



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
Feelt- Faculdade de Engenharia Elétrica



Amanda De Oliveira Cândido

**EXPLORANDO A INTEGRAÇÃO DE
BATERIAS EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS: UMA
PERSPECTIVA ANALÍTICA**

**Uberlândia
2024**

Amanda De Oliveira Cândido

**EXPLORANDO A INTEGRAÇÃO DE
BATERIAS EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS: UMA
PERSPECTIVA ANALÍTICA**

Monografia apresentada à Coordenação de Engenharia da Universidade Federal de Uberlândia para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Carlos Eduardo Tavares

Assinatura do Orientador

Coorientador: Arthur Costa De Souza

Assinatura do Coorientador

Uberlândia
2024

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus, por sempre abençoar e proporcionar-me meios para alcançar meus sonhos e objetivos, por sempre proteger e iluminar meu caminho.

Ao meu orientador e coorientador que sempre tiveram muita paciência e sabedoria para me auxiliarem a concluir essa importante etapa da minha vida e a todos os professores que passaram por minha trajetória e ajudaram-me a ter uma melhor educação.

A minha família por sempre acreditar em mim, por todo amor, confiança e ensinamentos, em especial, minha mãe que sempre batalhou muito para oferecer um futuro melhor para as suas duas filhas e, sobretudo, ensinou-me a ser uma pessoa resiliente e batalhadora.

Aos meus amigos que sempre acreditaram em mim e me deram todo apoio necessário para trilhar meu caminho, compartilhando das dificuldades de trilhar essa jornada.

Ao meu avô e ao meu pai que não puderam presenciar o alcance do meu sonho da graduação, mas tiveram grande valia em todo meu processo acreditando em mim e no meu sonho.

Resumo

A utilização das baterias combinada com sistemas de geração fotovoltaica, permite que consumidores e empresários façam escolhas mais vantajosas e protejam-se contra faturas elevadas de energia elétrica. Por isso, o reconhecimento da importância da integração de Fontes Renováveis de Energia e Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) nos sistemas elétricos cresceu constantemente nos últimos anos. Devido à natureza intermitente das fontes de energia renováveis, como eólica e solar, a viabilidade de sua integração em larga escala depende consideravelmente do armazenamento de energia. Do ponto de vista da eficiência energética, também é altamente vantajosa, uma vez que o sistema utiliza energia armazenada para atender aos horários de pico, em vez de depender exclusivamente do sistema de geração. Isso permite que a energia gerada seja direcionada para outros fins, resultando em uma economia no sistema.

Logo, o propósito central deste estudo é avaliar a viabilidade técnica da implementação de um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), denominado *BESS* (*Battery Energy Storage System*), sendo suprido por um sistema de geração solar fotovoltaica. O objetivo é descarregar a energia das baterias na rede nos horários de pico, para reduzir em dois terços a demanda contratada neste horário. Esse enfoque justifica-se pelo fato de que muitos consumidores de médio porte enfrentam custos elevados durante os picos de demanda de energia.

Palavras-chave: sistema fotovoltaico híbrido; sistemas de armazenamento por bateria; fontes renováveis; demanda contratada.

Abstract

The use of batteries combined with photovoltaic generation systems allows consumers and businesses to make more advantageous choices and protect themselves against high electricity bills. Recognition of the importance of integrating Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems (ESS) into electrical systems has been steadily growing in recent years. Due to the intermittent nature of renewable energy sources, such as wind and solar, the feasibility of their large-scale integration depends considerably on energy storage. From an energy efficiency standpoint, it would also be highly advantageous, as the system would be using stored energy to meet peak demand times, rather than relying exclusively on the generation system. This would allow the generated energy to be directed towards other purposes, resulting in savings for the system as a whole.

The central purpose of this study is to assess the technical feasibility of implementing an Energy Storage System (ESS), referred to as BESS (Battery Energy Storage System), supplied by a solar photovoltaic generation system. The objective is to discharge the batteries' energy into the grid during peak hours, reducing contracted demand during this period by two-thirds. This approach is justified by the fact that many medium-sized consumers face high costs during peak energy demand periods.

Keywords: hybrid photovoltaic system; battery storage systems; renewable sources; contracted demand.

Lista de ilustrações

Figura 1- Matriz elétrica brasileira 2024	11
Figura 2- Representação de uma minigeração distribuída fotovoltaica	13
Figura 3- Subdivisão do grupo tarifário A	15
Figura 4- Tarifas da CEMIG de 2023	15
Figura 5- Precificação das bandeiras tarifárias	17
Figura 6- Demanda e energia	17
Figura 7- Disponibilidade média de água	18
Figura 8- Esquemático do sistema <i>on-grid</i>	19
Figura 9- Esquemático do sistema <i>off-grid</i>	19
Figura 10- Esquemático do sistema híbrido	20
Figura 11- Estrutura <i>Full bridge</i>	22
Figura 12- Transistores T1 e T4 conduzindo	22
Figura 13- Transistores T2 e T3 conduzindo	22
Figura 14- Parte interna de um inversor	23
Figura 15- Topologia da geração fotovoltaica com armazenamento de energia	27
Figura 16- Configuração mais abrangente do sistema Fotovoltaico com o <i>BESS</i>	28
Figura 17- Fluxograma da análise do estudo	28
Figura 18- Histórico de consumo da instalação	30
Figura 19- Demanda contratada da instalação	30
Figura 20- Gráfico de demanda de hora ponta da instalação	31
Figura 21- Gráfico de energia de hora ponta da instalação	31
Figura 22- Gráfico comparativo de demanda de hora ponta antes e depois do <i>BESS</i>	36
Figura 23- Gráfico comparativo de energia de hora ponta antes e depois do <i>BESS</i>	37
Figura 24- Valores faturados da instalação sem o <i>BESS</i>	38
Figura 25- Comparativo de redução na demanda antes e depois do <i>BESS</i>	44
Figura 26- Comparativo de redução na energia antes e depois do <i>BESS</i>	44
Figura 27- Topologia Conceitual do eletroposto	47

Figura 28- Tabela de construção da curva de cargas	55
Figura 29- Comparativos do antes de depois da implementação do BESS nas duas proposições	56
Figura 30- Dimensionamento do <i>BESS</i> para 2/3 da demanda	57
Figura 31- Dimensionamento do BESS para 1/3 da demanda	57
Figura 32- Estimativas de faturamento e tempo de retorno	58

Lista de abreviações

CCEE- Centro de Comercialização de Energia Elétrica

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica

REN- Resolução Normativa

GW- Gigawatts

kWh- Quilowatts hora

kWp- Quilowatts pico

SFV - Sistema fotovoltaico

SFCR – Sistema Fotovoltáico Conectado na Rede

VEs - Veículos Elétricos

NBR- Normas Brasileiras

CO₂ - Gás dióxido de carbono

BESS- *Battery Energy Storage System*

BMS -*Battery management system*

EMS – *Energy management system*

SOC – *State of charge*

DoD – *Depth of Discharge*

ESS – *Energy Storage System*

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

IRPJ – Imposto de Renda - Pessoa Jurídica.

