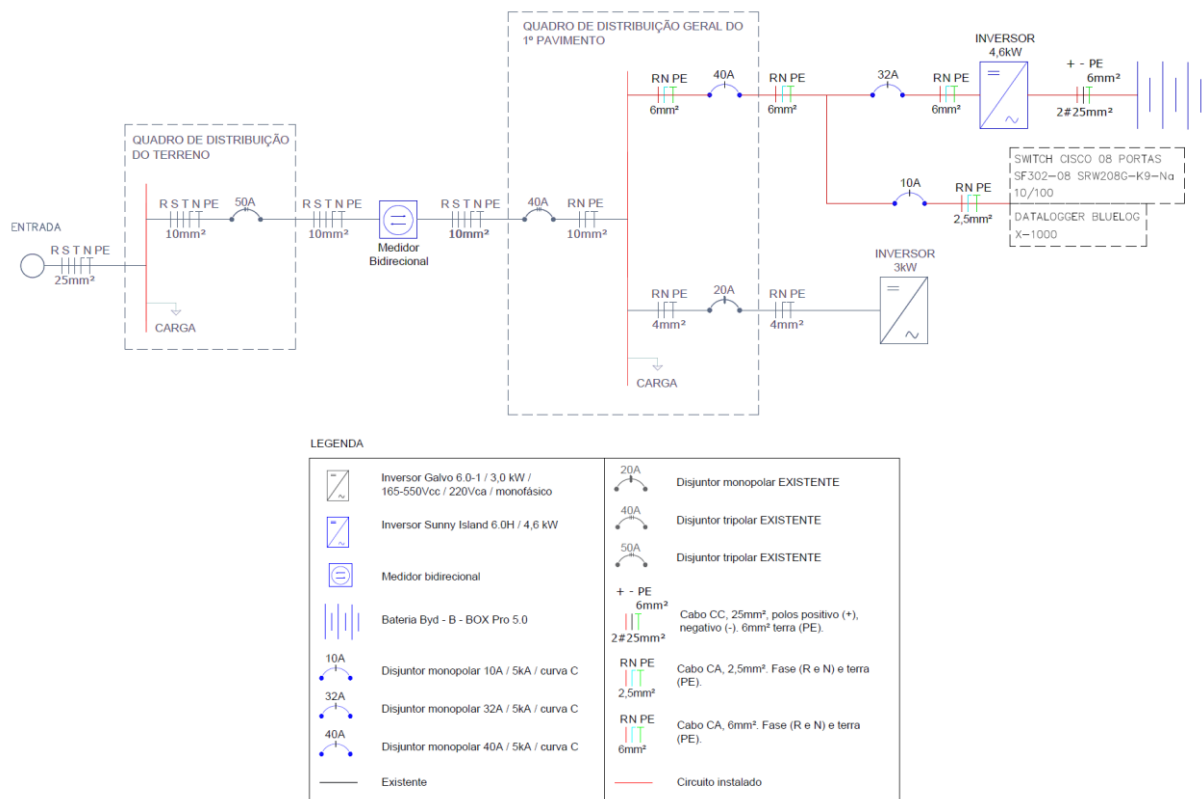


Figura 25 – Diagrama unifilar de potência e comunicação dos sistemas de armazenamento e sistema fotovoltaico na unidade prossumidora.

Esta mudança de quadro de distribuição impacta nas cargas atendidas pelo BESS, visto que dessa forma, ele não está conectado ao barramento central da UP. Com isso, é possível ocorrer dias em que a bateria não faz um ciclo por dia, já que a carga pode não exigir energia suficiente para uma descarga profunda do banco de baterias (90%-20% de SOC). Este tipo de operação pode prejudicar a vida útil do BESS.

4 METODOLOGIA

Este trabalho propõe um método para avaliar os impactos elétricos/energéticos e econômicos da integração de BESS de pequeno porte em uma UP com sistema FV integrado em sua edificação, conforme apresentado nos objetivos. O método desenvolvido se aplica para UPs pertencentes ao grupo B com Tarifa Convencional e Tarifa Branca.

Este trabalho foi dividido em diferentes etapas:

- Análise do perfil de consumo da UP;
- Acompanhamento e tratamento de dados coletados do sistema instalado;
- Avaliação da mudança tarifária e dos diferentes cenários propostos após a inserção do BESS;
- Avaliação dos indicadores econômicos após a inserção do BESS.

A Figura 26 apresenta o fluxograma das etapas deste trabalho. Cada etapa será expandida nas próximas secções.

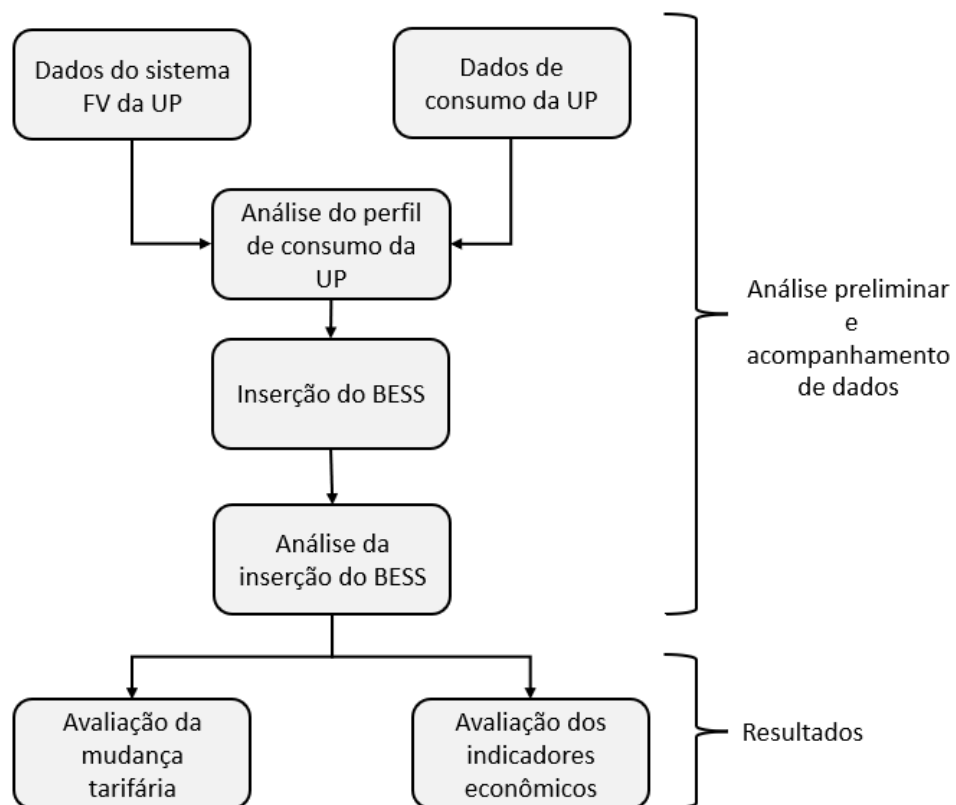


Figura 26 – Fluxograma da análise preliminar, acompanhamento de dados e avaliação dos resultados.

Os resultados desse método serão aplicados para o objeto de estudo da unidade prosumidora apresentado no item anterior.

4.1 ANÁLISE PRELIMINAR DO CONSUMO ENERGÉTICO E PRODUÇÃO FV

Para o mapeamento do consumo energético e produção FV de uma UP é necessário coletar os dados das faturas de energia e portais dos sistemas FV, durante um período maior que um ano, visando analisar todas as estações do ano e todos os perfis de consumo.

O autoconsumo é a energia consumida instantaneamente pelas cargas conectadas ao sistema elétrico da residência, geralmente proveniente de uma fonte de geração distribuída. A autossuficiência é a energia consumida relativa à quantidade de cargas ligadas ao sistema geração, ou seja, o percentual de consumo das cargas instantaneamente. O autoconsumo e a autossuficiência podem ser medidos em kWh ou em percentual. Considerando parâmetros relativos, o autoconsumo e autossuficiência variam segundo a produção FV e/ou o consumo da carga, logo, a diferença de consumo entre os meses de inverno e verão afeta o resultado. Esta diferença de consumo pode se referir, por exemplo, ao uso mais intenso do ar-condicionado nos períodos mais quentes do ano (ESTHER; KUMAR, 2016).

Os dados da UP são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Parâmetros para análise do consumo energético e produção FV

Parâmetro	Descrição	Unidade	Fonte
Consumo da concessionária	Consumo medido e faturado pelo medidor bidirecional da CELESC-DIS	kWh/mês	Fatura de energia elétrica
Energia injetada na rede da concessionária	Energia excedente (não consumida instantaneamente) injetada na rede da CEELSC-DIS	kWh/mês	Fatura de energia elétrica
Energia total gerada pelo sistema FV	Energia total gerada pelo sistema FV instalado na UC	kWh/mês	Portal online do inversor FV
Autoconsumo total	Energia produzida pelo sistema FV da UC e consumida instantaneamente pelas cargas ligadas	kWh/mês	Subtração do parâmetro “Energia injetada na rede da concessionária” e do “Energia total gerada pelo sistema FV”.
Energia total consumida	Indica o valor total do consumo da residência	kWh/mês	Soma do parâmetro “Consumo da concessionária” e do “Autoconsumo total”.

Para a UP analisada neste trabalho foram coletados dados durante mais de dois anos - 01/2019 a 05/2022. Os dados foram adquiridos por meio das faturas de energia elétrica e dos portais dos sistemas FV. Os parâmetros apresentados foram utilizados para realizar a análise preliminar da UP e determinar qual o modo de operação do BESS.

4.2 ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO E DESPACHO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A inserção de um BESS pode ser analisada utilizando os dados das faturas de energia e os portais dos inversores FV e do banco de baterias. Para tal, todos os parâmetros utilizados para análise do consumo energético e produção FV podem ser aplicados novamente.

O despacho estratégico de uma UP é programado conforme seu autoconsumo. Um percentual alto de autoconsumo sobre a geração total indica que a UP possui um perfil de consumo predominantemente diurno. Em caso de baixo autoconsumo, evidencia que a UP possui um consumo predominantemente noturno.

Os BESS podem ser aplicados em sistemas residenciais, utilizando dois tipos de despacho de energia: autoconsumo ou tarifário, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Métricas de despacho estratégico do sistema de armazenamento.

Tipo de despacho	Tipo de dia	Horário	Métrica de Despacho Estratégico
Autoconsumo	Dia útil e não útil	00:00 às 23:59	Carga ou descarga, maximização do autoconsumo
Tarifário	Dia útil	00:00 às 13:59	Carga ou descarga, maximização do autoconsumo
		14:00 às 17:00	Carga forçada
		17:01 às 23:59	Carga ou descarga, maximização do autoconsumo
	Dia não útil	00:00 às 23:59	Carga ou descarga, maximização do autoconsumo

O modelo de autoconsumo é baseado em fluxo zero de energia no ponto de conexão de medição (seja da concessionária ou do quadro de distribuição). O BESS fornece energia para a residência quando não há geração FV suficiente ou absorve o excedente produzido de FV, independente do período do dia, somente baseado nas necessidades elétricas da residência (cargas).

O modelo tarifário é baseado em horário, ou seja, em um determinado período do dia, o carregamento do BESS é forçado para garantir que o sistema esteja carregado quando estiver no período em que a tarifa é mais cara. Para o caso brasileiro com Tarifa Branca vigente, este momento ocorre no posto tarifário de ponta.

4.3 AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS IN LOCO

Os dados medidos utilizados neste trabalho são obtidos a partir de aferições *in loco* na UP utilizando três diferentes equipamentos. As medições do BESS são feitas utilizando um SMA Home Manager, do fabricante SMA, conectado ao datalogger. Já o consumo da UP é medido com um medidor de energia iEM3165, do fabricante Schneider Electric, também conectado ao datalogger. Os dados do sistema FV são coletados diretamente do portal do inversor, do fabricante Fronius. Todos os dados são coletados considerando os parâmetros em corrente alternada do sistema, ou seja, após o inversor do FV ou do BESS.

O datalogger tem intervalo de aquisição de dados de 1 minuto. Já o portal do inversor FV tem um intervalo de 5 minutos. Portanto, para esta metodologia, os dados foram integrados na resolução de 5 minutos, adequando as duas bases de dados existentes.

O controle da operação dos sistemas de armazenamento é importante para manter a qualidade dos dados medidos. Este controle pode ser visualizado no APÊNDICE A. A Tabela 11 apresenta a legenda para compreensão do controle de dados da UP.

Tabela 11 – Legenda da tabela do controle de dados coletados.

Descrição da Legenda	Legenda
Aquisição de dados funcionando como esperado	.
Aquisição de dados foi feita parcialmente	.
Aquisição de dados não está funcionando	x

As conexões digitais via IP tendem a ser mais instáveis do que as conexões analógicas devido às mudanças de IP. Os IP do sistema são IPs dinâmicos (DHCP - *Dynamic Host Configuration Protocol*). A fixação de IPs é uma configuração feita pelo provedor de internet e, muitas vezes, não pode ser alterada. Dessa forma, sempre que um IP é fornecido para um equipamento, após algum tempo, ele pode se alterar, fazendo com que a conexão entre o datalogger e o equipamento seja perdida. Por outro lado, as conexões analógicas são estáveis

do ponto de vista digital e somente param de funcionar por algum problema físico, como desconexão dos fios.

A Tabela 12 apresenta a fonte dos dados e o tipo de comunicação dos equipamentos do sistema.

Tabela 12 – Fonte dos dados monitorados no controle de dados da unidade prossumidora.

Sensor/Medidor	Fonte dos dados	Tipo de comunicação
Inversor FV	Portal Inversor FV	Comunicação digital (Via IP)
Medidor de Energia Schneider	Datalogger Bluelog	Comunicação analógica
Medidor de Energia SMA/SI	Datalogger Bluelog	Comunicação digital (Via IP)
Sensor de velocidade do vento	Datalogger Bluelog	Comunicação analógica
Sensor de temperatura ambiente	Datalogger Bluelog	Comunicação analógica
Sensor de temperatura do módulo	Datalogger Bluelog	Comunicação analógica
Célula de Referência	Datalogger Bluelog	Comunicação analógica
Sunny Portal	Sunny Portal	Comunicação digital (Via IP)

Para a UP analisada, no mês de maio de 2021, o sistema passou por instabilidades causadas pela instalação dos cabos, que resultou em perda de dados até sua identificação, como apresentado no APÊNDICE A. A UP está localizada no chamado “fim de linha” da concessionária, local distante da subestação mais próxima, que pode sofrer com flutuações de tensões e quedas de energia com mais frequência. Por isso, os demais dias com falhas de dados são os dias com queda de energia e período para estabilização das conexões tanto digitais quanto analógicas.

Os dados dos sistemas foram monitorados através do portal de monitoramento de dados de cada fabricante. A Tabela 13 apresenta os portais de acesso aos dados dos sistemas, quais equipamentos são monitorados, bem como as variáveis adquiridas.

Tabela 13 – Variáveis monitoradas no sistema

PORTAL	SENSOR/EQUIPAMENTO	VARIÁVEL	UNIDADE DE MEDIDA
Portal do Inversor FV	Inversor FV	Potência	Watt [W]
		Corrente CC MPPT1	Corrente [A]
		Corrente CC MPPT2	Corrente [A]
		Energia Total	Energia [Wh]
		Tensão CC MPPT1	Tensão [V]
Datalogger Bluelog	Sensor de irradiância	Irradiância	Irradiância [W/m ²]
	Sensor de velocidade do vento	Sensor de velocidade do vento	Velocidade [m/s]
	Sensor de temperatura ambiente	Temperatura	Temperatura [°C]
	Sensor de temperatura do módulo	Temperatura	Temperatura [°C]
	Medidor de Energia Schneider	Corrente CA Fase 1	Corrente [A]
		Corrente CA Fase 2	Corrente [A]
		Corrente AC Fase 3	Corrente [A]
		Tensão de fase L1L2	Tensão [V]
		Tensão de fase L2L3	Tensão [V]
		Tensão de fase L3L1	Tensão [V]
		Tensão CA Fase 1	Tensão [V]
		Tensão CA Fase 2	Tensão [V]
		Tensão CA Fase 3	Tensão [V]
		Potência CA Fase 1	Watt [W]
		Potência CA Fase 2	Watt [W]
		Potência CA Fase 3	Watt [W]
		Potência CA	Watt [W]
		Potência Reativa	Volt-ampere reativo [VAr]
		Potência Aparente	Volt-ampère [VA]
		Fator de potência	Adimensional
		Frequência da rede	Hertz [Hz]
		Energia ativa (injeção)	Energia [Wh]
	Energia ativa (consumo)	Energia [Wh]	
	SMA Sunny Island	Corrente CA Fase 1	Corrente [A]
		Corrente CA Fase 2	Corrente [A]
		Corrente AC Fase 3	Corrente [A]
		Tensão CA Fase 1	Tensão [V]
Tensão CA Fase 2		Tensão [V]	
Tensão CA Fase 3		Tensão [V]	
Potência CA		Watt [W]	
Frequência da rede		Hertz [Hz]	
Potência Reativa		Volt-ampere reativo [VAr]	
Energia Total		Energia [Wh]	
Sunny Portal		Home Manager	SoC Bateria
	Descarregamento da bateria		Valores médios de energia [kW]
	Consumo de energia da rede		Valores médios de energia [kW]
	Injeção na rede		Valores médios de energia [kW]

Após a aquisição, os dados foram tratados com auxílio da linguagem de programação Python e o Excel. Os filtros de *outliers* aplicados são baseados no Método de intervalo interquartil (IQR) e os dados vazios e/ou fundos de escala são excluídos. O IQR foi utilizado para manter a qualidade dos dados coletados e eliminar os valores que não são relevantes para a análise. Este método é amplamente empregado para a análise de dados de conjuntos de sistemas fotovoltaicos em grande escala.