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

PASEP – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público:

Lista de tabelas

Tabela 1- Cálculos para dimensionamento das baterias para os 2/3 da demanda	34
Tabela 2- Resumo dos resultados obtidos no procedimento de análise de 2/3 da demanda	35
Tabela 3- Valores faturados da instalação com o <i>BESS</i> .	40
Tabela 4- Valores faturados da instalação com o <i>BESS</i> com 2/3 da demanda	41
Tabela 5- Cálculo do retorno do investimento par aos 2/3 da demanda.	42
Tabela 6- Dimensionamento para 1/3 da demanda de HP	42
Tabela 7- Valores faturados da instalação com o <i>BESS</i> com 1/3 da demanda	43
Tabela 8- Cálculo do retorno do investimento dos 1/3 da demanda	43

Sumário

1- Introdução	11
1.1- Objetivo	14
1.2- Contextualização	14
2- Composição do Sistema fotovoltaico	18
3- Descrição da usina fotovoltaica a ser analisada	24
3.1-Sistema de armazenamento de energia (SAE)	25
3.2-Estudo de caso-Dimensionamento das baterias	28
4- Conclusão	45
4.1-Propostas de trabalhos futuros	46
5- Referências bibliográficas	49
6- Apêndices	55

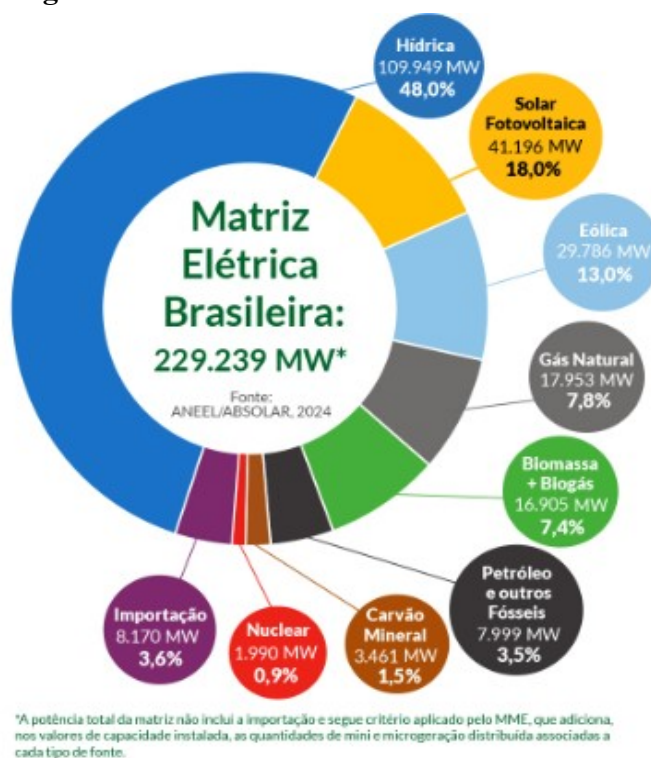
1- Introdução

O Brasil apresenta um elevado potencial de geração solar em função de sua grande extensão territorial e dos elevados índices de irradiação. A matriz de geração de energia elétrica no país é fortemente baseada em energias renováveis que compreendem 83,79% de toda a matriz elétrica do Brasil, uma referência internacional em energia limpa. Em 2023, entre janeiro e agosto, o Brasil bateu o recorde de expansão da capacidade instalada da matriz elétrica de 7 GW, em que 6,2 GW eram provenientes da energia solar e eólica, as quais ganharam grande destaque no setor elétrico (Gov.br, 2023).

Nos leilões de energia realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a fonte de energia solar aumentou sua competitividade em relação às demais gerações de energia. Até dezembro de 2018, a energia solar era reconhecida como a mais dispendiosa nos leilões, porém, essa dinâmica alterou-se.

Hoje tem-se um cenário em que a fonte de energia solar ganhou a marca de segundo lugar na matriz energética brasileira, ainda que a energia eólica também tenha crescido desde 2018. A Figura 1 vislumbra a participação das fontes na capacidade instalada do Brasil.

Figura 1- Matriz elétrica brasileira de 2024.



Fonte: ABSOLAR.

A energia solar está com 27,8 GW em operação e desde 2012, quando a REN (Resolução Normativa) 482 entrou em vigor, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia por meio de fontes renováveis ou de cogeração, inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Esse fato está relacionado diretamente a mini e microgeração distribuídas de energia elétrica, as quais podem se aliar a economia financeira, consciência socioambiental e a autossustentabilidade (GAZETA DO POVO, 2023). A Figura 2 indica um exemplo de uma minigeração fotovoltaica.

Figura 2- Representação de uma minigeração distribuída fotovoltaica.



Fonte: Canal solar,2023.

Em janeiro de 2022, a promulgação da Lei 14.300/22 representou um marco significativo na regulamentação da mini e microgeração de energia no Brasil. Essa medida instituiu a taxação progressiva dos créditos gerados por sistemas conectados à rede elétrica (sistema *on-grid*). Com a implementação da lei, o sistema adquiriu maior resiliência em relação às flutuações do mercado, configurando uma conquista relevante para o setor.

A partir de 7 de janeiro de 2023, a nova legislação estabeleceu que os consumidores recém-integrados ao sistema estarão inicialmente sujeitos a uma taxação de 15%, com uma progressão gradual em função do excedente de energia gerado. É importante destacar que os produtores que tiveram seus sistemas homologados, antes da data de sanção da lei, estarão isentos de taxação até 2045 (GAZETA DO POVO, 2023).

Por isso, a principal alteração promovida pela nova legislação, comumente referida como "taxação do sol", modifica a estrutura tarifária das contas de energia elétrica. De acordo com a Lei 14.300/22, a energia gerada e injetada na rede estará sujeita

a descontos progressivos. Para o ano de 2024, esses descontos chegam a 30%, o que significa que, caso se injeta 1.000 kWh na rede, apenas 700 kWh serão utilizados para abater na conta de energia (SOLARES, 2024; CLICK PETRÓLEO E GÁS, 2024).

Nos próximos anos, os descontos vão aumentar gradualmente, podendo alcançar até 90% em 2028. É importante destacar que a energia excedente gerada e não utilizada pode ser armazenada como crédito por até cinco anos. No entanto, se esses créditos forem transferidos para outra instalação, eles também estarão sujeitos ao mesmo esquema de descontos (SOLARES, 2024).

É importante destacar também sobre a atualização da REN 482 no ano de 2015, a qual passou a ser nomeada como REN 687, já que passou a estabelecer os novos limites de potência da minigeração em 75 kW e da microgeração em 5 MW.