No método IQR a mediana e os quartis são os pontos de referência relevantes para a avaliação, visto que a mediana apresenta os valores médios da amostra e os quartis dividem o conjunto em quatro partes para serem aplicadas as métricas. O 1º quartil (chamado de quartil inferior) os valores inferiores representam 25% e os demais 75% são valores superiores. No 3º quartil (quartil superior) 75% dos valores são inferiores e os demais são superiores, quando relacionados com o 1º quartil. A distância entre estes dois quartis é chamada de intervalo interquartil (IQR). Os valores são considerados falsos se distantes $1,5 * IQR$. Essa métrica é chamada de “distância do bigode” (HEESEN; HERBORT, 2016).

O tratamento de dados em Python foi realizado com o código em Python desenvolvido para a metodologia proposta. O código-fonte é apresentado no Apêndice B. Para utilização do código é necessário a instalação do Python 3.9, pandas e numpy.

4.4 FLUXO DE ENERGIA NO BESS

O BESS instalado possui um medidor de energia capaz de comandar o despacho estratégico do sistema. Com o objetivo principal de maximizar o autoconsumo da UP, o fluxo de energia do BESS seguirá as Equações (1), (2) e (3).

$$E_{BESS-ATUAL}(t) = (SoC(t) - SoC_{BESS-MÍN}) \cdot E_{BESS-NOMINAL} \quad (1)$$

$$SoC_{BESS-MÍN} \leq E_{BESS-ATUAL}(t) \leq SoC_{BESS-MÁX} \quad (2)$$

$$E_{BESS-CARGA}(t) = (DoD \cdot E_{BESS-NOMINAL}) - E_{BESS-ATUAL} \quad (3)$$

Onde:

t = Tempo;

$E_{BESS-ATUAL}(t)$ = Energia disponível no BESS no instante t , em kWh;

$SoC(t)$ = Estado de carga do BESS, no instante t ;

$E_{BESS-NOMINAL}$ = Capacidade de armazenamento nominal do BESS, em kWh;
 $SoC_{BESS-MIN}$ = Estado de carga mínimo do BESS;
 $SoC_{BESS-MAX}$ = Estado de carga máximo do BESS;
 $E_{BESS-CARGA}(t)$ = Energia necessária para alcançar o valor de $E_{BESS-NOMINAL}$;
 DoD = Profundidade de descarga do BESS.

O fluxo de energia no BESS é controlado pelo inversor do banco de baterias.

4.5 ASPECTOS TARIFÁRIOS

Para análise dos impactos sob as despesas com energia elétrica após instalação do BESS e em decorrência da mudança tarifária, é necessário calcular as novas faturas de energia para os meses desejados. Para tal, a tarifa final a ser aplicada no faturamento da UP é calculada consoante a Equação (4).

$$T_f = \frac{T_{homologada}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (4)$$

Onde:

T_f = Tarifa final (R\$/kWh);

$T_{homologada}$ = Tarifa homologada (R\$/kWh);

PIS = Contribuição ao Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público;

$COFINS$ = Contribuição para Financiamento da Seguridade Social;

$ICMS$ = Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços.

As tarifas convencional e branca possuem valores homologados na ANEEL e devem ser acrescidas dos impostos para cada estado da federação. Neste caso, os impostos são referentes ao estado de Santa Catarina. A Tabela 14 apresenta as informações necessárias para o cálculo da tarifa final (CELESC, 2022).

Tabela 14 – Valores percentuais das alíquotas de impostos e tarifa homologada ANEEL.

Ano		Exercício 2020-2021			Exercício 2021-2022								
Mês		Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abri	Mai
PIS (%)		0,58	0,03	0,07	0,47	0,63	0,67	0,67	0,84	0,51	0,58	0,38	0,56
COFINS (%)		2,67	0,15	0,33	2,15	2,92	3,07	3,07	3,89	2,35	2,70	1,76	2,59
ICMS até 150 kWh (%)		12			12								
ICMS acima de 150 kWh (%)		25			25								
Tarifa Homologada Convencional (R\$/kWh)		0,5059			0,5322								
Tarifa Homologada	Posto tarifário de ponta	0,8842			0,9246								
	Posto tarifário intermediário	0,5762			0,6006								
Tarifa Branca (R\$/kWh)	Posto tarifário fora de ponta	0,4303			0,4555								

Fonte: Adaptado de (CELESC, 2022)

O impacto do BESS instalado na UP pode ser avaliado considerando o cálculo dos faturamentos de energia. Estes faturamentos têm o objetivo de contrapor os diferentes cenários utilizando as seguintes variáveis: Tarifa Convencional, Tarifa Branca, energia do sistema FV e do BESS. Dessa forma, as faturas de energias calculadas são:

- Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS
- Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS

As diferentes faturas foram organizadas entre quatro cenários comparativos:

- **“Tarifa Convencional com FV e com BESS” e “Tarifa Convencional sem FV e sem BESS”**: este cenário tem o objetivo de comparar a inserção de sistemas FV e BESS na UP, mantendo a Tarifa Convencional.
- **“Tarifa Convencional com FV e sem BESS” e “Tarifa Convencional com FV e com BESS”**: este cenário tem o objetivo de comparar a inserção de BESS na UP, mantendo a Tarifa Convencional.
- **“Tarifa Convencional com FV e com BESS” e “Tarifa Branca com FV e com BESS”**: este cenário tem o objetivo de avaliar os benefícios com a troca de tarifa, de convencional para branca.

- **“Tarifa Branca com FV e sem BESS” e “Tarifa Branca com FV e com BESS”**: este cenário tem o objetivo de comparar a inserção de BESS na UP, considerando FV e Tarifa Branca.

Todos os cenários foram modelados para considerar situações reais de implementação na UP, considerando a disponibilidade do sistema FV e BESS instalados e a possibilidade de mudança tarifária para consumidores do grupo B.

4.6 ASPECTOS ECONÔMICOS

Para uma avaliação completa dos impactos da inserção de um sistema de armazenamento de energia de pequeno porte em uma UC é preciso também analisar seus impactos econômicos. Para tal, será realizada uma análise com as principais variáveis para as despesas das UCs.

Os indicadores econômicos utilizados neste trabalho serão:

- Valor Presente (VP) e Valor Presente Líquido (VPL);
- Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Tempo de Retorno de Investimento (*payback time*);
- Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS, da sigla em inglês para *Levelized Cost of Storage*); e
- Custo Nivelado de Energia (LCOE, da sigla em inglês para *Levelized Cost of Energy*).

O Valor presente (VP) é o somatório dos fluxos de caixa futuros descontados por uma taxa de desconto que represente a exigência mínima de retorno, conforme a Equação (5). O VPL é o valor total ao final do tempo do projeto descrito, indicado na Equação (6). Um investimento será economicamente viável se, e somente se, o VPL for positivo.

$$VP(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1+i)^j} \quad (5)$$

$$VPL = VP(n) \quad (6)$$

Onde:

- $1 \leq t \leq n$;
- I = Investimento inicial, em R\$;
- R_j = Receita do ano j , em R\$;
- C_j = Custo do ano j , em R\$;
- i = Taxa anual de juros empregada;

j = Índice genérico que representa o período $j = 1$ a t ;
 $VP(t)$ = Valor presente do capital, em R\$;
 VPL = Valor presente líquido, em R\$;
 n = Vida útil do sistema FV;

Por sua vez, a TIR, apresentada na Equação (7), indica qual a taxa de juros necessária para que o VPL seja nulo ($VPL = 0$), ou seja, é a taxa que expressa a rentabilidade de um projeto. Quando são utilizados valores de juros i menores que a TIR o projeto apresenta viabilidade.

$$VPL = 0 = -I + \sum_{j=1}^n \frac{(R_j - C_j)}{(1 + TIR)^j} \quad (7)$$

O *payback time* indica em quanto tempo o capital investido é recuperado, ou seja, quando o VP acumulado se torna um valor positivo (HOJI, 2012).

O LCOE representa o custo por unidade de energia gerada, calculado em termos do custo inicial, dos custos da fonte primária empregada (quando aplicado) e dos custos de operação e manutenção (BORTOLINI; GAMBERI; GRAZIANI, 2014). O método de cálculo do LCOE é representado na Equação (8).

$$LCOE_{FV} = \frac{I + \sum_{j=1}^t \frac{O\&M_t}{(1 + i)^j}}{\sum_{j=1}^t \frac{E_{FV} \cdot (1 - d)^j}{(1 + i)^j}} \quad (8)$$

Onde:

$1 \leq t \leq n$;
 I = Investimento inicial, em R\$;
 i = Taxa anual de juros empregada;
 j = Índice genérico que representa o período $j = 1$ a t ;
 $O\&M_t$ = Custos anuais referentes à operação e manutenção do sistema;
 E_{FV} = Energia fotovoltaica gerada ao longo do período j ;
 d = Degradação anual do sistema FV;
 n = Vida útil do sistema FV;

O LCOE é o indicador econômico para verificar a paridade tarifária. Ou seja, o LCOE pode ser utilizado para comparar usinas com diferentes tipos de insumo para produção de energia, tais como fotovoltaica, eólica, térmica e/ou hidrelétrica, mas que possuem situações regulatórias similares, ou seja, estão sob o mesmo regime regulatório.

Em sistemas de micro e minigeração fotovoltaica (geração distribuída), o LCOE pode ser aplicado para comparar seu valor à tarifa da concessionária local. Quando o LCOE é igual ao valor da tarifa de energia praticada pela concessionária significa que o sistema atingiu a paridade com a rede. Além disso, ainda podem ser feitas análises relacionadas às tecnologias fotovoltaicas disponíveis.

Por último, será utilizado o indicador econômico Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS, da sigla em inglês para *Levelized Cost of Storage*). O LCOS indica qual é o valor tarifário médio em que o BESS deve ser descarregado a fim de, no mínimo, zerar seus custos de implementação e O&M. Com o LCOS é possível saber quando o sistema se tornará viável comparando com uma projeção tarifária ao longo do tempo.

Para tal, o LCOS pode ser calculado utilizando o método indicado por (JÜLCH *et al.*, 2015), apresentado na Equação (9).

$$LCOS = \frac{\sum_{n=1}^T \left[\frac{I_{BESS} + O\&M_n}{(1 + TMA)^n} \right]}{\sum_{n=1}^T \left[\frac{ESS_{C_n}}{(1 + TMA)^n} \right]} \quad (9)$$

Onde:

$LCOS$ = Custo nivelado de armazenamento, expresso em R\$/kWh;

I_{BESS} = Custo inicial do BESS, expresso em R\$;

$O\&M_n$ = Custo de operação e manutenção do BESS por ciclo, expresso em R\$;

ESS_{C_n} = Capacidade de armazenamento do BESS por ciclo, expresso em kWh;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

T = Número de ciclos;

n = Vida útil do sistema FV;

A inflação acumulada de 2021 apresentou o valor de 10,06%, por isso, a taxa mínima de atratividade (TMA) utilizada neste trabalho para as análises de sensibilidade foi entre 0% e 10%, coincidindo com a realidade do ano anterior (IBGE, 2022). Os investimentos iniciais e O&M para os BESSs e os sistemas FV instalados, bem como das tarifas de energia, serão definidos posteriormente de acordo com cada cenário.

O $CO_{FV+BESS}$ representa todos os custos relacionados à produção e ao armazenamento de energia elétrica considerando um sistema formado pela complementariedade FV e BESS. O custo total de operação desse sistema se dá pela Equação (10).

$$CO_{FV+BESS} = LCOE + LCOS \quad (10)$$

Onde:

$CO_{FV+BESS}$ = custo total de operação de um sistema FV e BESS, expresso em R\$;

O custo evitado relacionado ao despacho horário pode ser calculado utilizando as Equações (11), (12) e (13).

$$CE_{FV} = (T_{FP} - LCOE) \quad (11)$$

$$CE_{rede+BESS} = T_P - (T_{FP} + LCOS) \quad (12)$$

$$CE_{FV+BESS} = T_P - (LCOE + LCOS) \quad (13)$$

Onde:

CE_{FV} = custo evitado de energia em um sistema puramente fotovoltaico, expresso em R\$;

T_{FP} = Tarifa Branca do posto tarifário fora de ponta, expresso em R\$;

T_P = Tarifa Branca do posto tarifário de ponta, expresso em R\$;

$CE_{rede+BESS}$ = custo evitado de energia em um BESS, onde o BESS se carrega da rede da concessionária, expresso em R\$;

$CE_{FV+BESS}$ = custo evitado de energia em um sistema FV e BESS, onde o BESS se carrega do sistema FV, expresso em R\$;

Os indicadores econômicos apresentados anteriormente serão aplicados para a Tarifa Convencional e para os postos da Tarifa Branca, de acordo com uma análise previa da UP. A UP está sob concessão da concessionária CELESC-DIS deste modo serão considerados os valores e normativas desta.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo é dedicado a apresentar os resultados e discussões das análises realizadas neste trabalho, com a meta de alcançar o objetivo geral e os objetivos específicos propostos.

5.1 PERFIL DE CONSUMO INICIAL E DESPACHO ESTRATÉGICO DA UNIDADE PROSSUMIDORA

O perfil de consumo inicial da UP foi traçado com o objetivo de determinar o despacho estratégico do BESS. Somente com as informações do consumo da UP é possível tomar decisões quanto à melhor forma de carregar e descarregar o BESS instalado. Na Figura 27 é possível observar a evolução do consumo energético e produção da unidade prossumidora analisada durante os meses de 01/2019 a 12/2020.

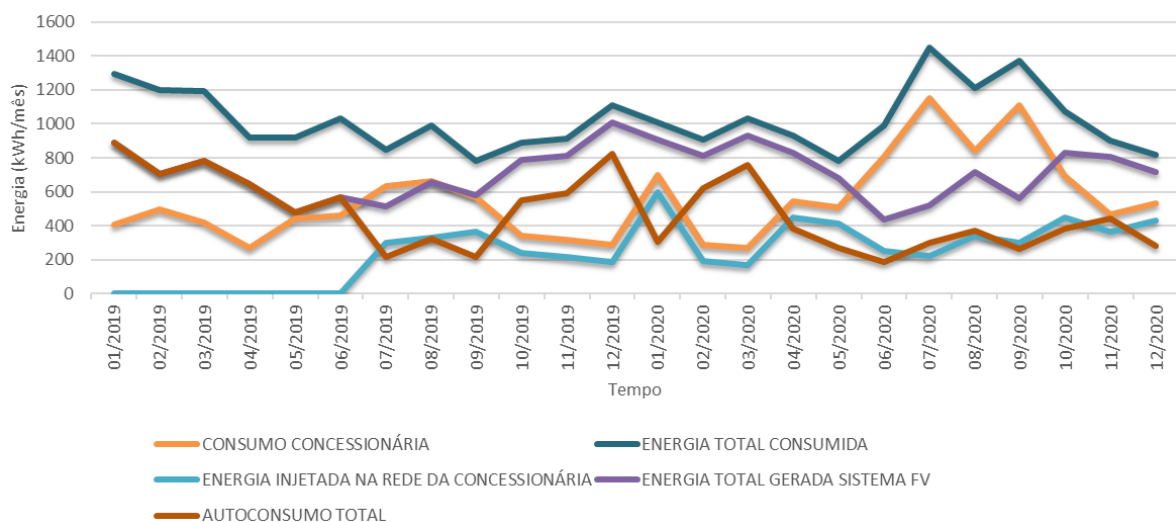


Figura 27 – Evolução do consumo energético e produção FV da unidade prossumidora.

O despacho estratégico da UP foi programado conforme seu autoconsumo. Observa-se um alto percentual de autoconsumo para a UP, pois a energia gerada pelo sistema FV está sendo consumida instantaneamente, não sendo injetada na rede da concessionária. Atenta-se que a energia total consumida pela UP (curva azul-escuro) foi atenuada devido à presença do sistema FV. Toda energia injetada na rede da concessionária (curva azul-claro) poderia ser aproveitada com um BESS, de modo a armazenar esta energia para um consumo eficiente em um momento posterior.

O despacho tarifário é indicado para maximizar o autoconsumo, armazenando energia excedente produzida pelo sistema FV para um consumo posterior, quando a carga exigir, preferencialmente em momentos em que a tarifa é mais cara (posto tarifário de ponta).

A Tabela 15 apresenta os parâmetros analisados para a definição do despacho da UP. O gráfico apresentado foi obtido do portal de parametrização e controle do BESS (Sunny portal).

Tabela 15 – Despacho do BESS da UP

<i>Dado</i>	<i>Valor</i>	<i>Portal Medidor de Energia Sunny Portal</i>
Média % de autoconsumo sobre a energia consumida	46,4%	
Média % de autoconsumo sobre a geração total	65,4%	
Tipo de Consumo	Consumo predominante diurno	
Despacho BESS	Tarifa horária - Forçar carregamento da bateria durante um período do dia	

Os valores percentuais médios de autoconsumo sobre a energia total consumida pela UP e sobre a energia total gerada pelo sistema FV são análises referentes a dois anos. Os valores de 65,4% de autoconsumo mostram que a UP apresenta um grande consumo diurno; sendo assim, o FV já é responsável por alimentar a maioria das cargas. Para atender à demanda noturna, foi escolhida a forma de despacho tarifário; assim, é possível armazenar a energia remanescente do sistema FV para um consumo posterior, de preferência em um período em que a tarifa de energia é mais cara e não existe disponibilidade de recurso solar.

5.2 PERFIL DE CONSUMO COMPLETO DA UNIDADE PROSSUMIDORA

Um resumo contendo as principais informações da fatura, tais como datas de leitura e número de dias faturados, é apresentado no APÊNDICE C. O BESS entrou em operação no mês de maio/2021. A Figura 28 apresenta o número de dias faturados por mês durante todo o período analisado.

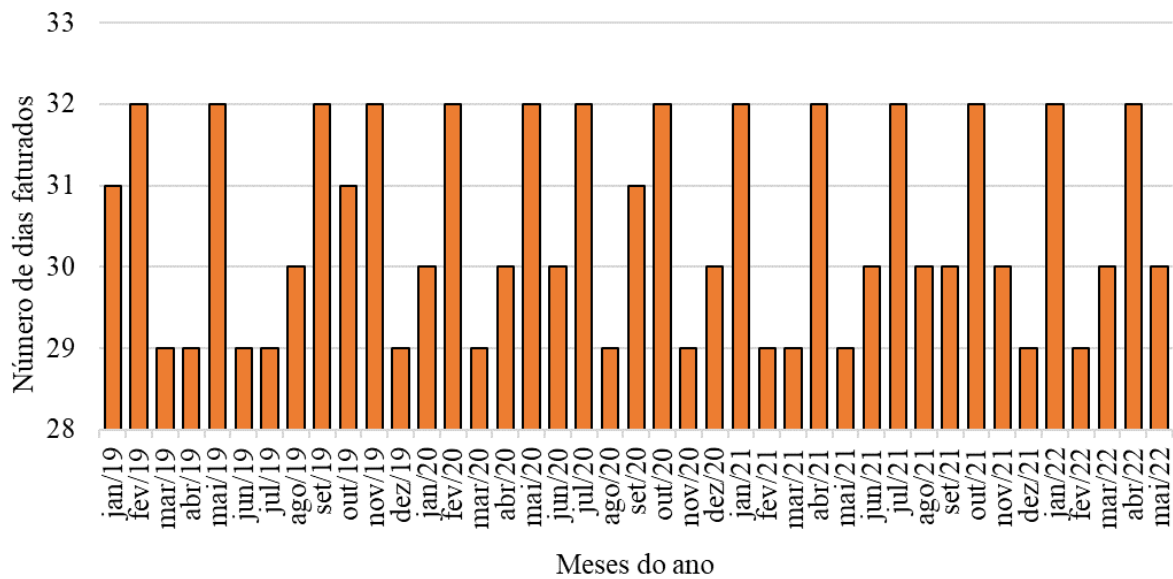


Figura 28 – Número de dias faturados por mês durante do período analisado.

O número de dias faturados tem influência na energia consumida durante o mês analisado e no valor da fatura. Em alguns meses, as faturas podem apresentar valores mais altos devido à quantidade de dias analisados no período e não devido ao aumento de consumo da UP.

A Tabela 16 apresenta os dados expandidos das faturas de energia analisados, considerando o consumo, a energia injetada e as tarifas praticadas pela concessionária local (CELESC-DIS) para os meses analisados. As próximas tabelas apresentarão linhas em itálico e cinza-claro nos meses de maio/2021 a maio/2022. Estas linhas têm o objetivo de destacar visualmente os meses em que o BESS já foi instalado. Os valores das tarifas apresentados são os valores recebidos pela UP e cobrados durante os meses de análise.

Tabela 16 – Faturas analisadas com valores consumo e tarifas.

MÊS REFERÊNCIA	CONSUMO DA CONCESSIONÁRIA [kWh]			TARIFA DO CONSUMO DA CONCESSIONÁRIA		ENERGIA INJETADA NA REDE DA CONCESSIONÁRIA [kWh]			TARIFA DA ENERGIA INJETADA NA REDE DA CONCESSIONÁRIA	
	TOTAL	150	> 150	150	> 150	TOTAL	150	> 150	150	> 150
jan/19	409	150	259	R\$ 0,65	R\$ 0,78	309	309	-	R\$ 0,57	R\$ 0,57
fev/19	495	150	345	R\$ 0,63	R\$ 0,75	395	395	-	R\$ 0,55	R\$ 0,55
mar/19	416	150	266	R\$ 0,60	R\$ 0,71	316	316	-	R\$ 0,53	R\$ 0,53
abr/19	272	150	122	R\$ 0,59	R\$ 0,69	172	172	-	R\$ 0,52	R\$ 0,52
mai/19	442	150	292	R\$ 0,60	R\$ 0,70	342	342	-	R\$ 0,52	R\$ 0,52
jun/19	459	150	309	R\$ 0,62	R\$ 0,74	359	359	-	R\$ 0,55	R\$ 0,55
jul/19	632	150	482	R\$ 0,66	R\$ 0,78	297	297	-	R\$ 0,57	-
ago/19	663	150	513	R\$ 0,66	R\$ 0,79	330	330	-	R\$ 0,57	-
set/19	568	150	418	R\$ 0,58	R\$ 0,69	363	363	-	R\$ 0,51	-
out/19	339	150	189	R\$ 0,55	R\$ 0,65	239	150	89	R\$ 0,49	R\$ 0,49
nov/19	319	150	169	R\$ 0,54	R\$ 0,63	219	150	69	R\$ 0,47	R\$ 0,47
dez/19	285	150	135	R\$ 0,54	R\$ 0,64	185	150	35	R\$ 0,48	R\$ 0,48
jan/20	699	150	549	R\$ 0,56	R\$ 0,66	599	150	449	R\$ 0,49	R\$ 0,49
fev/20	290	150	140	R\$ 0,58	R\$ 0,69	190	150	40	R\$ 0,50	R\$ 0,50
mar/20	269	150	119	R\$ 0,58	R\$ 0,70	169	150	19	R\$ 0,51	R\$ 0,51
abr/20	546	150	396	R\$ 0,57	R\$ 0,68	446	150	296	R\$ 0,50	R\$ 0,50
mai/20	510	150	360	R\$ 0,55	R\$ 0,65	410	150	260	R\$ 0,48	R\$ 0,48
jun/20	807	150	657	R\$ 0,54	R\$ 0,64	250	250	-	R\$ 0,48	-
jul/20	1152	150	1002	R\$ 0,55	R\$ 0,65	224	224	-	R\$ 0,48	-
ago/20	842	150	692	R\$ 0,57	R\$ 0,67	344	344	-	R\$ 0,49	-
set/20	1110	150	960	R\$ 0,58	R\$ 0,69	299	299	-	R\$ 0,51	-
out/20	691	150	541	R\$ 0,58	R\$ 0,69	446	150	296	R\$ 0,51	R\$ 0,51
nov/20	464	150	314	R\$ 0,61	R\$ 0,73	364	150	214	R\$ 0,54	R\$ 0,54
dez/20	533	150	383	R\$ 0,59	R\$ 0,69	433	150	283	R\$ 0,51	R\$ 0,51
jan/21	1345	150	1195	R\$ 0,59	R\$ 0,70	258	43	215	R\$ 0,52	R\$ 0,52
fev/21	772	150	622	R\$ 0,61	R\$ 0,72	326	150	176	R\$ 0,53	R\$ 0,53
mar/21	824	150	674	R\$ 0,62	R\$ 0,74	289	150	139	R\$ 0,54	R\$ 0,54
abr/21	769	150	619	R\$ 0,63	R\$ 0,74	218	150	68	R\$ 0,54	R\$ 0,54
mai/21	683	150	533	R\$ 0,62	R\$ 0,74	223	150	73	R\$ 0,54	R\$ 0,54
jun/21	1037	150	887	R\$ 0,60	R\$ 0,71	157	150	7	R\$ 0,52	R\$ 0,52
jul/21	1220	150	1070	R\$ 0,58	R\$ 0,68	81	81	-	R\$ 0,51	-
ago/21	1127	150	977	R\$ 0,58	R\$ 0,68	97	97	-	R\$ 0,51	-
set/21	521	150	371	R\$ 0,62	R\$ 0,73	194	150	44	R\$ 0,54	R\$ 0,54
out/21	638	150	488	R\$ 0,63	R\$ 0,74	185	150	35	R\$ 0,55	R\$ 0,55
nov/21	546	150	396	R\$ 0,63	R\$ 0,74	308	150	158	R\$ 0,55	R\$ 0,55
dez/21	395	150	245	R\$ 0,63	R\$ 0,74	295	150	145	R\$ 0,55	R\$ 0,55
jan/22	1022	150	872	R\$ 0,63	R\$ 0,74	384	50	334	R\$ 0,56	R\$ 0,56
fev/22	856	150	706	R\$ 0,62	R\$ 0,73	401	150	251	R\$ 0,55	R\$ 0,55
mar/22	816	150	666	R\$ 0,63	R\$ 0,73	263	150	113	R\$ 0,55	R\$ 0,55
abr/22	573	150	423	R\$ 0,62	R\$ 0,73	212	150	62	R\$ 0,54	R\$ 0,54
mai/22	437	150	287	R\$ 0,62	R\$ 0,73	56	56	-	R\$ 0,55	-

Nota-se um aumento do “consumo da concessionária” ao longo dos meses. Este aumento se dá devido à presença de mais moradores na UP durante os anos de COVID-19 e ao uso de equipamentos específicos. Os valores de “energia injetada na rede da concessionária” estão em queda ao longo dos meses; porém, devido à capacidade energética do BESS a produção FV ainda é maior que o consumo e carga em alguns momentos ao longo do mês. Observa-se um acréscimo na “tarifa do consumo da concessionária”, valor referente ao preço cobrado pelo consumo da UP. Apesar disso, a “tarifa da energia injetada na rede da concessionária” permaneceu similar ao longo dos meses analisados.

A Figura 29 apresenta o perfil de consumo da UP considerando o período de maio/2021 a maio/2022, com sistema FV e BESS. Os dados analisados são provenientes do medidor de energia Schneider integrados de 5 em 5 minutos.

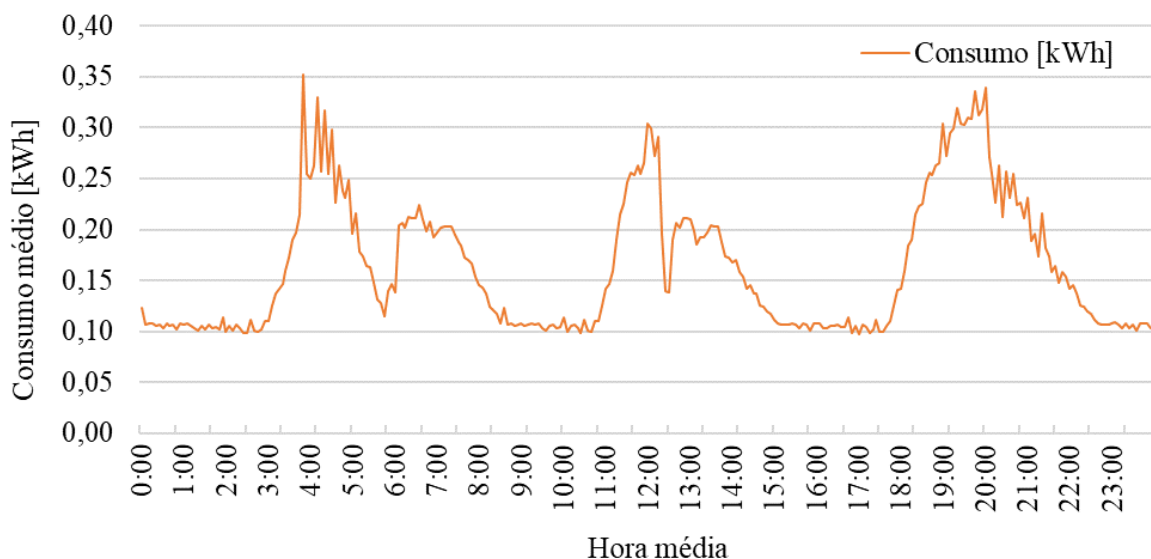


Figura 29 – Perfil de consumo da unidade prosumidora considerando o impacto da pandemia COVID-19.

Após a pandemia, o perfil de consumo médio da UP permaneceu diurno, como avaliado no item anterior. Considerando um ano inteiro de análise, os pontos de consumo levado durante a noite e madrugada, são ocasionados principalmente pelo uso de aparelhos de ar-condicionado (no verão e inverno) e piso aquecido (no inverno). Este tipo de comportamento impacta o desempenho do BESS.

Para ilustrar a utilização da UP, a Figura 30 apresenta o perfil de consumo de um dia típico considerando o sistema FV existente. O dia utilizado foi o dia 31/10/2021. Este dia foi

escolhido devido à qualidade dos dados, preenchimento de espaços de dados faltantes devido aos filtros e/ou falhas de coleta, além de uma boa representatividade do perfil de consumo da UP.

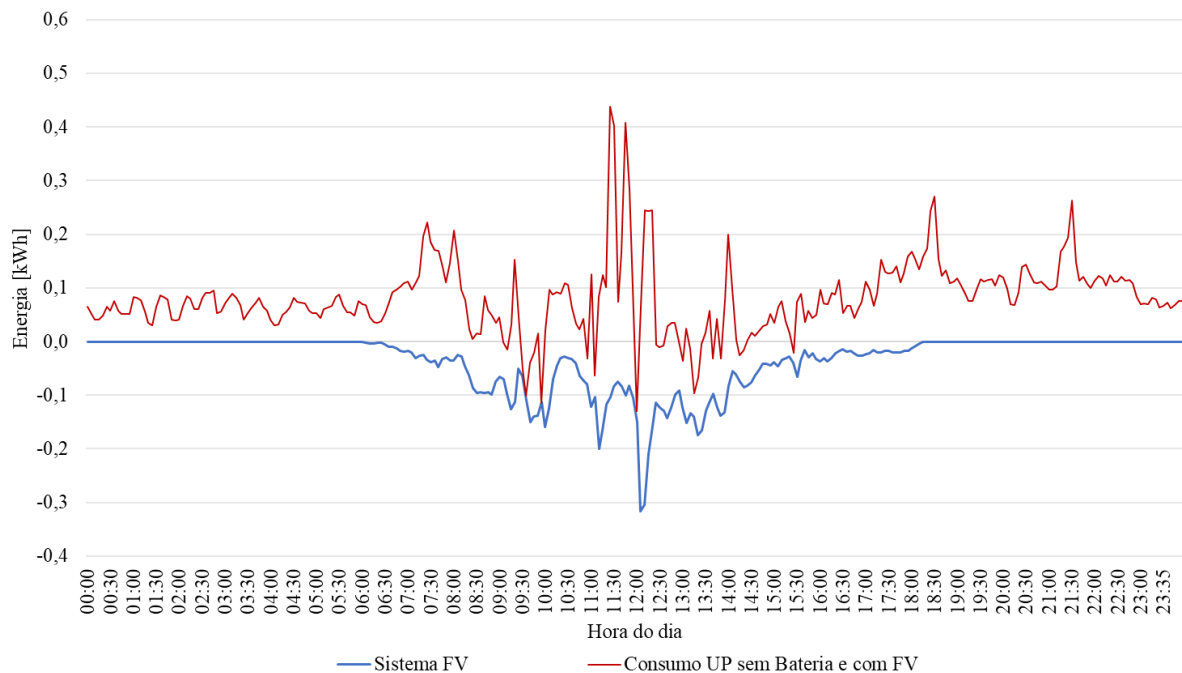


Figura 30 – Perfil de consumo e geração do sistema fotovoltaico em um cenário sem bateria no dia 31/10/2021.

A curva vermelha mostra o consumo da UP com FV e sem a inserção do BESS. A curva azul mostra a produção FV do sistema. Os valores positivos indicam consumo e os valores negativos indicam injeção na rede da concessionária. Já a curva azul indica a produção FV do dia analisado. Os valores de produção de energia são apresentados com valores negativos, considerando o fluxo de energia no ponto analisado. Observa-se que o sistema FV colabora com a redução do consumo durante o dia, principalmente do pico de consumo, no período do meio-dia, horário de maior produção FV e horário de maior consumo de aparelhos de ar-condicionado.

O consumo baixo e estável durante a madrugada apresenta cargas (equipamentos) ligados a eletricidade potencialmente em modo de espera, o que também impacta no consumo energético da UP. Aparelhos como TVs, micro-ondas, computadores e geladeiras consomem energia mesmo em suas funções mais em espera (*stand-by*).

A Figura 31 apresenta o perfil de consumo da UP considerando a inserção do BESS e sistema FV. Com esta análise é possível observar a influência do BESS.

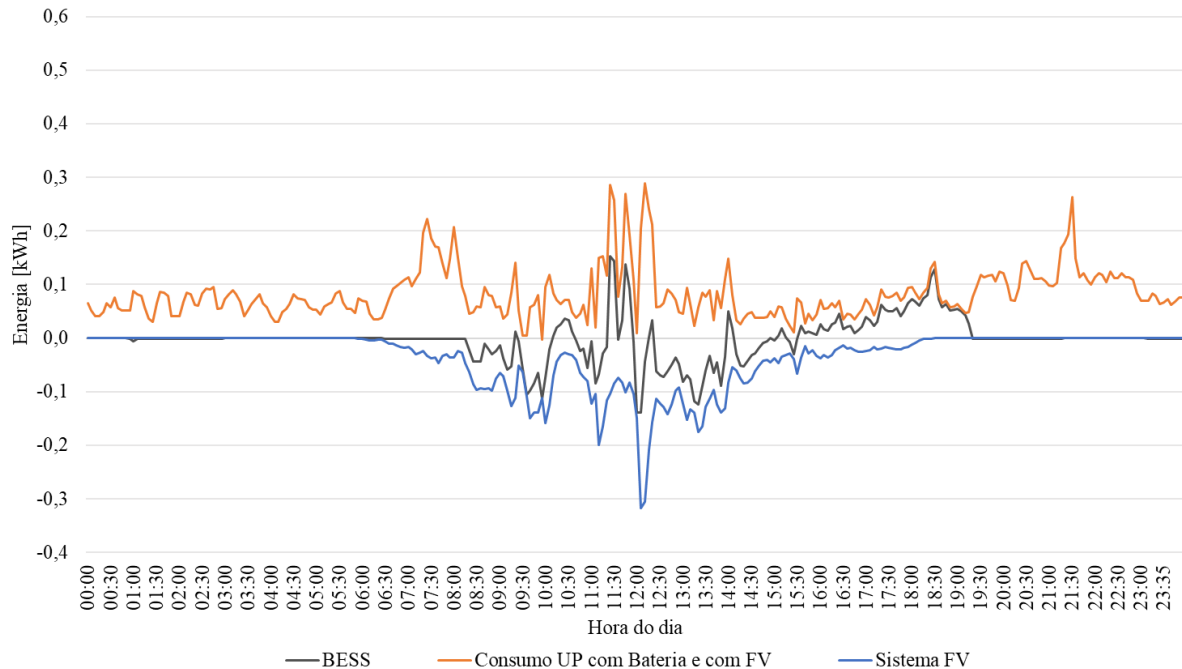


Figura 31 – Perfil energético típico para o BESS, FV e consumo com BESS e com FV do dia 31/10/2021.