Antes da publicação da REN 482, a geração distribuída no Brasil restringia-se basicamente as instalações não conectadas à rede elétrica (sistema *off-grid*), as quais dependiam de baterias que prevalecem em instalações localizadas em comunidades rurais e/ou isoladas, por exemplo, nas regiões Norte e Nordeste do país. Hoje, no ano de 2024, predomina-se as instalações conectadas à rede (sistema *on-grid*) e as instalações híbridas que apresentam duas ou mais fontes de geração e armazenamento de energia distintas. Vale ressaltar que os sistemas híbridos podem ser classificados também como a operação conjunta do sistema *on-grid* e *off-grid* (Souza, A. C., 2016).

No que tange a utilização das baterias juntamente com os sistemas *on-grid*, elas permitem armazenar o excesso de energia gerada pelos painéis solares durante o dia, especialmente em períodos de alta produção (como dias ensolarados). Esse excedente pode ser usado posteriormente, quando a produção solar é baixa ou inexistente.

Assim, o foco deste trabalho é avaliar a viabilidade técnica acerca da implementação de um *BESS- Battery Energy Storage System*, suprido por um sistema de geração solar fotovoltaica para descarregar no horário de ponta de uma instalação de médio porte.

1.1- Objetivo

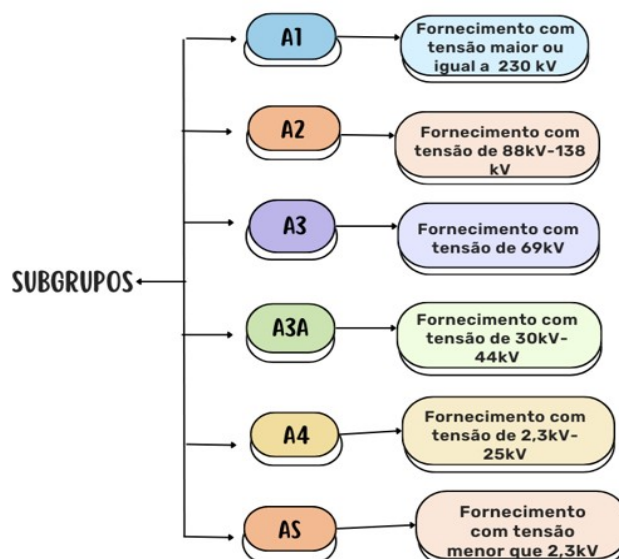
Este trabalho propõe a integração de baterias carregadas por um sistema fotovoltaico, com o intuito de reduzir em dois terços a demanda contratada no horário de ponta de uma instalação de médio porte, classificada no subgrupo A4 de tarifação. Além disso, realizar uma análise econômica dos custos com a aquisição dos equipamentos elétricos que compõem o sistema de armazenamento de energia, isto é, das baterias.

1.2- Contextualização

Tendo em vista REN 482, verifica-se que a quantidade de energia gerada em um determinado mês, caso seja superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes, ou até mesmo ser retribuído de forma monetária. De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que seja na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2018).

Outra inovação da norma está relacionada à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores (ANEEL, 2018). A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, assim, incentivando a instalarem uma micro ou minigeração distribuída e, por fim, utilizarem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados (ANEEL, 2018).

Um ponto importante a ser destacado é a tarifação das instalações de médio porte que são os consumidores do grupo A, os quais são divididos em subgrupos de acordo com o fornecimento de tensão, conforme exemplifica a Figura 3. As tarifas são divididas em azul e verde, em que a verde possui um preço único de kWh na demanda contratada, já a tarifa azul é dividida em horários de ponta e fora de ponta em que essas tarifas têm valores diferentes durante o dia. O horário de ponta, via de regra, tem o preço mais elevado, devido ao fato de o sistema interligado estar mais sobrecarregado (ANEEL, 2023).

Figura 3 - Subdivisão do grupo tarifário A.

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Em resumo, observa-se na Figura 4 as subdivisões do grupo tarifário A, conforme aplicadas pela CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), com destaque para a precificação das tarifas nas modalidades azul e verde. Esses grupos tarifários refletem diferentes faixas de consumo e horários de uso, proporcionando alternativas para otimização de custos aos consumidores industriais e comerciais atendidos pela distribuidora mineira.

Figura 4- Tarifas da CEMIG de 2024.

Grupo A - Média e Alta Tensão			
Tarifa VERDE			
Subgrupo Tarifário	Demanda		
	Preço (R/kW)		
A3a (30 kV a 44 kV)	19,19		
A4 (2,3 kV a 25 kV)	19,19		
A5 (Subterrâneo)	18,76		
Subgrupo Tarifário	Energia		
	Ponta	Fora Ponta	
	Preço (R/kWh)	Preço (R/kWh)	
A3a (30 kV a 44 kV)	2,00185	0,41368	
A4 (2,3 kV a 25 kV)	2,00185	0,41368	
A5 (Subterrâneo)	2,83232	0,45572	
Tarifa AZUL			
Subgrupo Tarifário	Demanda		
	Ponta	Fora Ponta	
	Preço (R/kW)	Preço (R/kW)	
A2 (88 kV a 138 kV)	17,46	8,18	
A3 (69 kV)	29,36	10,53	
A3a (30 kV a 44 kV)	58,51	19,19	
A4 (2,3 kV a 25 kV)	58,51	19,19	
A5 (Subterrâneo)	91,02	18,76	
Subgrupo Tarifário	Energia		
	Ponta	Fora Ponta	
	Preço (R/kWh)	Preço (R/kWh)	
A2 (88 kV a 138 kV)	0,54110	0,37203	
A3 (69 kV)	0,56679	0,38771	
A3a (30 kV a 44 kV)	0,58276	0,41368	
A4 (2,3 kV a 25 kV)	0,58276	0,41368	
A5 (Subterrâneo)	0,62480	0,45572	

(**) Tarifas sem impostos (ICMS, PIS/PASEP, COFINS e Contribuição Iluminação pública)

Fonte: CEMIG, 2024.

É importante distinguir as bandeiras tarifárias e as tarifas propriamente ditas, que representam a maior parte da conta de energia e dão cobertura aos custos relacionados à geração, transmissão e distribuição, além dos encargos setoriais. As bandeiras tarifárias refletem os custos variáveis da geração de energia elétrica (ANEEL, 2023).

Antes da implementação das bandeiras tarifárias, as variações nos custos só eram repassadas no reajuste seguinte, o qual poderia ocorrer em até um ano. Com a introdução das bandeiras, os consumidores passam a ser informados imediatamente sobre as variações nos custos da energia no momento em que ocorrem. Desde o ano de 2015, quando as bandeiras tarifárias foram implementadas, as condições hidrográficas determinam as modalidades das bandeiras tarifárias que são divididas em verde, amarela e vermelha, como as cores do semáforo, e indicam se haverá ou não algum acréscimo a ser repassado ao consumidor final, em função das condições da geração de energia (ANEEL, 2023).

As características de cada modalidade são dadas da seguinte forma:

- 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\$ 0,01885 para cada kWh consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,04463 para cada kWh consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,07877 para cada kWh consumido.

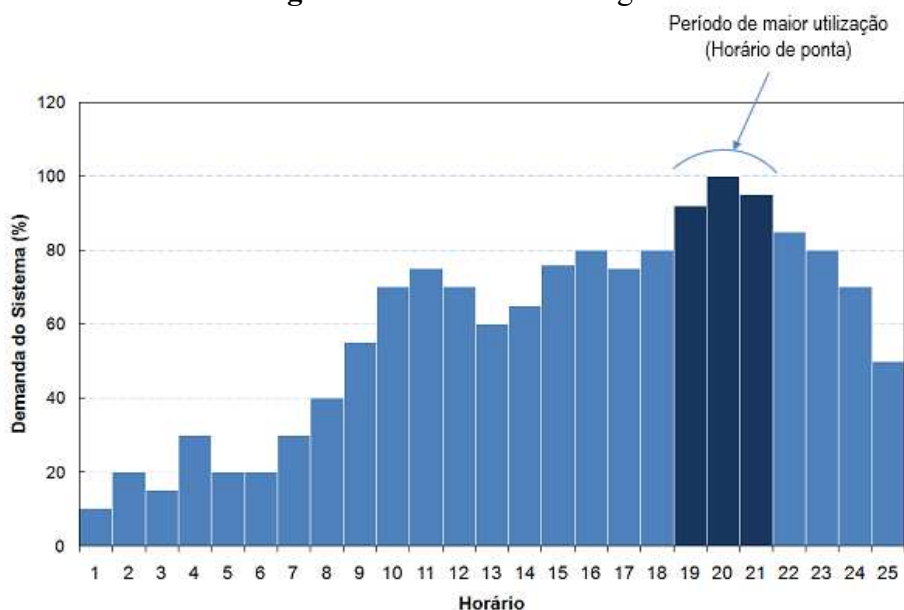
Evidencia-se, portanto, que todos os consumidores do sistema interligado estão passíveis aos sistemas de bandeiras tarifárias, com restrição daqueles que estão em sistemas isolados (ANEEL, 2023). Essa situação pode ser observada a partir da Figura 5 que ilustra a tarifação das bandeiras tarifárias.

Figura 5- Precificação das bandeiras tarifárias.

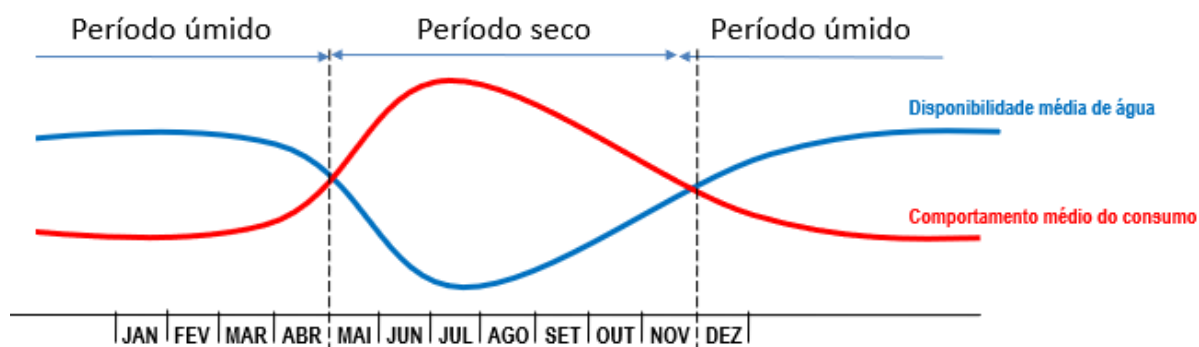
A4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - 2,3 KV A 25 KV	DEMANDA R\$/KW	BANDEIRA VERDE - CONSUMO R\$/KWH	BANDEIRA AMARELA - CONSUMO R\$/KWH	BANDEIRA VERMELHA 1 - CONSUMO R\$/KWH	BANDEIRA VERMELHA 2 - CONSUMO R\$/KWH
Demanda Ponta	66,23	(*)	(*)	(*)	(*)
Demanda Fora de Ponta	22,23	(*)	(*)	(*)	(*)
Demanda Ultrap. Ponta	132,46	(*)	(*)	(*)	(*)
Demanda Ultrap. F. Ponta	44,46	(*)	(*)	(*)	(*)
Cons. Ponta	165,88	0,16588	0,184730	0,210510	0,244650
Cons. Fora Ponta	165,88	0,16588	0,184730	0,210510	0,244650
Geração	11,46	(*)	(*)	(*)	(*)

Fonte: CEMIG, 2024.

De maneira simplificada, há duas divisões na estrutura tarifária brasileira: uma referente à demanda do sistema (Figura 6), ou seja, com tarifas distintas para diferentes horários do dia, e a outra relacionada à disponibilidade de água, cujas as tarifas variam a cada mês do ano de acordo com a sazonalidade, incluindo períodos secos e úmidos, conforme apresenta a Figura 7.

Figura 6- Demanda de energia.

Fonte: Material de aula do professor José Rubens Macedo Jr.

Figura 7- Disponibilidade média da água.

Fonte: Material de aula do professor José Rubens Macedo Jr.

No regime tarifário horossazonal adotado pela CEMIG, o cálculo da energia consumida no horário de ponta (Figura 6) segue uma metodologia específica. O horário de ponta é o período de maior demanda elétrica, normalmente entre 17:00 e 20:00, em dias úteis. O consumo de energia nesse intervalo é registrado por medidores eletrônicos que operam em blocos de 15 minutos.

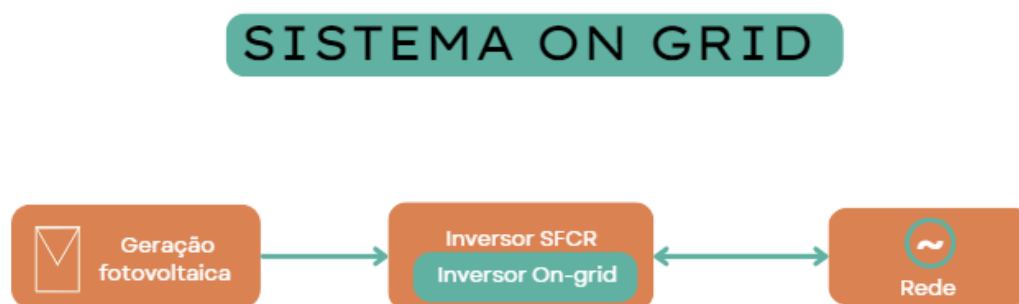
O consumo total no horário de ponta é obtido somando-se o consumo registrado durante os blocos de 15 minutos ao longo das três horas diárias. Por exemplo, se o consumo em cada bloco for de 10 kWh, o consumo diário no horário de ponta será 120 kWh ($10 \text{ kWh} \times 12 \text{ blocos}$). Para um mês típico de 22 dias úteis, o consumo total será 2.640 kWh.