Assim como na Figura 30 os valores para o sistema FV (curva azul) e para o consumo da UP (curva alaranjada) permanecem com os mesmos parâmetros, ou seja, consumo é indicado como positivo, injeção como negativo e produção FV como negativo. Já o BESS (representado pela linha cinza) apresenta valores de carga como negativos e descarga como positivos.

O gráfico mostra que a adição do BESS reduz a injeção de energia gerada pelo sistema FV na rede da concessionária durante o dia, fazendo com que o percentual de autoconsumo e autossuficiência do sistema seja mais elevado. Uma fração da energia FV gerada é utilizada para carregar o BESS e outra para alimentar as cargas ligadas, indicando que neste dia, não houve injeção de energia na rede da concessionária. O BESS também colabora na redução de consumo de energia da concessionária durante o período vespertino e início da noite, no posto tarifário de ponta conforme indicado pela Tarifa Branca.

A Figura 32 apresenta os diferentes consumos possíveis para a residência, considerando a adição ou não de sistema FV e BESS.

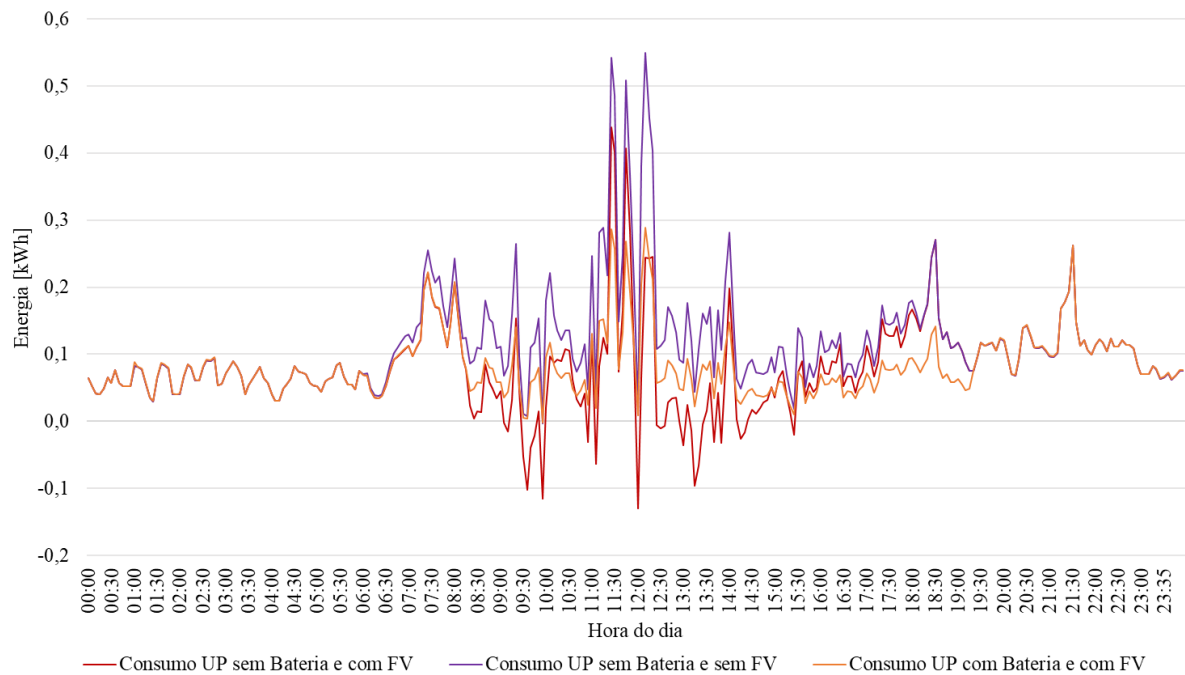


Figura 32 – Perfil energético típico da unidade prosumidora para os diferentes consumos do dia 31/10/2021.

A curva vermelha mostra o consumo da UP com FV e sem a inserção do BESS. A curva roxa apresenta o consumo total da UP sem influência do sistema FV e do BESS para o dia analisado, isto é, uma carga pura sem influência de geração ou injeção de energia de outra fonte. Por sua vez, a curva alaranjada apresenta a inserção do sistema FV e BESS.

O perfil de consumo da UP sofreu grande influência após a instalação do BESS, pois para este dia, o consumo da concessionária alcançou uma redução de 28% (contrapondo as curvas roxa e alaranjada). Dessa forma, a energia consumida pelas cargas passou a ser fornecida pela complementariedade entre sistema FV e BESS.

O estado de carga do BESS durante as estações do ano pode ser visualizado nas Figura 33, Figura 34, Figura 35 e Figura 36.

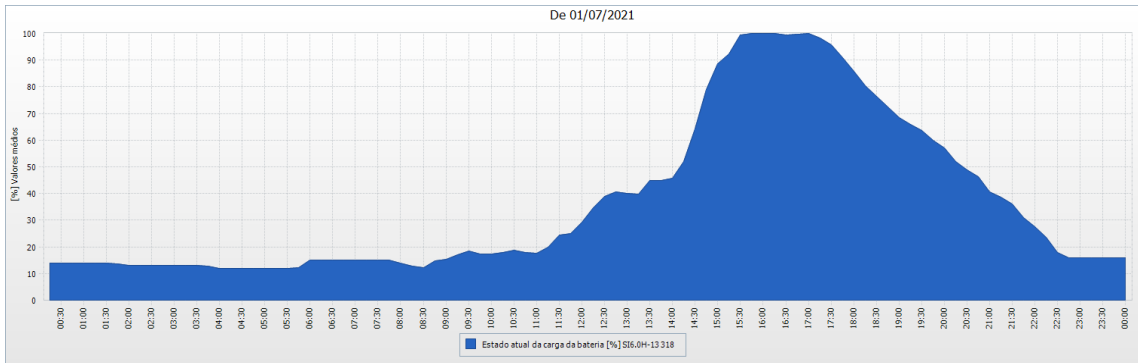


Figura 33 – Estado de carga do BESS para um dia típico de inverno (01/07/2021).

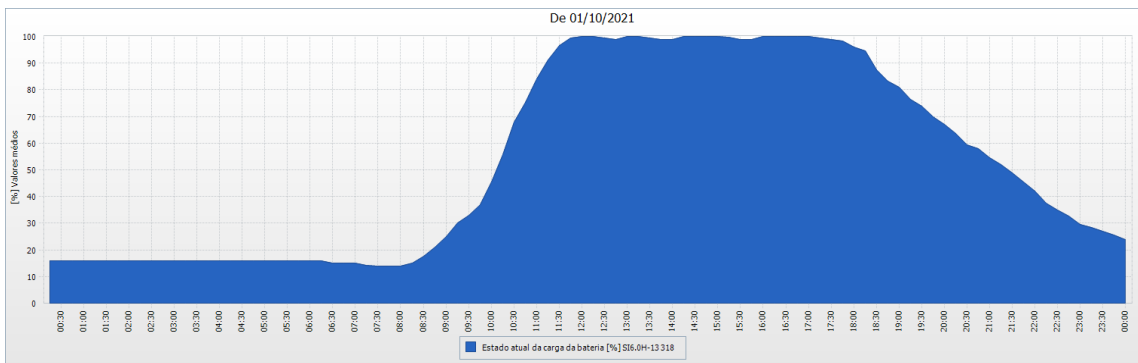


Figura 34 – Estado de carga do BESS para um dia típico de primavera (01/10/2021).

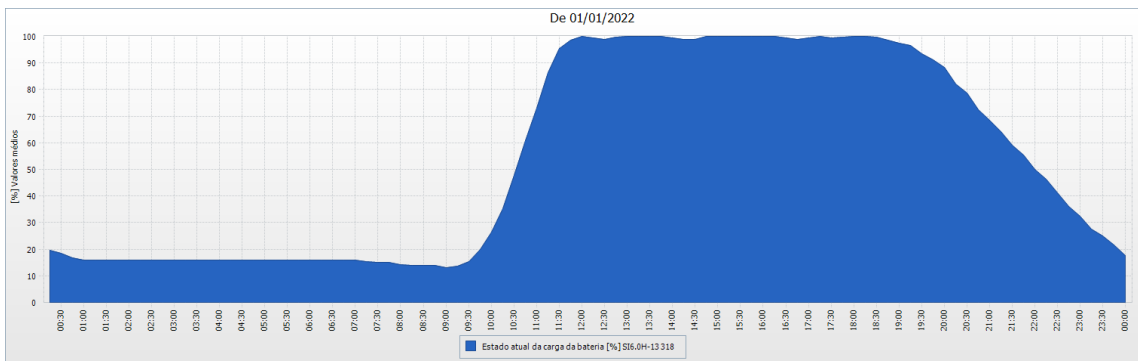


Figura 35 – Estado de carga do BESS para um dia típico de verão (01/01/2022).

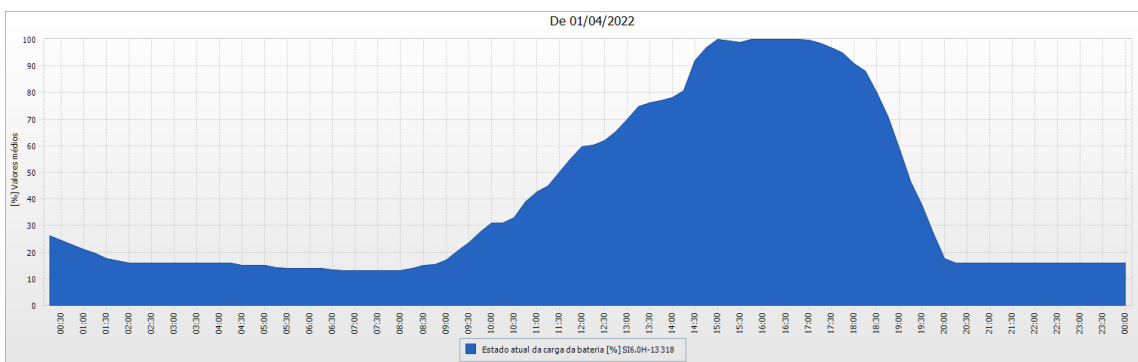


Figura 36 – Estado de carga do BESS para um dia típico de outono (01/04/2022).

Os SOC's do BESS variam sua rampa de carregamento conforme o recurso solar disponível e quanto à parametrização do despacho do sistema. É possível notar que no outono e inverno o consumo da energia armazenada no BESS tem um caimento acentuado, enquanto no verão e primavera a produção FV alimenta as cargas por mais tempo ao longo do dia.

A Figura 37 apresenta os valores de energia gerada pelo sistema FV, autoconsumo (consumo sobre a geração FV) e energia total consumida.

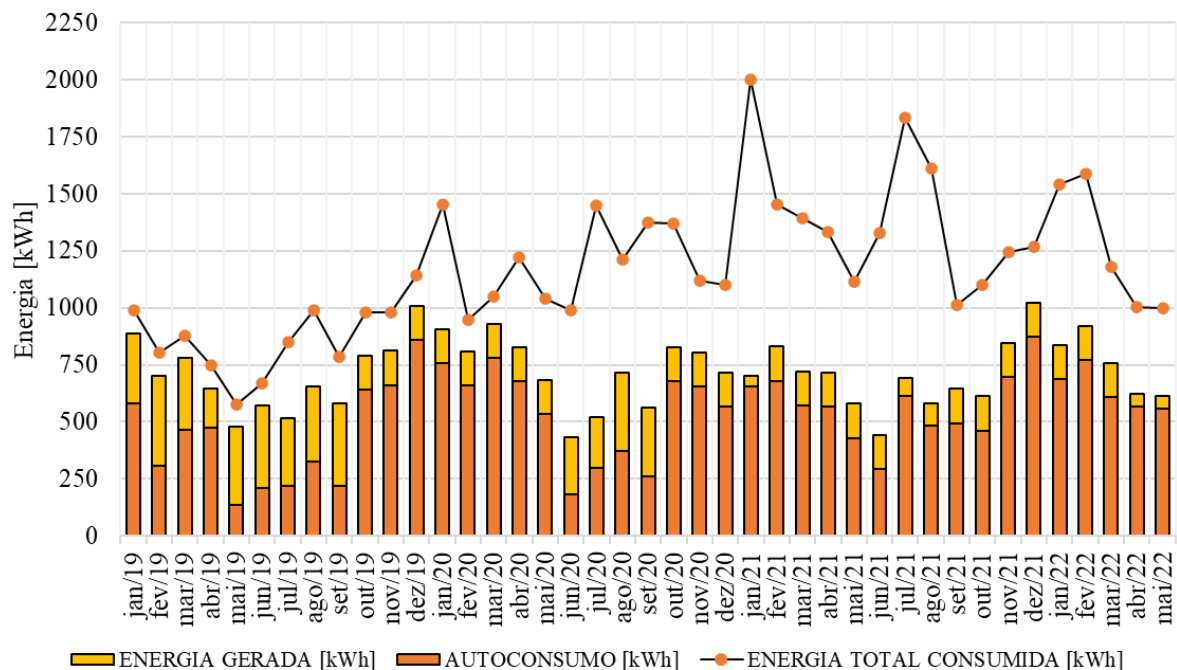


Figura 37 – Energia total consumida, energia gerada e autoconsumo da unidade prossumidora.

Nota-se que o autoconsumo da UP é alto, como calculado na análise inicial do perfil de consumo. Apesar disso, os valores de consumo total da UP ultrapassam a média de 1.000 kWh/mês o que é considerado alto para uma residência unifamiliar. Atualmente, o sistema FV e BESS instalados estão subdimensionados para o consumo, considerando os valores apresentados na Figura 37. Os percentuais de autoconsumo são mais elevados no verão quando comparados com o inverno.

A Figura 38 apresenta dos valores percentuais de autoconsumo e autossuficiência para os meses entre janeiro/2019 e maio/2022.

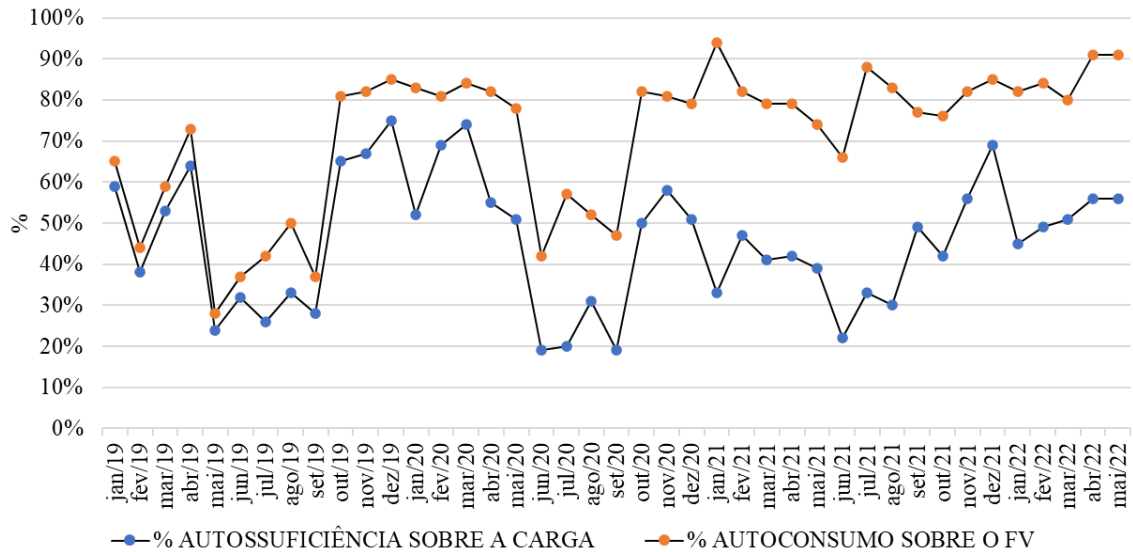


Figura 38 – Evolução dos percentuais de autossuficiência e autoconsumo da unidade prosumidora.

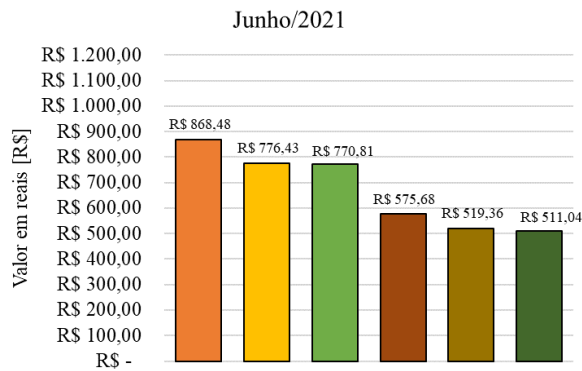
É possível observar que os valores de autoconsumo e autossuficiência reforçam um grande consumo de cargas diurnas. No mês de junho/2021, por exemplo, os valores de autossuficiência foram pequenos, por volta de 21%. Devido ao perfil de consumo e das principais cargas da UP é possível considerar que o alto consumo deste mês foi decorrente do uso do piso aquecido e/ou de aparelhos de ar-condicionado à noite, visando esquentar o ambiente, trazendo mais conforto térmico. O uso de equipamentos em um período em que ocorre o posto tarifário de ponta não é interessante, visto que objetivo é mover o consumo para um período em que é exercido o posto tarifário fora de ponta.

Para o período analisado o autoconsumo da UP aumentou em 15%, passando de 67% para 82%, após a inserção do BESS. Já a autossuficiência teve um acréscimo de somente 2%, passando de 45% (período antes do BESS) para 47% (período após o BESS).

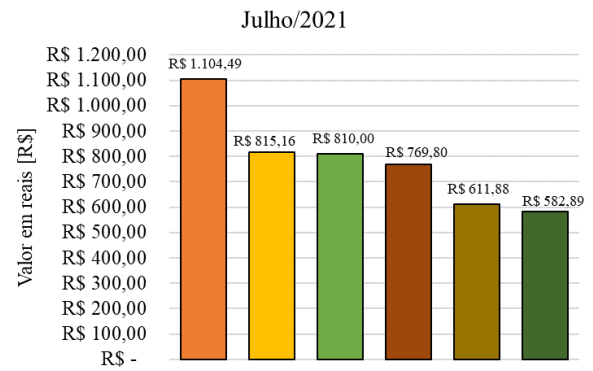
5.3 ANÁLISE TARIFÁRIA DA UNIDADE PROSUMIDORA

Um modo de avaliar o impacto e confrontar os diferentes perfis de consumo é realizar uma análise contrapondo os diferentes tipos de faturamento. Assim sendo, a Figura 39 apresenta o valor final das faturas de energia calculadas considerando os seguintes cenários: Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS, Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS, Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BES, Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS, Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS e Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS.

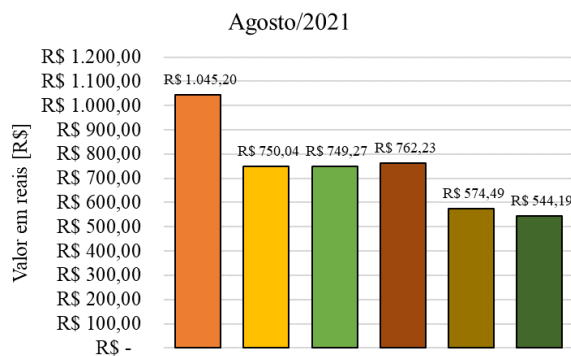
- Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS
 ■ Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS
■ Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS
 ■ Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS
■ Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS
 ■ Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS



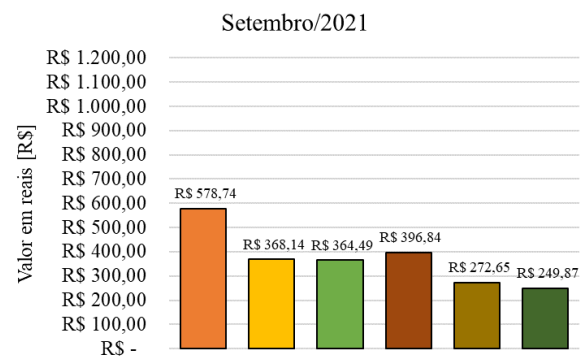
a) Tipo de faturamento para Junho/2021



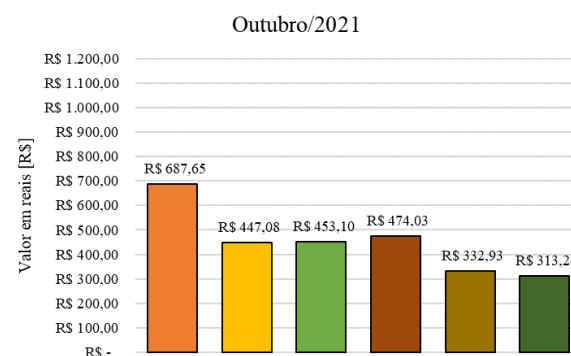
b) Tipo de faturamento para Julho/2021



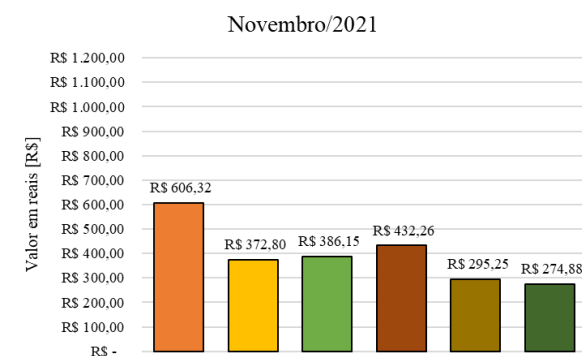
c) Tipo de faturamento para Agosto/2021



d) Tipo de faturamento para Setembro/2021

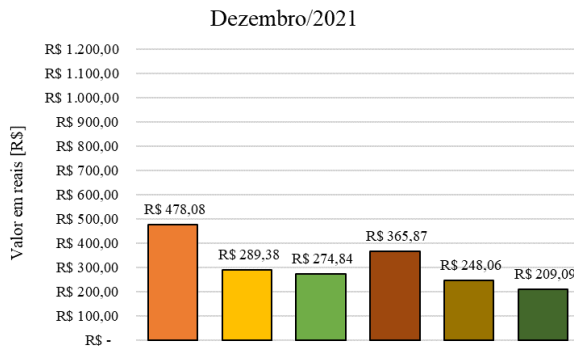


e) Tipo de faturamento para Outubro/2021

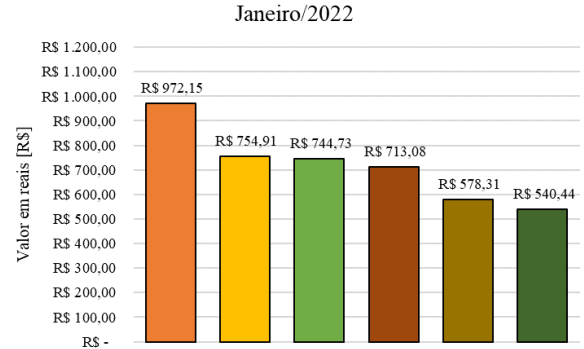


f) Tipo de faturamento para Novembro/2021

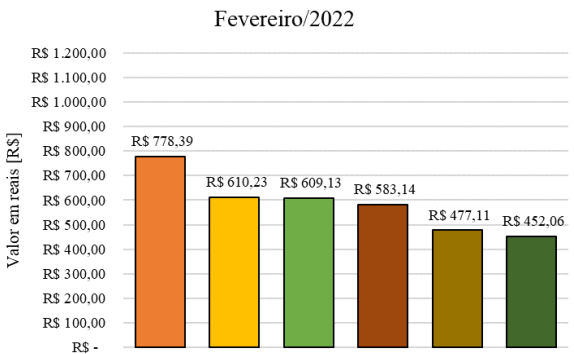
- Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS
- Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS
- Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS



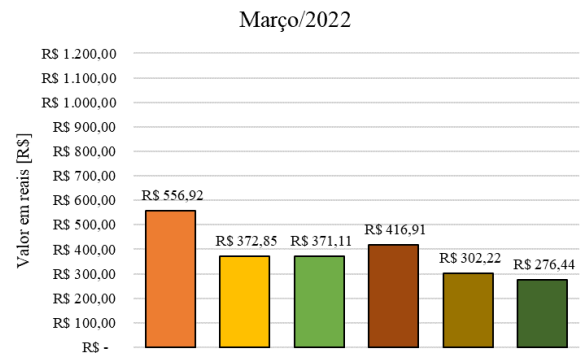
g) Tipo de faturamento para Dezembro/2021



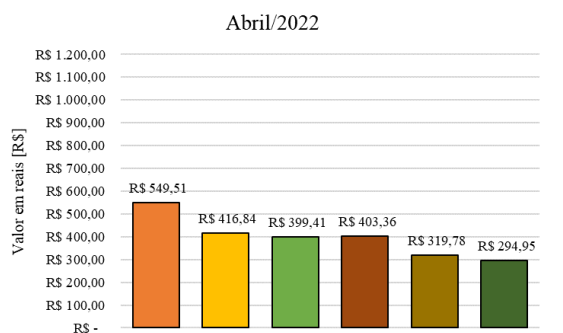
h) Tipo de faturamento para Janeiro/2022



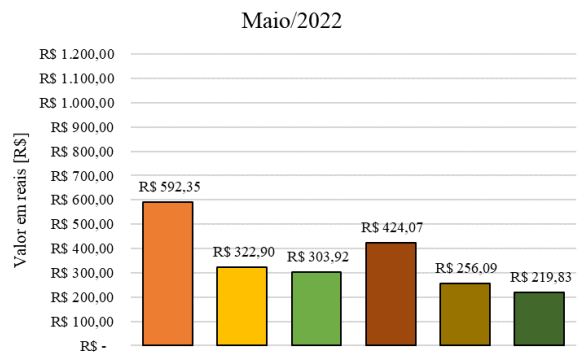
i) Tipo de faturamento para Fevereiro/2022



j) Tipo de faturamento para Março/2022



k) Tipo de faturamento para Abril/2022



l) Tipo de faturamento para Maio/2022

Figura 39 – Faturamento considerando diferentes cenários tarifários para a unidade prosumidora.

As análises não consideram as bandeiras ou outros encargos que podem acontecer na fatura de energia elétrica, como COSIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública).

Os maiores valores observados nos gráficos anteriores estão no tipo de faturamento “Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS”. O consumo da UP sem o auxílio de nenhuma fonte distribuída ou de armazenamento de energia é o que representa grande parte dos consumidores do país.

Os valores mais atraentes são mostrados no tipo de faturamento “Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS”. Essas diferenças de valores mostram as diferentes perspectivas e escolhas entre ter sistema FV, BESS, Tarifa Convencional e Tarifa Branca.

A Figura 40 apresenta o faturamento médio da UP utilizando os diferentes cenários de faturamento.

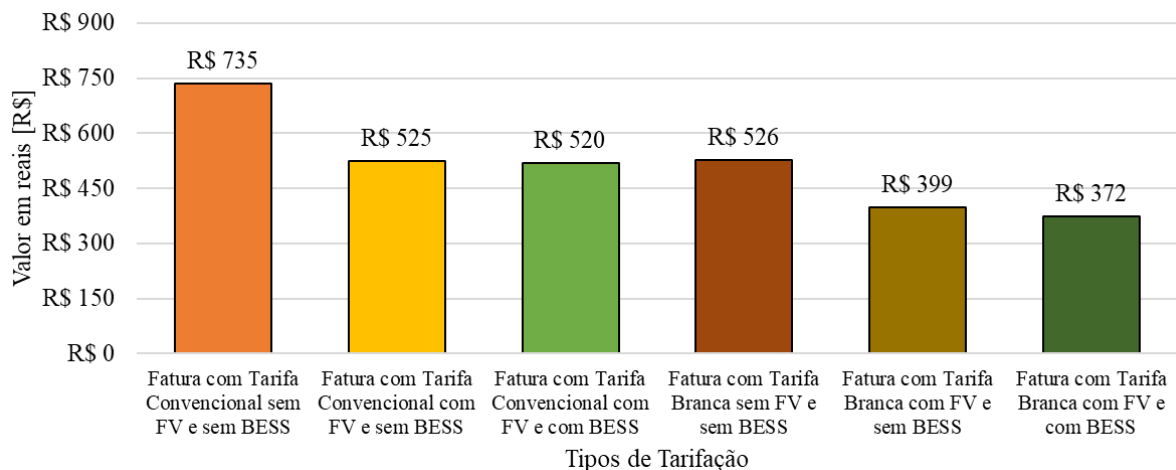


Figura 40 – Faturamento médio anual considerando diferentes cenários tarifários para a unidade prosumidora.

A inserção do sistema FV e BESS na UP considerando a Tarifa Convencional (“fatura convencional com FV e com BESS”) trouxe uma redução média de 29% com despesas com energia elétrica se comparado o cenário “Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS”. Observa-se que com a instalação do sistema FV e do BESS, e com a mudança de modalidade tarifária (da Tarifa Convencional para a Tarifa Branca), a UP obtém uma redução de 49% com suas despesas com energia elétrica (“Tarifa Convencional sem BESS e sem FV” e “Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS”).

Ao adicionar o BESS na UP na modalidade Tarifária Branca, é possível atingir uma redução de 7% em suas despesas mensais (“Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS” e “Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS”). Ou seja, para uma UP onde o consumo já é predominantemente diurno e possui sistema FV, a adição do BESS tem um impacto reduzido, visto que seu maior benefício está associado à redução de demanda nos períodos de elevado consumo.

5.4 ANÁLISE ECONÔMICA PARA A UNIDADE PROSSUMIDORA

A Tabela 17 e a Tabela 18 mostram os valores, comentários e fonte dos dados utilizados para a análise econômica da UP analisada.

Tabela 17 – Premissas econômicas adotadas nas análises econômicas.

Premissas econômicas	Valor (R\$)	Tipo de valor	Comentários e fonte
Custo unitário FV [R\$/kWh]	4.910,00	Fixo	(GREENER, 2019, 2021a)
Custo total FV [R\$]	33.682,60	Fixo	(GREENER, 2019, 2021a)
Custo Troca inversores FV (10 anos) [R\$]	15.000,00	Fixo	(GREENER, 2019, 2021a)
O&M FV [%]	1	Fixo	Calculado sobre o custo total
Custo BESS [R\$/kWh]	0-10.000,00	Variável	Valor variável utilizado para análise de sensibilidade
Custo Bateria [R\$]	0-51.200,00	Variável	Calculado a partir do custo BESS
Custo Troca inversores Bateria (10 anos)	15.000,00	Variável	Calculado a partir do custo BESS (GREENER, 2021b)
O&M BESS [%]	1	Variável	Calculado a partir do custo BESS
Tarifa Convencional [R\$/kWh]		Fixo	(CELESC, 2022)
Tarifa do posto tarifário de ponta [R\$/kWh]	0,912	Variável	Valor variável utilizado para análise de sensibilidade (CELESC, 2022)
Tarifa do posto tarifário intermediário [R\$/kWh]	0,593	Variável	Valor variável utilizado para análise de sensibilidade (CELESC, 2022)
Tarifa do posto tarifário fora de ponta [R\$/kWh]	0,447	Variável	Valor variável utilizado para análise de sensibilidade (CELESC, 2022)
TMA [%]	0-10	Variável	Valor variável utilizado para análise de sensibilidade (IBGE, 2022)
Vida útil [anos]	25	Fixo	

Tabela 18 – Premissas técnicas adotadas nas análises econômicas.

Premissas Técnicas	Valor	Tipo de valor	Comentários e fonte
Potência instalada FV [kW]	6,86	Fixo	Dados do projeto da UP
Energia Gerada FV [kWh]	7806,19	Fixo	Coleta de Portal do inversor FV
Degradação do módulo FV (a.a.) [%]	0,5	Fixo	(JORDAN; KURTZ, 2013)
Potência BESS [kW]	5,12	Fixo	Dados do projeto da UP
Energia armazenada BESS [kWh]	1664	Fixo	Datalogger
Degradação do banco de baterias [%]	0,5	Fixo	(GREENER; NEWCHARGE, 2021)
Energia do posto tarifário de ponta [kWh]	576,27	Fixo	Datalogger
Energia do posto tarifário de intermediário [kWh]	220,86	Fixo	Datalogger
Energia do posto tarifário fora de ponta [kWh]	6582,71	Fixo	Datalogger

A Figura 41 apresenta o LCOE do sistema FV da UP calculado conforme apresentado na Equação (4). A TMA foi variada de 0% a 10% conforme as premissas apresentadas e seguindo os valores apresentados pelo mercado brasileiro.

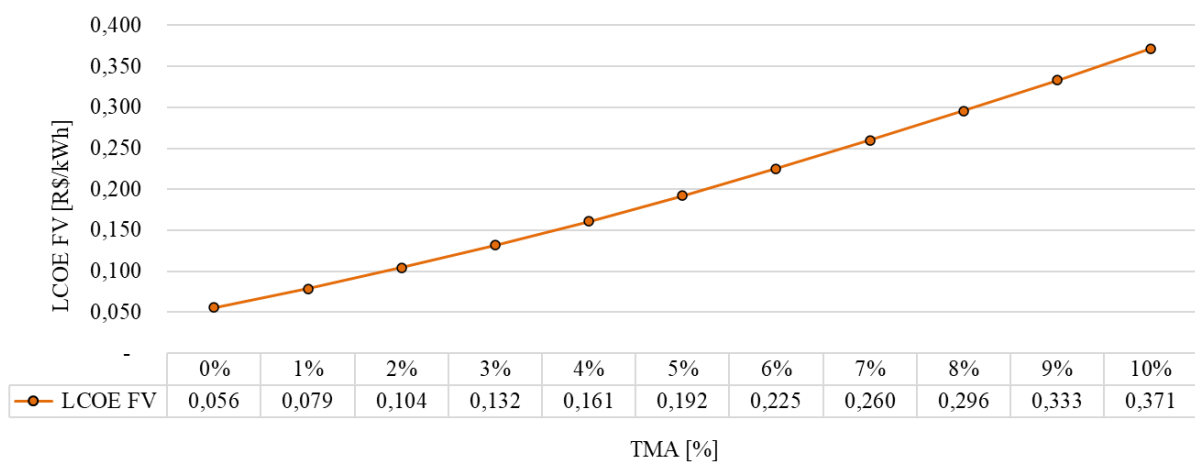


Figura 41 – LCOE do sistema FV da unidade prossumidora.