A tarifa no horário de ponta é significativamente mais alta que a fora de ponta, podendo ser até quatro vezes maior, o que incentiva a redução do consumo nesse período. Além do consumo, é medido também a demanda de potência, e caso a demanda contratada seja ultrapassada, o consumidor paga uma penalidade denominada Demanda de Ultrapassagem. O faturamento final detalha o consumo e a demanda para os períodos de ponta e fora de ponta, refletindo a diferença de custos (CEMIG, 2023).

2- Composição do Sistema fotovoltaico

O Sistema fotovoltaico pode ser classificado de três formas: *on-grid*, *off-grid* e híbrido. Em um sistema *on-grid*, a instalação é composta por módulo fotovoltaico, inversor e medidor conectados à rede elétrica, como ilustra a Figura 8.

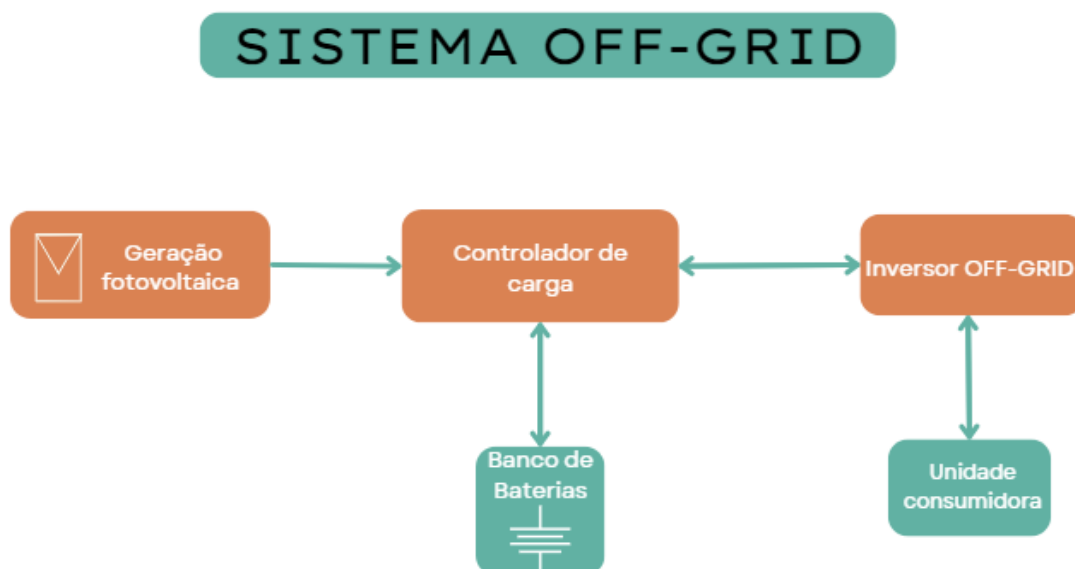
Figura 8- Esquemático do sistema *on-grid*.



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

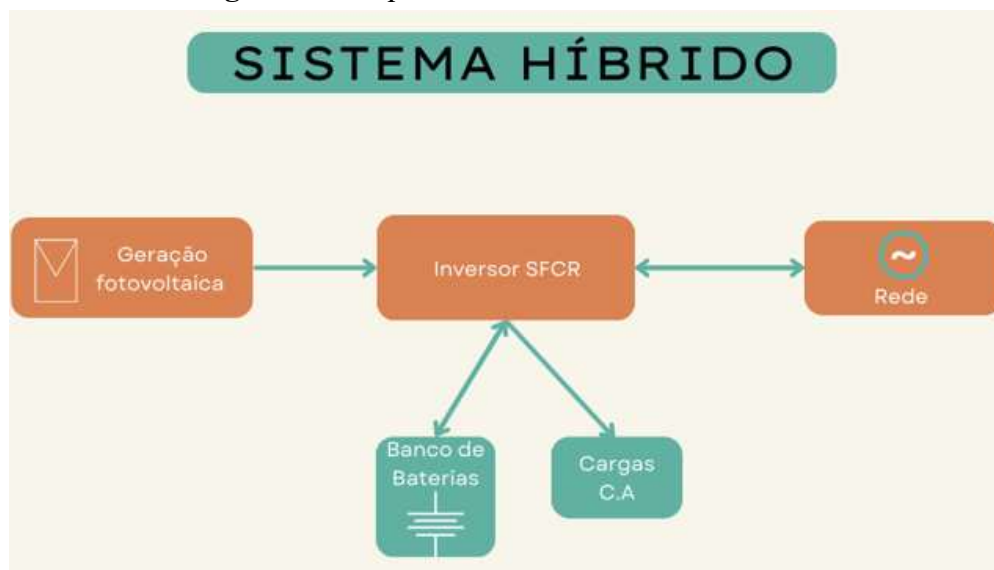
Em um sistema *off-grid* tem-se a presença, além do módulo inversor, há um controlador de carga e as baterias são acrescentadas, conforme demonstra a Figura 9:

Figura 9- Esquemático do sistema *off-grid*.



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Ao considerar que o sistema *off-grid* não possui conexão com a rede elétrica, ele não sofrerá influência das perturbações que são iminentes de ocorrer no dia a dia. O sistema híbrido combina características dos sistemas *on-grid* e *off-grid*, utilizando baterias em conjunto com a rede elétrica, conforme exemplifica a Figura 10.

Figura 10- Esquemático do sistema Híbrido.

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Os sistemas *on-grid* permitem que o consumidor reduza sua conta em até 95%, com o investimento baixo, pois não há a necessidade da utilização das baterias acopladas ao seu sistema, além de haver um aparceramento com a distribuidora de energia e o sistema de compensação, porém uma das desvantagens desse sistema é a interrupção do fornecimento de energia que ocorre quando há queda de tensão significativa na rede. (Blue sol, 2016).

Sistemas *Off-grid* são independentes da rede de energia, 100% da sua energia é produzida pelos painéis solares e armazenados nas baterias do sistema (SAE - Sistema de Armazenamento de Energia). Em especial, as baterias de íon-Lítio que detêm mais de 80% do mercado de baterias estacionárias, possuem melhores desempenhos das demais (Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio, íon de Sódio, bateria de fluxo) (Távora, G. P, 2016), com a melhor segurança por serem mais resistentes à sobrecargas e por não apresentarem válvula de pressão. Além disso tais as baterias de íon-Lítio requerem pouca manutenção. No entanto, o custo desse sistema ainda é mais elevado que os sistemas *on-grid* e híbrido, dependendo da capacidade de armazenamento de seu sistema de geração de energia (Blue sol, 2016).