Observa-se que os valores de LCOE do sistema FV são mais baixos que o posto tarifário FP para a CELESC indicando ser mais vantajoso produzir energia FV e alimentar as cargas da UP quando comparado a consumir energia da concessionária para a mesma finalidade.

A Tabela 19 traz os valores de LCOS encontrados para os custos de BESS variando entre 1000,00 R\$/kWh e 10.000,00 R\$/kWh, considerando TMAs entre 0% e 10%.

Tabela 19 – LCOS para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes TMAs.

	TMA	LCOS										
		0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
CUSTO BESS	1.000 R\$/kWh	0,078	0,095	0,114	0,134	0,154	0,177	0,200	0,224	0,249	0,275	0,301
	2.000 R\$/kWh	0,157	0,191	0,228	0,267	0,309	0,353	0,399	0,448	0,498	0,549	0,603
	3.000 R\$/kWh	0,235	0,286	0,342	0,401	0,463	0,530	0,599	0,671	0,747	0,824	0,904
	4.000 R\$/kWh	0,313	0,382	0,455	0,534	0,618	0,706	0,799	0,895	0,995	1,099	1,205
	5.000 R\$/kWh	0,392	0,477	0,569	0,668	0,772	0,883	0,998	1,119	1,244	1,374	1,506
	6.000 R\$/kWh	0,470	0,573	0,683	0,801	0,927	1,059	1,198	1,343	1,493	1,648	1,808
	7.000 R\$/kWh	0,549	0,668	0,797	0,935	1,081	1,236	1,398	1,567	1,742	1,923	2,109
	8.000 R\$/kWh	0,627	0,764	0,911	1,068	1,236	1,412	1,597	1,790	1,991	2,198	2,410
	9.000 R\$/kWh	0,705	0,859	1,025	1,202	1,390	1,589	1,797	2,014	2,240	2,472	2,712
	10.000 R\$/kWh	0,784	0,954	1,138	1,335	1,545	1,765	1,997	2,238	2,489	2,747	3,013

Nota-se que os valores de LCOS interessantes se mostram enquanto ele é menor que o posto tarifário de ponta (0,91 R\$/kWh). Para tal, o ponto de valores atrativos entre o custo do BESS e a TMA é até 5.000,00 R\$/kWh e até 5%, respectivamente. Os valores da cor verde representam valores interessantes para LCOS, já os amarelos são intermediários e os vermelhos indicam preços acima do posto tarifário de ponta.

Quanto maior o delta tarifário entre o posto tarifário fora de ponta e o posto tarifário de ponta, mais atrativo se torna obter uma complementariedade FV e BESS atrás do medidor da concessionária. Admitindo que o LCOE para o FV pode ser menor que a posto tarifário fora de ponta e o LCOS do BESS menor que a posto tarifário de ponta.

Para as próximas análises foi considerado uma curva de “Custo BESS 000 R\$/kWh”. Este custo é utilizado somente como referência para os demais valores e como método comparativo relativo a um BESS que foi doado ou adquirido por terceiros, onde o custo não foi investido diretamente pelo proprietário do sistema, como é caso de projetos de P&D.

A Figura 42 apresenta os valores de VPL para o custo do BESS variando entre R\$ 0,00/kWh e R\$ 10.000,00/kWh e TMAs entre 0% e 10%.

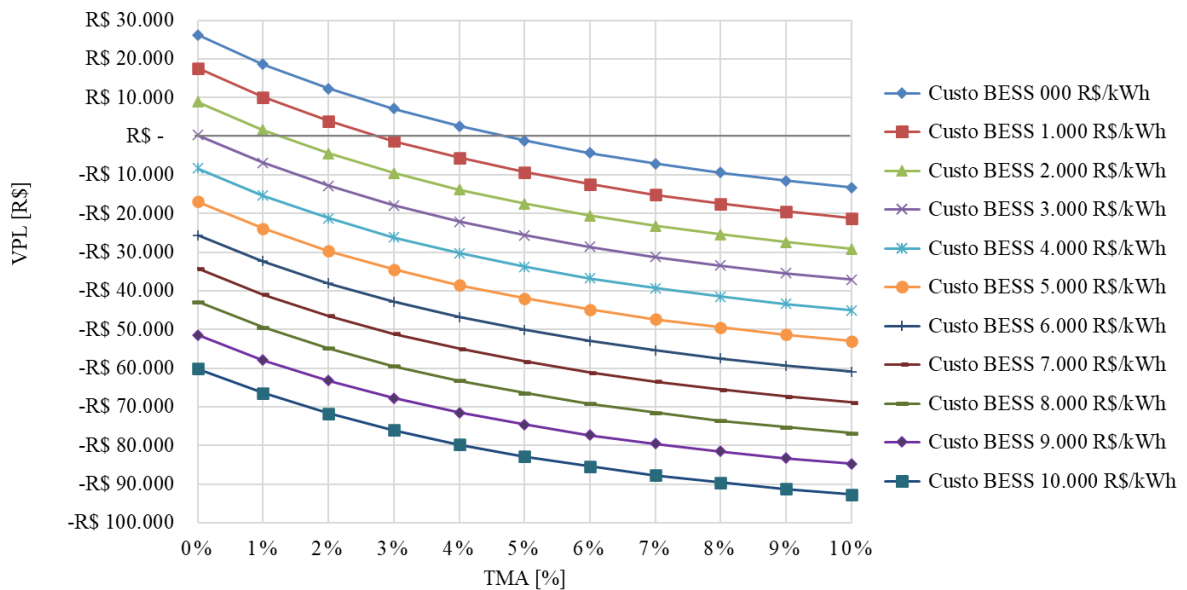


Figura 42 – Análise do VPL para diferentes TMAs e custos do BESS para a unidade prosumidora.

Os valores de VPL se mostram atraentes quando os valores estão acima de zero (-R\$/kWh – demarcado no gráfico com uma linha cinza mais grossa). Nestes pontos, a TIR do sistema FV e BESS se torna positiva fazendo com que o sistema apresente lucro. As tarifas utilizadas para esta análise foram as tarifas apresentadas anteriormente para a distribuidora CELESC-DIS. Observa-se que somente as curvas de “Custo BESS 000,00 R\$/kWh” (azul com marcadores em formato de losango), “Custo BESS 1.000 R\$/kWh” (vermelha com marcadores quadrados) e “Custo BESS 2.000 R\$/kWh” (verde com marcadores triangulares) ultrapassam o eixo $y = 0$. Porém, os valores só são atrativos para TMAs pequenas, menores do que 2%. Os demais valores não são atrativos pois seus investimentos (custos BESS) e taxa de juros são relativamente altos para o VPL encontrado.

Para analisar o impacto do valor do posto tarifário de ponta no VPL do sistema FV e BESS instalado foram calculados diferentes cenários para os diferentes custos de BESS e posto tarifário de ponta. Para essa sensibilidade foram utilizados os custos do BESS padrão para as análises variando entre 000,00 R\$/kWh e 10.000,00/kWh e posto tarifário de ponta de: 0,91 R\$/kWh (valor atual para a CELESC-DIS), 1,00 R\$/kWh, 1,50 R\$/kWh, 2,00 R\$/kWh, 2,50 R\$/kWh, 3,00 R\$/kWh, 3,50 R\$/kWh e 4,00 R\$/kWh. Foram elaborados três diferentes cenários para esta análise utilizando uma TMA de 0%, 5% e 10%.

A Figura 43 apresenta os valores de VPL para uma TMA fixa de 0% e a variação mencionada para o posto tarifário de ponta.

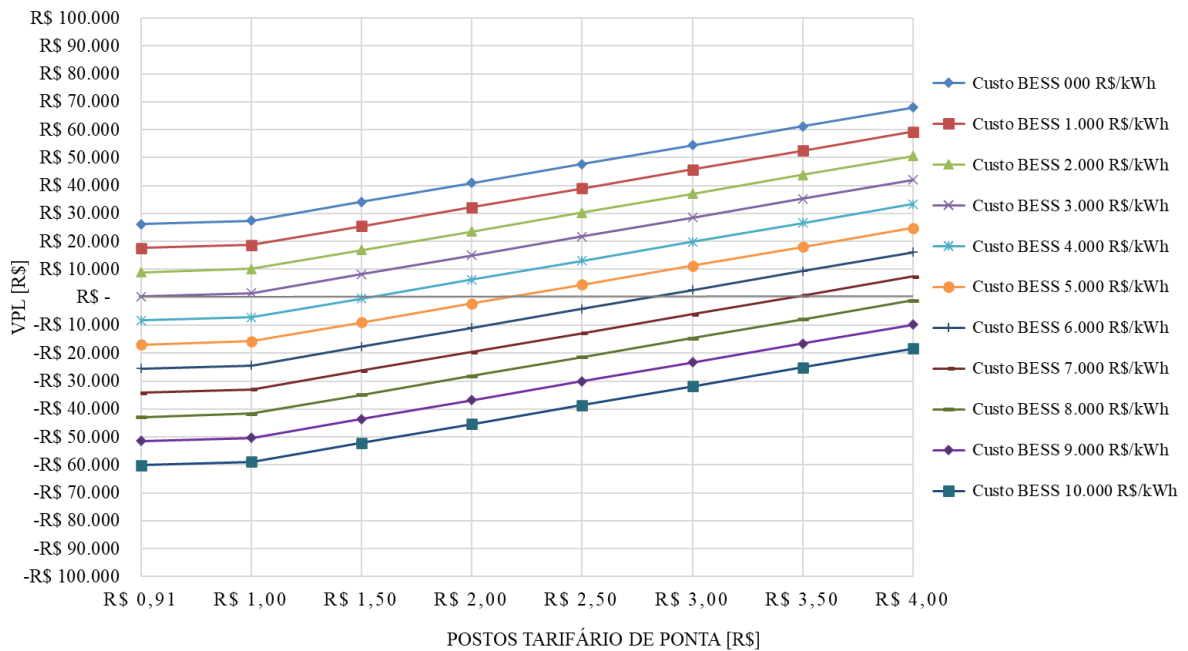


Figura 43 – VPL para diferentes postos tarifário de ponta com TMA de 0%.

Por sua vez, a Figura 44 mostra os valores de VPL para uma TMA fixa de 5% e a variação mencionada para o posto tarifário de ponta.

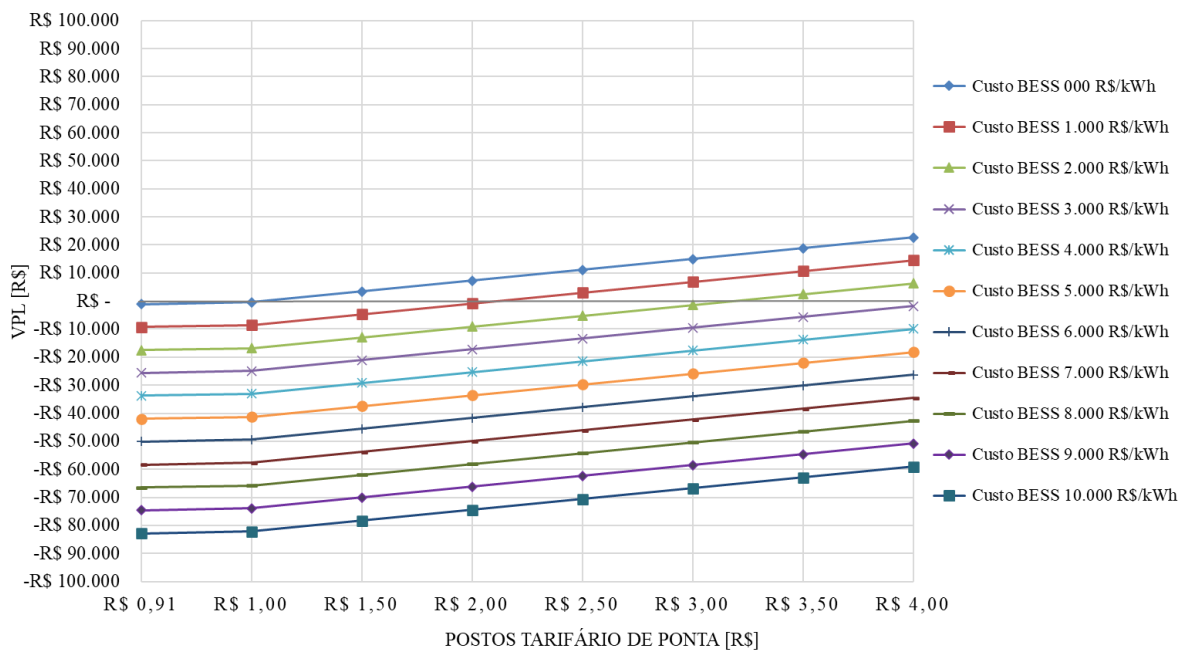


Figura 44 – VPL para diferentes postos tarifário de ponta com TMA de 5%.

A Figura 45 apresenta os valores para as mesmas condições, porém alterando a TMA para 10%.

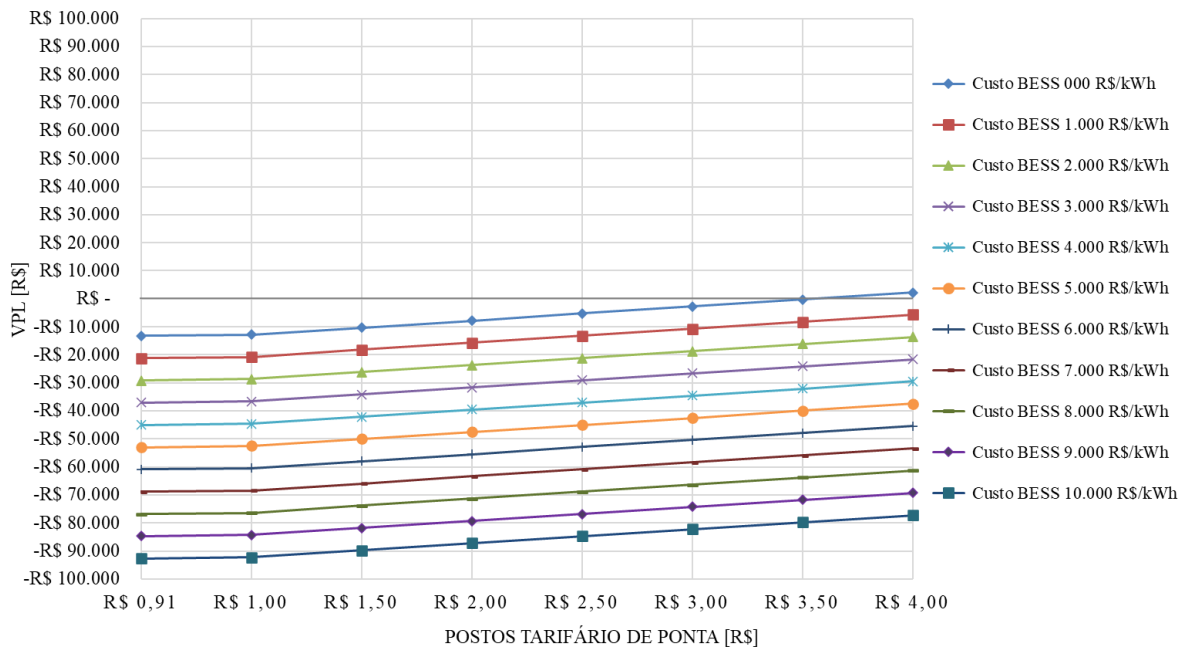


Figura 45 – VPL para diferentes postos tarifário de ponta com TMA de 10%.

Para os três gráficos apresentados nas figuras 43, 44 e 45, os valores acima do eixo $y = 0$ são valores atrativos. Observa-se que quanto maior o valor da Tarifa Branca horária P, mais interessante o investimento se torna. Para uma TMA baixa (0%) somente os cenários onde o custo do BESS é alto (acima de 8.000 R\$/kWh) o sistema não se torna viável. Para uma TMA média, considerada neste estudo como 5%, sistemas com um custo BESS de 3.000,00 R\$/kWh já se tornam atrativos para tarifas acima de 3,00 R\$/kWh. Idealmente, um BESS com um custo de 1.000,00 R\$/kWh é o melhor cenário, pois tarifas acima de 2,00 R\$/kWh já viabilizam a implementação do sistema de armazenamento.

6 CONCLUSÃO, LIMITAÇÕES DO TRABALHO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo avaliar os impactos energéticos e financeiros da inserção de um sistema de armazenamento de energia em uma unidade prosumidora. O trabalho considerou como objeto de estudo uma unidade prosumidora localizada na região da Grande Florianópolis, do Grupo B, sob concessão da distribuidora CELESC-DIS que já possui sistema fotovoltaico. Adicionalmente, ainda avaliar a mudança tarifária da Tarifa Convencional para a Tarifa Branca, visto que a partir de janeiro de 2020, essa opção esteve disponível para todos os consumidores do grupo B.

A metodologia proposta demonstrou todas as etapas da análise técnicas e de implementação do BESS, bem como as análises financeiras para alcançar com êxito todos os itens dos objetivos propostos. Foi definido um fluxograma da análise preliminar, acompanhamento de dados e avaliação dos resultados, com descrição para todas as etapas.

Para o período analisado foi possível observar um impacto positivo da inserção do BESS na UP, sob a ótica energética. O autoconsumo da UP aumentou em 15% e a autossuficiência em 2%. Os valores de demanda energética da UP também aumentaram com relação ao início das medições. Esses valores puderam ser alcançados com as métricas de gerenciamento pelo lado da demanda, onde é possível realizar uma melhor gestão sobre a energia gerada, armazenada e consumida. Com o uso inteligente da energia, ou seja, retendo a energia para um uso futuro, seja em um período com maior consumo energético ou em um período em que a tarifa da concessionária é alta.

Foram analisados os impactos proporcionados pela inserção do BESS na UP sobre seu consumo de energia e, conseqüentemente, o custo da energia elétrica para o consumidor em diferentes modalidades tarifárias. A inserção do sistema FV e BESS na UP considerando a Tarifa Convencional (“fatura convencional com FV e com BESS”) trouxe uma redução média de 29% com despesas com energia elétrica se comparado o cenário “Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS”. Já observando a instalação do sistema FV e do BESS, e com a mudança de modalidade tarifária (da Tarifa Convencional para a Tarifa Branca), a UP obtém uma redução de 49% com suas despesas com energia elétrica (“Tarifa Convencional sem BESS e sem FV” e “Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS”). Ao adicionar o BESS na UP já na modalidade Tarifária Branca, é possível atingir uma redução de 7% em suas despesas mensais. Ou seja, para uma UP onde o consumo já é predominantemente diurno, a adição do BESS tem um impacto reduzido, visto que seu maior benefício está associado à redução de demanda no período de posto tarifário de ponta, considerando uma tarifação branca.

Quanto maior a diferença entre os postos tarifários, mais viável é armazenar a energia no período em que a tarifa está no posto tarifário fora de ponta (período diurno) para consumir no período do posto tarifário de ponta (período noturno). Com o uso do BESS atrelado à produção FV, o custo para produzir a energia pode ser mais barato que o posto tarifário fora da ponta, o que pode potencializar esse ganho financeiro e viabilizar o uso de BESS. Nos últimos anos, as baterias passaram por uma redução significativa de custos, mas ainda permanecem caras para este tipo de aplicação. Para que sistemas residências sejam viáveis, essa redução precisa ser mais acentuada. O BESS foi dimensionado conforme a literatura, mas observou-se que em alguns dias sua carga não foi total. Por isso, para potencializar o ganho do BESS e diminuir ainda mais as despesas com energia elétrica é necessário analisar formas de controle de demanda para que a UP transfira ainda mais consumo para os horários com posto tarifário fora de ponta, como mudanças de hábitos de utilização da edificação.

Os custos para implementação de BESS no Brasil ainda tornam o sistema pouco competitivo, apresentando LCOS atrativos somente para custos abaixo de 2.000 R\$/kWh e TMAs abaixo de 2%. Acompanhando as médias inflacionárias dos últimos anos e a projeção de custo dos sistemas, os valores não são compatíveis com as projeções feitas. Para um BESS se tornar viável aos valores praticados atualmente seria necessário um delta tarifário grande, o que também impactaria os demais consumidores que não possuem sistema FV ou BESS.

Considerando as análises econômicas um baixo valor de LCOE é importante para a complementariedade FV e BESS, pois carregar o BESS com uma energia mais barata do que o posto tarifário fora de ponta é interessante para tornar o sistema atrativo financeiramente.

Como sugestão para trabalhos futuros recomenda-se:

- Aplicar a metodologia proposta neste trabalho para outras unidades promissoras visando avaliar a inserção de BESS em unidades que já possuem sistemas FV;
- Obter mais dados do sistema FV e BESS instalado na UP analisada para expandir as análises para mais anos, realizando um acompanhamento temporal da degradação e comportamento dos sistemas;
- Analisar os sistemas considerando a ótica de compensação de energia proporcionada pela RN 482/12 da ANEEL;
- Analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de sistemas fotovoltaicos associados a sistemas de armazenamento de energia elétrica considerando as mudanças legislativas decorrentes da nova Lei 14.300 (Marco Legal da GD).

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 11 ago. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414 de 9 de Setembro de 2010**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>>. Acesso em: 28 jun. 2022.

ANEEL. **Tarifas e Informações Econômico-Financeiras**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>>. Acesso em: 5 jul. 2022a.

ANEEL. **Modalidades Tarifárias**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. Acesso em: 15 nov. 2022b.

ANEEL. **Ranking da Tarifa Residencial**. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>>. Acesso em: 5 jul. 2022c.

ANEEL. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>>. Acesso em: 29 jun. 2022d.

ANEEL. **Postos Tarifários**. Disponível em: <[https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios#:~:text=Hor%C3%A1rio%20\(posto\)%20fora%20de%20ponta,hor%C3%A1rio%20de%20ponta%20e%20intermedi%C3%A1rio.>](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios#:~:text=Hor%C3%A1rio%20(posto)%20fora%20de%20ponta,hor%C3%A1rio%20de%20ponta%20e%20intermedi%C3%A1rio.>)>. Acesso em: 11 ago. 2022e.

BHATT, J.; SHAH, V.; JANI, O. An instrumentation engineer's review on smart grid: Critical applications and parameters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 1217–1239, dez. 2014.

BLOOMBERGNEF. **Global Energy Storage Outlook**. [s.l: s.n.].

BLOOMBERGNEF. **Global Energy Storage Outlook**. [s.l: s.n.].

BLOOMBERGNEF. **Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite**. Disponível em: <<https://bit.ly/3Q5q22M>>. Acesso em: 30 abr. 2022b.

BORTOLINI, M.; GAMBERI, M.; GRAZIANI, A. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 81–92, out. 2014.

CASTILLO-CAGIGAL, M. *et al.* A semi-distributed electric demand-side management system with PV generation for self-consumption enhancement. **Energy Conversion and Management**, v. 52, n. 7, p. 2659–2666, jul. 2011.

CELESC. **Tarifas e taxas de energia**. Disponível em: <<https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 29 jun. 2022.

COHEN, M. J. Does the COVID-19 outbreak mark the onset of a sustainable consumption transition? **Sustainability: Science, Practice and Policy**, v. 16, n. 1, p. 1–3, 10 dez. 2020.

DO NASCIMENTO, Á. D. J.; RÜTHER, R. Evaluating distributed photovoltaic (PV) generation to foster the adoption of energy storage systems (ESS) in time-of-use frameworks. **Solar Energy**, v. 208, p. 917–929, set. 2020.

EIA. **Energy storage technology mix, 2015-2020**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/energy-storage-technology-mix-2015-2020>>. Acesso em: 22 jul. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 / Ministério de Minas e Energia**. Brasília: [s.n.].

EPE. **Nota Técnica DEA 01/15 Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Rio de Janeiro: [s.n.].

ESTHER, B. P.; KUMAR, K. S. A survey on residential Demand Side Management architecture, approaches, optimization models and methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 342–351, jun. 2016.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report**. Freiburg: [s.n.]. Disponível em: <ISE with support of PSE Projects GmbH>. Acesso em: 4 jun. 2022.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energias renováveis: um futuro sustentável. **Revista USP**, v. 0, n. 72, p. 6, 1 fev. 2007.

GOOGLE MAPS. **Google Maps - My Maps - Localização da UP**.

GREEN, M. Solar cells—Operating principles, technology and system applications. **Solar Energy**, v. 28, n. 5, p. 447, 1982.

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º trimestre de 2019 - Tecnologias de Módulos**. São Paulo: [s.n.].

GREENER. **Estudo estratégico – Geração Distribuída – Mercado Fotovoltaico – 2º Semestre de 2021**. São Paulo: [s.n.].

GREENER. **Estudo Estratégico - Mercado de Armazenamento: Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras**. São Paulo: [s.n.].

GREENER; NEWCHARGE. **Estudo Estratégico – Mercado de Armazenamento: Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras**. São Paulo: [s.n.].

HEESEN, H.; HERBORT, V. Development of an algorithm to analyze the yield of photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 87, p. 1016–1022, mar. 2016.

HOJI, M. **Administração Financeira e Orçamentaria**. 10. ed. São Paulo: [s.n.].

IBGE. **IBGE: inflação oficial fecha 2021 com alta de 10,06%**. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-01/ibge-inflacao-medida-pelo-ipca-fecha-2021-com-alta-de-1006>>. Acesso em: 30 abr. 2022.

IRENA. **Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook**. [s.l: s.n.].

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. [s.l: s.n.].

JIANG, P.; FAN, Y. VAN; KLEMEŠ, J. J. Impacts of COVID-19 on energy demand and consumption: Challenges, lessons and emerging opportunities. **Applied Energy**, v. 285, p. 116441, mar. 2021.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12–29, jan. 2013.

JÜLCH, V. *et al.* A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of Storage and Life Cycle Indicators. **Energy Procedia**, v. 73, p. 18–28, jun. 2015.

LUTHANDER, R. *et al.* Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. **Applied Energy**, v. 142, p. 80–94, mar. 2015.

MINISTÉRIO DA SAÚDE DO BRASIL. **O que é a Covid-19?** Disponível em: <<https://www.gov.br/saude/pt-br/coronavirus/o-que-e-o-coronavirus>>. Acesso em: 31 jan. 2022.

MOSELEY, P. T.; GARCHE, J. **Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing**. [s.l.] Elsevier, 2015.

ONS. **O que é o SIN**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 29 mar. 2022a.

ONS. **O que é ONS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 29 jun. 2022b.

PEEL, M. C.; FINLAYSON, B. L.; MCMAHON, T. A. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 11, n. 5, p. 1633–1644, 11 out. 2007.

PEREIRA, E. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. [s.l.] Universidade Federal de São Paulo, 2017.

PINTO, G. X. DE A. **Impactos da geração solar fotovoltaica e da modalidade de contratação da energia elétrica sobre as despesas com energia elétrica em campus universitário**. Florianópolis: UFSC, 2018.

ROVERE, E. *et al.* **Mudanças Climáticas: O desafio do século**. Rio de Janeiro: [s.n.].

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. [s.l.: s.n.].

RÜTHER, R. *et al.* **Long-term performance of the first grid-connected, building-integrated amorphous silicon PV installation in Brazil**. 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. **Anais...IEEE**, jun. 2010.

SAEZ-DE-IBARRA, A. *et al.* Sizing Study of Second Life Li-ion Batteries for Enhancing Renewable Energy Grid Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 6, p. 4999–5008, nov. 2016.

SORGATO, M. J.; SCHNEIDER, K.; RÜTHER, R. Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building-integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate. **Renewable Energy**, v. 118, p. 84–98, abr. 2018.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 506–511, jan. 2010.

WORLD HEALTH ORGANIZATION. **WHO Coronavirus Disease (COVID-19) Dashboard**. Disponível em: <<https://covid19.who.int/>>. Acesso em: 31 jul. 2022.

YUNUSOV, T. *et al.* The impact of location and type on the performance of low-voltage network connected battery energy storage systems. **Applied Energy**, v. 165, p. 202–213, mar. 2016.

APÊNDICE B – CÓDIGO EM PYTHON DESENVOLVIDO PARA ANÁLISE E FILTRO DE DADOS

```

import pandas as pd #importa a biblioteca pandas de funções para tratamento de
dados
import os #importa os parâmetros do sistema operacional
import numpy as np

# -----
# leitura arquivos do inversor FV
names_files = os.listdir('./data-base/Dados Sistema FV - Inversor FV') # ler o nome
dos arquivos na pasta
names_files_tamanho = len(names_files) #ler a quantidade de arquivos na pasta

primeiro = 1
for i in range(0, names_files_tamanho): # looping para ler os arquivos
    if primeiro == 1:
        address = './data-base/Dados Sistema FV - Inversor FV/' + names_files[i-1] #
endereço do arquivo a ser lido
        df_file_FV = pd.read_csv(address, sep = ",", index_col=None, header=0,
encoding='latin-1')

        if 'Producao-fotovoltaica' in df_file_FV.columns:
            df_file_FV.drop([0], axis=0, inplace=True)
            df_file_FV["Data-e-horario"] = pd.to_datetime(df_file_FV["Data-e-horario"],
format = '%d.%m.%Y %H:%M')
            df_FV = df_file_FV[['Data-e-horario' , 'Producao-fotovoltaica']] # salva no
arquivo novo somente as colunas desejadas
            primeiro = 0

        else: # segunda iteração para incrementar o arquivo com os dados dos demais
arquivos da pasta
            address = './data-base/Dados Sistema FV - Inversor FV/' + names_files[i-1]
            df_temp = pd.read_csv(address, sep = ",", index_col=None, header=0,
encoding='latin-1') # df_temp = arquivo temporário para armazenamento do arquivo a ser
aberto naquela iteração

            if 'Producao-fotovoltaica' in df_temp.columns:
                df_temp.drop([0], axis=0, inplace=True)
                df_temp["Data-e-horario"] = pd.to_datetime(df_temp["Data-e-horario"], format =
'%d.%m.%Y %H:%M')
                df_temp2 = df_temp[['Data-e-horario' , 'Producao-fotovoltaica']]
                df_FV = df_FV.append(df_temp2) # incremento do arquivo
            else:
                continue
                continue

df_FV = df_FV.rename(columns = {'Producao-fotovoltaica': 'FV - Energia'}, inplace =
False)
df_FV['FV - Energia'] = df_FV['FV - Energia'].astype(float)
df_FV = df_FV.rename(columns = {'Data-e-horario': 'Time'}, inplace = False)
df_FV['FV - Energia'] = df_FV['FV - Energia']*(1/1000)

# -----

```



```

# Filtros -Inversor FV: tirar valores vazios
df_FV = df_FV.dropna()

# -----
# leitura arquivos do medidor schneider

names_files = os.listdir('./data-base/Dados Bluelog/Sensores') # ler o nome dos
arquivos na pasta
names_files_tamanho = len(names_files) # ler a quantidade de arquivos na pasta

primeiro = 1
for i in range(0, names_files_tamanho): # lopping para ler os arquivos
    if primeiro == 1: # condição para a primeira iteração, onde se cria o primeiro
arquivo que será incrementado posteriormente
        address = './data-base/Dados Bluelog/Sensores/' + names_files[i-1] # endereço do
arquivo a ser lido
        df_Schneider_temp1 = pd.read_csv(address, sep = ";", index_col=None, header=0,
dtype={"Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 1 W": float}) # leitura do
arquivo

        if 'Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC W' in df_Schneider_temp1.columns:
# Salva a coluna com nome Schneider Electric iEM3155 19194118:Power AC W do arquivo aberto
            df_Schneider_temp1["Time"] = pd.to_datetime(df_Schneider_temp1["Time"], format =
"%Y/%m/%d %H:%M:%S")
            df_Schneider = df_Schneider_temp1[['Time' , 'Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 1 W', 'Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 2 W',
'Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 3 W']] # salva no arquivo novo somente
as colunas desejadas
            primeiro = 0

        else: # segunda iteração para incrementar o arquivo com os dados dos demais
arquivos da pasta
            address = './data-base/Dados Bluelog/Sensores/' + names_files[i-1]
            df_Schneider_temp2 = pd.read_csv(address, sep = ";", index_col=None, header=0) #
df_temp = arquivo temporário para armazenamento do arquivo a ser aberto naquela iteração

            if 'Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC W' in df_Schneider_temp2.columns:
                df_Schneider_temp2["Time"] = pd.to_datetime(df_Schneider_temp2["Time"], format =
"%Y/%m/%d %H:%M:%S")
                df_Schneider_temp3 = df_Schneider_temp2[['Time' , 'Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 1 W', 'Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 2 W',
'Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 3 W']]
                df_Schneider = df_Schneider.append(df_Schneider_temp3) # incremento do arquivo
            else:
                continue
            continue

        df_Schneider['Energia - Phase 1'] = df_Schneider['Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 1 W'].astype(float)
        df_Schneider['Energia - Phase 2'] = df_Schneider['Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 2 W'].astype(float)
        df_Schneider['Energia - Phase 2'] = df_Schneider['Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 2 W'].astype(float)

        df_Schneider['Energia - Phase 1'] = df_Schneider['Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 1 W']*(1/60000) # passa de W para kWh

```

```

df_Schneider['Energia - Phase 2'] = df_Schneider['Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 2 W']*(1/60000) # passa de W para kWh
df_Schneider['Energia - Phase 3'] = df_Schneider['Schneider Electric iEM3155
19024453:Power AC phase 3 W']*(-1/60000) # passa de W para kWh

df_Schneider['Schneider - Energia 3F'] = df_Schneider['Energia - Phase 1'] +
df_Schneider['Energia - Phase 2'] + df_Schneider['Energia - Phase 3']

del df_Schneider['Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 1 W']
del df_Schneider['Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 2 W']
del df_Schneider['Schneider Electric iEM3155 19024453:Power AC phase 3 W']

del df_Schneider['Energia - Phase 1']
del df_Schneider['Energia - Phase 2']
del df_Schneider['Energia - Phase 3']

df_Schneider = df_Schneider.resample('5T', on='Time').sum()

# -----
# Filtros - schneider: tirar os zeros
indexNames = df_Schneider[df_Schneider['Schneider - Energia 3F'] == 0].index
df_Schneider.drop(indexNames, inplace=True) # Delete these row indexes from
dataFrame

# -----
# leitura arquivos do inversor SMA
names_files = os.listdir('./data-base/Dados Bluelog/Inversores_e_medidores') # ler
o nome dos arquivos na pasta
names_files_tamanho = len(names_files) # ler a quantidade de arquivos na pasta

primeiro = 1
for i in range(0, names_files_tamanho): # lopping para ler os arquivos
    if primeiro == 1: # condição para a primeira iteração, onde se cria o primeiro
arquivo que será incrementado posteriormente
        address = './data-base/Dados Bluelog/Inversores_e_medidores/' + names_files[i-1] #
endereço do arquivo a ser lido
        df_file_SMA = pd.read_csv(address, sep = ";", index_col=None, header=0) # leitura
do arquivo

        if 'SMA Solar Inverter 3007145316 1:Power AC W' in df_file_SMA.columns: # Salva a
coluna com nome Schneider Electric iEM3155 19194118:Power AC W do arquivo aberto
            df_file_SMA["Time"] = pd.to_datetime(df_file_SMA["Time"], format = "%Y/%m/%d
%H:%M:%S")
            df_SMA = df_file_SMA[['Time', 'SMA Solar Inverter 3007145316 1:Power AC W']] #
salva no arquivo novo somente as colunas desejadas
            primeiro = 0

        else: # segunda iteração para incrementar o arquivo com os dados dos demais
arquivos da pasta
            address = './data-base/Dados Bluelog/Inversores_e_medidores/' + names_files[i-1]
df_temp = pd.read_csv(address, sep = ";", index_col=None, header=0) #

            if 'SMA Solar Inverter 3007145316 1:Power AC W' in df_temp.columns:
                df_temp["Time"] = pd.to_datetime(df_temp["Time"], format = "%Y/%m/%d
%H:%M:%S")
                df_temp2 = df_temp[['Time', 'SMA Solar Inverter 3007145316 1:Power AC W']]