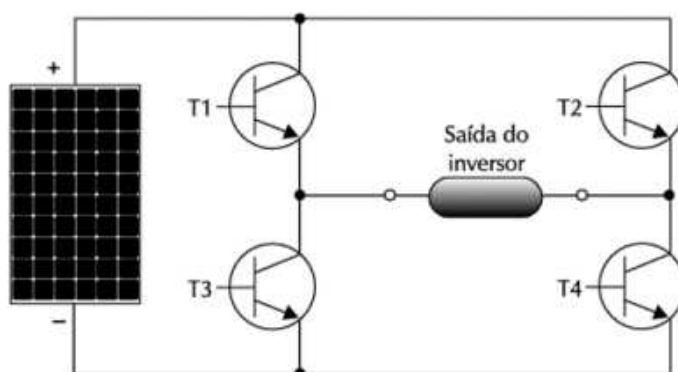
Nos sistemas híbridos (*on-grid* e *off-grid*) além da redução de 95% do valor da fatura de energia, eles detêm menos baterias que um sistema *off-grid*, ao reduzirem, o valor do investimento nesse tipo de sistema por não precisarem de escalar baterias, a regulação da frequência e além do fato de não haver a “taxação do sol”, pois não há a

comparticipação da compensação, o restante da energia que não for utilizada é armazenado nas baterias (Blue sol, 2016).

A partir de 2015, com a tecnologia íon-lítio empregada pela Tesla, por meio da *Powerwall*, o mercado das baterias estacionárias sofreu mudanças significativas diante da apresentação da primeira bateria solar de armazenamento residencial. A empresa já utilizava dessa tecnologia nas baterias de seus carros elétricos, assim como a tecnologia de seus celulares, a *Powerwall* foi apresentada como a peça que faltava para uma perfeita integração energética, geração, armazenamento e, por fim, carregamento (Portal solar, 2016). A evolução das baterias estacionárias ao longo dos anos tem impactado na redução em seu custo no mercado e na melhoria do seu desempenho, o que poderá proporcionar a substituição dos geradores a diesel no Brasil, que são caros, poluentes e barulhentos. Vale destacar que esses geradores podem ser encontrados nos sistemas híbridos de geração de energia elétrica e em indústrias em caso de subtensão (Hesse, H. C. et al., 2017).

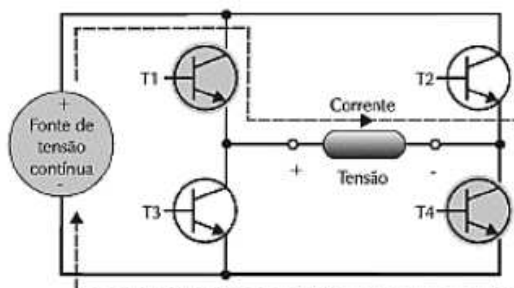
Além disso, muitos consumidores em média tensão, especialmente nas regiões Norte e Nordeste, pagam tarifas elevadíssimas no horário de ponta e as baterias ajudarão a reduzir esses custos, porque poderão ser despachadas durante os períodos em que a demanda contratada tenha um custo mais elevado. Baterias também serão um ativo valioso para as distribuidoras, além de melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, o armazenamento permite a expansão mais eficiente das redes de distribuição, ao aliviar os picos de demanda em momentos de consumo elevado (Souza, A. C., 2020). Assim, o consumidor e o empreendedor brasileiro ampliam mais o seu poder de decisão, ao utilizarem o sistema de geração fotovoltaico em conjunto com as baterias conectadas à rede elétrica nos períodos mais vantajosos, além de se protegerem das elevadas faturas do consumo de energia elétrica (Portal solar, 2016).

O inversor em um SFV (Sistema Fotovoltaico) tem como função básica de converter a corrente contínua que é gerada pelas células fotovoltaicas em corrente alternada, os módulos fotovoltaicos geram corrente contínua que difere do padrão adotado da rede elétrica, dessa forma, torna-se necessário o inversor para inverter a corrente recebida tanto das placas quanto das baterias, de contínua para alternada (Souza, A. C., 2016). O princípio de funcionamento do inversor pode ser decorrente do conversor CC-CA de topologia ponte completa (*full bridge*). Essa configuração integra quatro transistores: T1, T2, T3 e T4, que são ligados à carga em ponte, conforme mostrado na Figura 11.

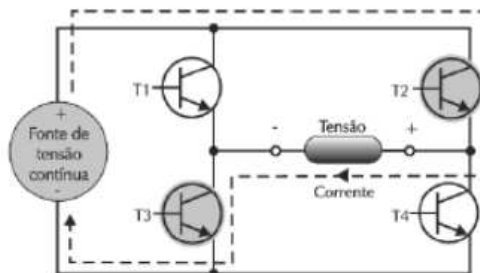
Figura 11- Estrutura *full bridge*.

Fonte: VILLALVA, 2012.

Os transistores são chaves eletrônicas que permitem ou cessam a passagem de corrente de acordo com o estado de condução, sendo acionadas em pares e de forma alternada, com uma frequência fixa, alterando a polaridade da tensão na carga. A Figura 12 e a Figura 13 ilustram esse princípio de funcionamento (VILLALVA, 2012).

Figura 12- Transistores T1 e T4 conduzindo

Fonte: VILLALVA, 2012

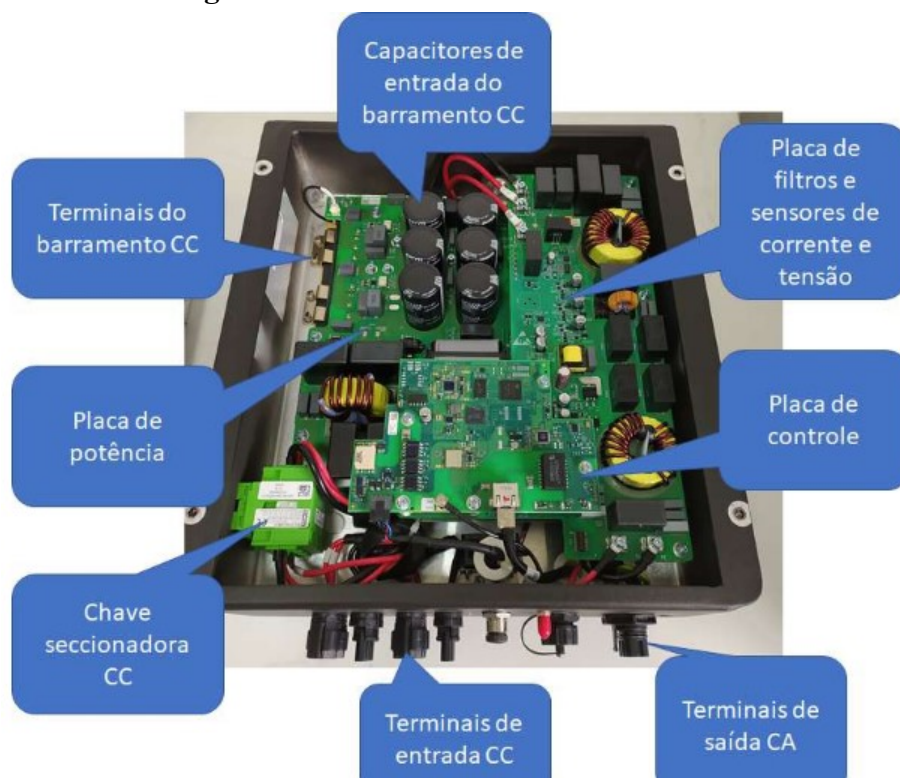
Figura 13- Transistores T2 e T3 conduzindo

Fonte: VILLALVA, 2012

Ao ter acesso a parte interna do inversor, encontra-se em sua estrutura básica: transistores de potência, placa de controle do microprocessador, filtros de entrada e saída

e sistemas auxiliares de interface de comunicação no *hardware* do inversor, além de ter sistemas de controle e proteção embutidos na programação do microprocessador (Blue Sol, 2021), conforme exibe a Figura 14:

Figura 14- Parte interna de um inversor.



Fonte: Canal Solar

Segundo a norma NBR 16149 que relata sobre as características para a interface de Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição, determina o modo como os inversores fotovoltaicos devem se comportar ao interagirem com a rede elétrica de baixa tensão. Vale salientar que em alguns países da Europa (seria bom exemplificar), o inversor tem adicionalmente a função de regular a tensão através da absorção ou injeção de reativos presentes na rede, assim como, corrigir o fator de potência e funcionar como um filtro ativo com o intuito de colaborar na estabilidade da rede. Além disso, pode diminuir a gestão de potência ativa em função do aumento da frequência e ajudar a amenizar os afundamentos de tensão provocados por curto circuitos na rede, o que também é um atrativo para a implementação no Brasil (Amzsolar, 2020).

No território brasileiro, além dessa norma NBR 16149, deve-se seguir também as normas NBR 16150 que abordam sobre Sistemas fotovoltaicos (SFV) – Características da Interface com a Rede Elétrica Pública de Baixa Tensão - Procedimento de Ensaio de

Conformidade, que fornecem esquemas do Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho (ANEEL, 2021).

Em um sistema *off-grid* o inversor autônomo tem a principal função de alimentar diretamente as cargas, ao retirar a energia das baterias. Verifica-se, também, que o inversor de um sistema *off-grid* não pode ser colocado em um sistema *on-grid*, pois eles não são projetados para interagirem com o sinal de corrente alternada da rede (Blue Sol, 2021).

No caso do sistema *on-grid*, os inversores interativos são projetados para comunicarem-se com a rede, e dessa forma, devem ser capazes de fornecer a corrente alternada da forma mais perfeita possível, além de detectarem anomalias na rede, como: as quedas de tensão elevada, já que nesse caso o inversor pode se desligar automaticamente (Souza, A. C., 2020). Nos inversores híbridos que, frequentemente, são compostos por dois inversores dentro de uma mesma carcaça, por terem que apresentar características dos inversores autônomos e interativos. Sendo assim, são conectados à rede e ao banco de baterias, apresentando comportamentos específicos dos dois inversores. Por exemplo, se houver queda de tensão na rede, a parte interativa vai se desconectar automaticamente, enquanto a parte autônoma continuará alimentando as cargas ininterruptamente, enquanto houver energia nas baterias (Soares, L. T. F., 2023).

Por isso, o controlador de carga está presente somente nos sistemas *off-grid* e tem como função monitorar o fluxo elétrico entre as baterias e os módulos fotovoltaicos. Ele impede que seja enviada energia a bateria quando ela estiver cheia e evita as correntes reversas, que é quando a bateria envia energia de volta para os módulos, além de evitar sobrecargas (Blue Sol, 2021). As baterias são recarregáveis e podem receber a energia excedente, ou seja, que não é consumida pela carga local, assim, armazenam para fornecer ao sistema em tempos de baixa produção de energia (Soares, L. T. F., 2023).

3- Descrição sobre a Usina Fotovoltaica a ser analisada

Em 2021, a Universidade Federal de Uberlândia (UFU) implementou um projeto de eficiência energética que culminou na instalação de uma usina fotovoltaica com capacidade nominal para gerar até 525.360 kWh por ano, sem considerar as variações mensais na geração de energia. Essa usina apresenta uma potência instalada total de 391,84 kWp, composta por 992 módulos fotovoltaicos de 395 W cada.

O sistema fotovoltaico (SFV) também conta com quatro inversores trifásicos, cada um com capacidade de 75 kVA. Como resultado da implementação desse projeto, a UFU alcançou uma economia significativa de R\$ 262.680,00 na fatura de energia elétrica. Adicionalmente, essa iniciativa foi crucial, uma vez que a universidade havia atingido o limite de carga instalada em 2021, o que a levaria a buscar alternativas mais onerosas, conforme destacado pelo reitor João Jorge Damaceno (Comunica UFU, 2023).

Um ponto a ser considerado para um projeto futuro é a implementação das baterias sendo carregadas pela usina já instalada. Isso ajudará a reduzir os custos de energia nos horários de ponta, já que as baterias podem descarregar nesses períodos em que a demanda contratada é mais onerosa. Além disso, outro benefício é a diminuição da dependência do grupo motor diesel, em situações de perda da rede, que implica na redução da emissão de CO_2 na atmosfera.

A evolução das baterias estacionárias ao longo dos anos tem impactado na redução em seu custo no mercado e na melhoria do seu desempenho, o que poderá proporcionar a substituição dos geradores a diesel no Brasil, que são caros, poluentes e barulhentos (Portal solar, 2016).

3.1- Sistema de Armazenamento de Energia (SAE)

A influência dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) cresceu de forma gradual nos últimos anos, em função da descontinuidade de geração de energia, por fontes renováveis não convencionais (eólica e solar), em que a integração dessas matrizes em larga escala dependerá fortemente do armazenamento de energia. As atividades de pesquisa e desenvolvimento estão focadas na busca por tecnologias eficientes de armazenamento energético que apresentem perspectivas de redução de custos (CEPEL, 2018).

As funções de armazenamento dos sistemas *off-grid* e híbrido implicam na redução da intermitência nas fontes renováveis não convencionais, no suprimento de energia durante as falhas/ desligamentos do sistema, reforço no fornecimento de energia nos horários de pico e contribuição na estabilidade de tensão e frequência da rede (Blue Sol, 2023).

As baterias utilizadas nos sistemas de geração de energia fotovoltaica são as estacionárias que anteriormente utilizavam a tecnologia de chumbo-ácido, as quais são as mesmas das baterias automotivas que recebem esse nome justamente em razão das

baterias fiquem “estacionadas”. As tendências atuais consistem na demanda por baterias de íon-lítio (Li-Ion) que crescem de forma considerável e acompanhadas pela delimitação dos custos em decorrência dos Veículos Elétricos (VEs). (CEPEL, 2018).