```

```

df_SMA = df_SMA.append(df_temp2) # incremento do arquivo
else:
    continue
    continue

df_SMA['SMA Solar Inverter 3007145316 1:Power AC W'] = df_SMA['SMA Solar Inverter
3007145316 1:Power AC W'].astype(float)
df_SMA['SMA - Energia'] = df_SMA['SMA Solar Inverter 3007145316 1:Power AC
W']*(1/60000) # passa de W para kWh
del df_SMA['SMA Solar Inverter 3007145316 1:Power AC W']
df_SMA = df_SMA.reset_index(drop=True)

df_SMA_day = df_SMA
df_SMA_day['SMA - Energia ABS - Day'] = abs(df_SMA['SMA - Energia']) # faz o valor
absoluto
df_SMA_day["Time"] = pd.to_datetime(df_SMA_day["Time"], format = "%Y/%m/%d
%H:%M:%S")
df_SMA_day = df_SMA_day.resample('1d', on='Time').sum() # transforma em dia,
somando todos os valores do dia
df_SMA_day = df_SMA_day.reset_index(drop=False)

#SMA: soma da energia absoluta dos dias, se igual a 0 tira o dia
indexNames = df_SMA_day[df_SMA_day['SMA - Energia ABS - Day'] == 0 ].index
df_SMA_day.drop(indexNames , inplace=True) # Delete these row indexes from
dataFrame
df_SMA_day['just_date'] = df_SMA_day['Time'].dt.date

df_SMA['just_date'] = df_SMA['Time'].dt.date
df_SMA = df_SMA.rename(columns = {'SMA - Energia': 'SMA - Energia - Seg'}, inplace
= False)

df_SMA_filter = df_SMA.merge(df_SMA_day, left_on = 'just_date', right_on =
'just_date')
df_SMA_filter = df_SMA_filter.reset_index(drop=False)
df_SMA_filter = df_SMA_filter.rename(columns = {'Time_x': 'Time'}, inplace = False)
df_SMA_filter = df_SMA_filter.resample('5T', on='Time').sum()
df_SMA_filter = df_SMA_filter.reset_index(drop=False)

del df_SMA_filter['SMA - Energia']
del df_SMA_filter['SMA - Energia ABS - Day_x']
del df_SMA_filter['SMA - Energia ABS - Day_y']
del df_SMA_filter['index']

# -----
# Agrupa tudo
df_Schneider_FV = pd.merge(df_Schneider, df_FV, on = 'Time', how = 'outer')
df_Schneider_FV_SMA = pd.merge(df_Schneider_FV, df_SMA_filter, on = 'Time', how =
'outer')
df_Schneider_FV_SMA['FV - Energia'] = df_Schneider_FV_SMA['FV - Energia'] * (-1) #
inverte o valor da geracao FV

df_Schneider_FV_SMA = df_Schneider_FV_SMA.resample('5T', on='Time').sum()

#schneider: tirar os zeros
indexNames_2 = df_Schneider_FV_SMA[df_Schneider_FV_SMA['Schneider - Energia 3F'] ==
0 ].index

```

```

df_Schneider_FV_SMA.drop(indexNames_2 , inplace=True) # Delete these row indexes
from dataframe

df_Schneider_FV_SMA = df_Schneider_FV_SMA[['Schneider - Energia 3F', 'SMA - Energia
- Seg', 'FV - Energia']] #muda a ordem das colunas

# -----
# filtro outliers - Método de intervalo interquartil (IQR)

def remove_outlier_IQR(df): #funcao do IQR
    Q1 = df.quantile(0.25)
    Q3 = df.quantile(0.75)
    IQR = Q3-Q1
    df_final = df[~((df<(Q1-1.5*IQR)) | (df>(Q3+1.5*IQR)))]
    return df_final

# -----
# filtro outliers - FV
df_outlier_removed = remove_outlier_IQR(df_Schneider_FV_SMA['Schneider - Energia
3F'])

df_outlier_removed = pd.DataFrame(df_outlier_removed)
ind_diff_Schneider = df_Schneider_FV_SMA.index.difference(df_outlier_removed.index)

for i in range(0, len(ind_diff_Schneider),1):
    df_final = df_Schneider_FV_SMA.drop([ind_diff_Schneider[i]])
    df_Schneider_FV_SMA = df_final

# -----
# exporta arquivo final
df_Schneider_FV_SMA.to_csv("./data-saida/dados_projeto_UC_xx.csv")

```

APÊNDICE C – FATURAS ANALISADAS PARA A UNIDADE PROSSUMIDORA.

MÊS REFERÊNCIA	DATA DA LEITURA ANTERIOR	DATA DA LEITURA ATUAL	NÚMERO DE DIAS FATURADOS
jan/19	18/12/2018	18/01/2019	31
fev/19	18/01/2019	19/02/2019	32
mar/19	19/02/2019	20/03/2019	29
abr/19	20/03/2019	18/04/2019	29
mai/19	18/04/2019	20/05/2019	32
jun/19	20/05/2019	18/06/2019	29
jul/19	18/06/2019	17/07/2019	29
ago/19	17/07/2019	16/08/2019	30
set/19	16/08/2019	17/09/2019	32
out/19	17/09/2019	18/10/2019	31
nov/19	18/10/2019	19/11/2019	32
dez/19	19/11/2019	18/12/2019	29
jan/20	18/12/2019	17/01/2020	30
fev/20	17/01/2020	18/02/2020	32
mar/20	18/02/2020	18/03/2020	29
abr/20	18/03/2020	17/04/2020	30
mai/20	17/04/2020	19/05/2020	32
jun/20	19/05/2020	18/06/2020	30
jul/20	18/06/2020	20/07/2020	32
ago/20	20/07/2020	18/08/2020	29
set/20	18/08/2020	18/09/2020	31
out/20	18/09/2020	20/10/2020	32
nov/20	20/10/2020	18/11/2020	29
dez/20	18/11/2020	18/12/2020	30
jan/21	18/12/2020	19/01/2021	32
fev/21	19/01/2021	17/02/2021	29
mar/21	17/02/2021	18/03/2021	29
abr/21	18/03/2021	19/04/2021	32
mai/21	19/04/2021	18/05/2021	29
jun/21	18/05/2021	17/06/2021	30
jul/21	17/06/2021	19/07/2021	32
ago/21	19/07/2021	18/08/2021	30
set/21	18/08/2021	17/09/2021	30
out/21	17/09/2021	19/10/2021	32
nov/21	19/10/2021	18/11/2021	30
dez/21	18/11/2021	17/12/2021	29
jan/22	17/12/2021	18/01/2022	32
fev/22	17/12/2022	16/02/2022	29
mar/22	16/02/2022	18/03/2022	30
abr/22	18/03/2022	19/04/2022	32
mai/22	19/04/2022	19/05/2022	30

APÊNDICE D – Dados das faturas de energia baseado em diferentes faturamentos.

Mês	Tipo de faturamento	Posto Tarifário	Consumo [kWh]	Valor	Valor total
jun/21	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 145,30	R\$ 868,48
		Consumo >= 150 kWh	1025	R\$ 723,18	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 145,30	R\$ 776,43
		Consumo >= 150 kWh	895	R\$ 631,13	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 145,30	R\$ 770,81
		Consumo >= 150 kWh	887	R\$ 625,51	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	135	R\$ 119,35	R\$ 575,68
		Posto tarifário intermediário	49	R\$ 28,30	
		Posto tarifário fora de ponta	992	R\$ 428,03	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	135	R\$ 119,35	R\$ 519,36
		Posto tarifário intermediário	49	R\$ 28,30	
		Posto tarifário fora de ponta	861	R\$ 371,71	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	125	R\$ 111,17	R\$ 511,04	
	Posto tarifário intermediário	44	R\$ 25,61		
	Posto tarifário fora de ponta	867	R\$ 374,26		
jul/21	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	1444	R\$ 1.018,09	R\$ 1.104,49
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 86,40	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	1078	R\$ 728,76	R\$ 815,16
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 86,40	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	1070	R\$ 723,60	R\$ 810,00
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 86,40	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	163	R\$ 144,12	R\$ 769,80
		Posto tarifário intermediário	57	R\$ 32,85	
		Posto tarifário fora de ponta	1374	R\$ 592,83	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	163	R\$ 144,12	R\$ 611,88
		Posto tarifário intermediário	57	R\$ 32,85	
		Posto tarifário fora de ponta	1008	R\$ 434,91	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	112	R\$ 99,15	R\$ 582,89	
	Posto tarifário intermediário	39	R\$ 22,52		
	Posto tarifário fora de ponta	1069	R\$ 461,22		
ago/21	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	1413	R\$ 958,58	R\$ 1.045,20
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 86,62	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	978	R\$ 663,42	R\$ 750,04
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 86,62	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	977	R\$ 662,65	R\$ 749,27
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 86,62	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	169	R\$ 149,49	R\$ 762,23
		Posto tarifário intermediário	76	R\$ 43,75	
		Posto tarifário fora de ponta	1319	R\$ 568,99	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	169	R\$ 149,49	R\$ 574,49
		Posto tarifário intermediário	76	R\$ 43,75	
		Posto tarifário fora de ponta	884	R\$ 381,25	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	112	R\$ 99,16	R\$ 544,19	
	Posto tarifário intermediário	49	R\$ 28,05		
	Posto tarifário fora de ponta	967	R\$ 416,98		

Mês	Tipo de faturamento	Posto Tarifário	Consumo [kWh]	Valor	Valor total
set/21	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	664	R\$ 485,71	R\$ 578,74
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 93,03	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	376	R\$ 275,11	R\$ 368,14
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 93,03	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	371	R\$ 271,46	R\$ 364,49
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 93,03	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	87	R\$ 77,51	R\$ 396,84
		Posto tarifário intermediário	40	R\$ 23,30	
		Posto tarifário fora de ponta	686	R\$ 296,03	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	87	R\$ 77,51	R\$ 272,65
		Posto tarifário intermediário	40	R\$ 23,30	
		Posto tarifário fora de ponta	398	R\$ 171,84	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	48	R\$ 42,88	R\$ 249,87	
	Posto tarifário intermediário	21	R\$ 12,07		
	Posto tarifário fora de ponta	452	R\$ 194,93		
out/21	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	807	R\$ 593,62	R\$ 687,65
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 94,03	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	480	R\$ 353,05	R\$ 447,08
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 94,03	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	488	R\$ 359,07	R\$ 453,10
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 94,03	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	120	R\$ 106,67	R\$ 474,03
		Posto tarifário intermediário	44	R\$ 25,26	
		Posto tarifário fora de ponta	793	R\$ 342,11	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	120	R\$ 106,67	R\$ 332,93
		Posto tarifário intermediário	44	R\$ 25,20	
		Posto tarifário fora de ponta	466	R\$ 201,05	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	75	R\$ 66,42	R\$ 313,24	
	Posto tarifário intermediário	26	R\$ 15,12		
	Posto tarifário fora de ponta	537	R\$ 231,70		
nov/21	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	695	R\$ 512,10	R\$ 606,32
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 94,22	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	378	R\$ 278,58	R\$ 372,80
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 94,22	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	396	R\$ 291,93	R\$ 386,15
		Consumo >= 150 kWh	150	R\$ 94,22	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	130	R\$ 115,63	R\$ 432,26
		Posto tarifário intermediário	57	R\$ 33,16	
		Posto tarifário fora de ponta	657	R\$ 283,47	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	130	R\$ 115,63	R\$ 295,25
		Posto tarifário intermediário	55	R\$ 31,95	
		Posto tarifário fora de ponta	342	R\$ 147,67	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	76	R\$ 67,78	R\$ 274,88	
	Posto tarifário intermediário	31	R\$ 17,63		
	Posto tarifário fora de ponta	439	R\$ 189,47		

Mês	Tipo de faturamento	Posto Tarifário	Consumo [kWh]	Valor	Valor total
dez/21	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 94,22	R\$ 478,08
		Consumo >= 150 kWh	521	R\$ 383,86	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 94,22	R\$ 289,38
		Consumo >= 150 kWh	265	R\$ 195,16	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 94,22	R\$ 274,84
		Consumo >= 150 kWh	245	R\$ 180,62	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	118	R\$ 109,31	R\$ 365,87
		Posto tarifário intermediário	28	R\$ 16,68	
		Posto tarifário fora de ponta	525	R\$ 239,88	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	118	R\$ 109,01	R\$ 248,06
		Posto tarifário intermediário	23	R\$ 13,67	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário fora de ponta	274	R\$ 125,38	R\$ 209,09
Posto tarifário de ponta		57	R\$ 52,71		
Posto tarifário intermediário		13	R\$ 7,88		
		Posto tarifário fora de ponta	325	R\$ 148,50	
	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 95,19	R\$ 972,15
		Consumo >= 150 kWh	1177	R\$ 876,96	
Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 95,19	R\$ 754,91	
	Consumo >= 150 kWh	886	R\$ 659,72		
Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 95,19	R\$ 744,73	
	Consumo >= 150 kWh	872	R\$ 649,54		
Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	207	R\$ 192,07	R\$ 713,08	
	Posto tarifário intermediário	64	R\$ 38,51		
	Posto tarifário fora de ponta	1056	R\$ 482,50		
Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	206	R\$ 191,16	R\$ 578,31	
	Posto tarifário intermediário	56	R\$ 34,00		
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário fora de ponta	773	R\$ 353,15	R\$ 540,44	
	Posto tarifário de ponta	143	R\$ 132,62		
	Posto tarifário intermediário	43	R\$ 26,05		
		Posto tarifário fora de ponta	836	R\$ 381,77	
	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,36	R\$ 778,39
		Consumo >= 150 kWh	938	R\$ 685,03	
Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,36	R\$ 610,23	
	Consumo >= 150 kWh	708	R\$ 516,87		
Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,36	R\$ 609,13	
	Consumo >= 150 kWh	706	R\$ 515,77		
Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	166	R\$ 154,26	R\$ 583,14	
	Posto tarifário intermediário	55	R\$ 33,32		
	Posto tarifário fora de ponta	866	R\$ 395,56		
Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	166	R\$ 154,07	R\$ 477,11	
	Posto tarifário intermediário	50	R\$ 30,01		
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário fora de ponta	641	R\$ 293,02	R\$ 452,06	
	Posto tarifário de ponta	118	R\$ 109,14		
	Posto tarifário intermediário	39	R\$ 23,55		
		Posto tarifário fora de ponta	699	R\$ 319,37	

Mês	Tipo de faturamento	Posto Tarifário	Consumo [kWh]	Valor	Valor total
mar/22	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,76	R\$ 556,92
		Consumo >= 150 kWh	631	R\$ 463,16	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,76	R\$ 372,85
		Consumo >= 150 kWh	380	R\$ 279,09	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,76	R\$ 371,11
		Consumo >= 150 kWh	378	R\$ 277,35	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	117	R\$ 108,67	R\$ 416,91
		Posto tarifário intermediário	34	R\$ 20,31	
		Posto tarifário fora de ponta	630	R\$ 287,93	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	117	R\$ 108,64	R\$ 302,22
		Posto tarifário intermediário	33	R\$ 19,99	
		Posto tarifário fora de ponta	380	R\$ 173,59	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	69	R\$ 64,02	R\$ 276,44	
	Posto tarifário intermediário	19	R\$ 11,50		
	Posto tarifário fora de ponta	440	R\$ 200,93		
abr/22	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 92,68	R\$ 549,51
		Consumo >= 150 kWh	630	R\$ 456,83	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 92,68	R\$ 416,84
		Consumo >= 150 kWh	447	R\$ 324,16	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 92,68	R\$ 399,41
		Consumo >= 150 kWh	423	R\$ 306,73	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	89	R\$ 82,17	R\$ 403,36
		Posto tarifário intermediário	37	R\$ 22,16	
		Posto tarifário fora de ponta	655	R\$ 299,02	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	89	R\$ 82,17	R\$ 319,78
		Posto tarifário intermediário	37	R\$ 22,16	
		Posto tarifário fora de ponta	472	R\$ 215,44	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	63	R\$ 58,38	R\$ 294,95	
	Posto tarifário intermediário	25	R\$ 14,81		
	Posto tarifário fora de ponta	485	R\$ 221,76		
mai/22	Fatura com Tarifa Convencional sem FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,63	R\$ 592,35
		Consumo >= 150 kWh	681	R\$ 498,72	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e sem BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,63	R\$ 322,90
		Consumo >= 150 kWh	313	R\$ 229,27	
	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,63	R\$ 303,92
		Consumo >= 150 kWh	287	R\$ 210,29	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	86	R\$ 79,67	R\$ 424,07
		Posto tarifário intermediário	29	R\$ 17,49	
		Posto tarifário fora de ponta	716	R\$ 326,91	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Posto tarifário de ponta	86	R\$ 79,67	R\$ 256,09
		Posto tarifário intermediário	29	R\$ 17,49	
		Posto tarifário fora de ponta	348	R\$ 158,93	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Posto tarifário de ponta	39	R\$ 36,11	R\$ 219,83	
	Posto tarifário intermediário	13	R\$ 7,82		
	Posto tarifário fora de ponta	385	R\$ 175,89		