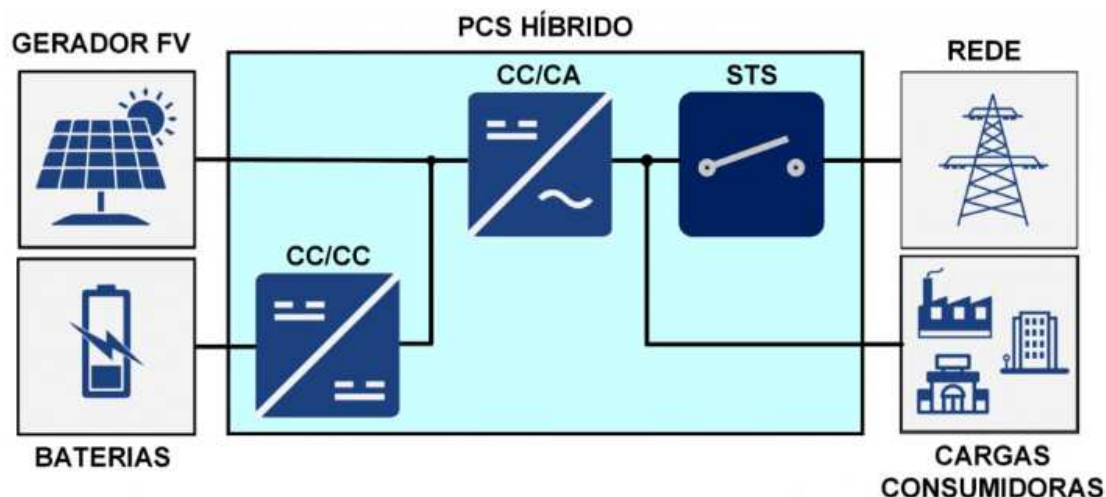
É evidente o avanço de diversas tecnologias de armazenamento de energia, como o Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (*BESS – Battery Energy Storage System*). Simplificadamente, o *BESS* pode ser descrito como um contêiner composto por baterias e um inversor de tensão que permite o acoplamento com a rede elétrica. Ele trabalha como *backup* fornecendo energia para o sistema em caso de falha na rede (Canal Solar, 2022).

Dentre as aplicações do *BESS*, além da operação como *backup*, estão o *energy time-shift*, *peak shaving* e o auto consumo local. A função *energy time-shift* (ou deslocamento de energia no tempo) refere-se à capacidade de armazenar energia quando a demanda ou o custo da eletricidade é baixo (por exemplo, durante o período de menor consumo) e liberá-la quando a demanda ou o custo é mais alto (em horários de pico).

Já a função *peak shaving* permite reduzir picos de demanda de energia elétrica em determinados momentos, ajudando a suavizar o consumo. E, por fim, a função auto consumo local é admitir que a energia gerada por fontes locais, como painéis solares ou turbinas eólicas, seja armazenada e consumida diretamente pelo próprio consumidor. Isso proporciona maior independência energética e otimização do uso de energia renovável.

Como a gama de aplicações é muito ampla, os contêineres podem ter configurações modulares de conversores de potência, permitindo um armazenamento de 52 kWh até 3,3 MWh (por contêiner) (PHB Solar, 2021). A Figura 15 mostra a topologia de um sistema de geração fotovoltaica *on-grid* em conjunto com o *BESS*.

Figura 15 - Topologia da geração fotovoltaica com armazenamento de energia.



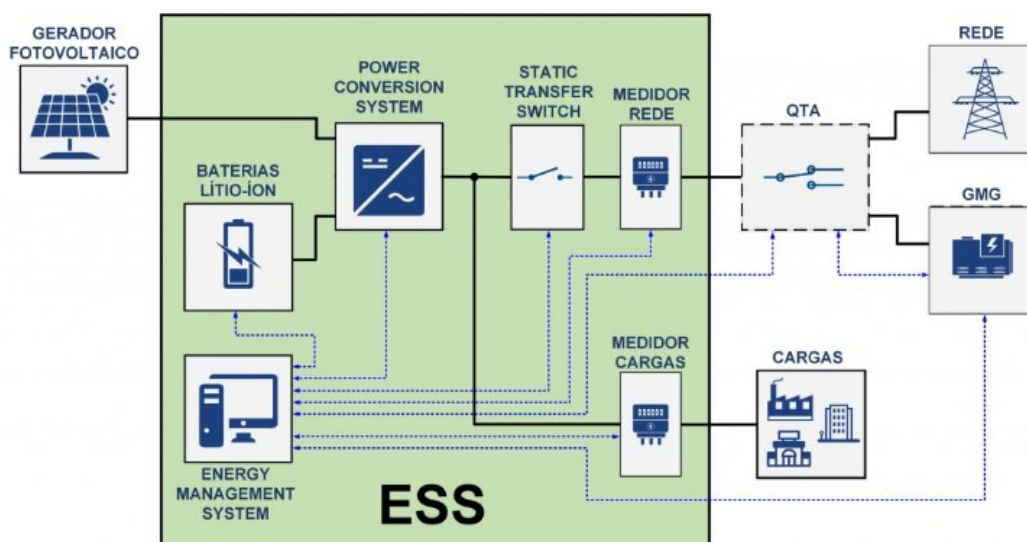
Fonte: Canal Solar, 2022.

A partir dessa topologia (Figura 15), o *PCS* (*Power Conversion System*) é tratado como híbrido na configuração em que os conversores *CC/CC*, *CC/CA* e *STS* (*Static Transfer Switch* - chave de transferência estática) estão instalados em um único barramento, o que do ponto de vista econômico é uma opção melhor (Canal Solar, 2022).

A Figura 16 apresenta o cenário completo em que o *ESS* (*Energy Storage System*) da PHB Solar é composto por dois elementos principais: o *PCS* (*Power Conversion System*) e o banco de baterias. Além disso, o sistema conta com recursos de segurança patrimonial, como câmeras e alarmes, sistema de combate a incêndios, climatização e um sistema de controle e monitoramento, tanto local quanto remoto, por meio do *EMS* (*Energy Management System*) (PHB Solar, 2021).

O sistema utiliza baterias de íons de lítio (LiFePO_4 – Lítio-Ferro-Fosfato) e é equipado com um sistema de gerenciamento de baterias (*BMS* – *Battery Management System*), que monitora cada célula do banco para garantir a operação segura, respeitando os limites de tensão, corrente e temperatura. Dependendo das necessidades específicas de cada projeto de *ESS*, outras tecnologias de baterias, como chumbo-ácido, também podem ser aplicadas (PHB Solar, 2021).

Figura 16- Configuração mais abrangente do sistema Fotovoltaico com o BESS.



Fonte: Canal Solar, 2022.

3.2- Estudo de Caso - Dimensionamento das Baterias

Inicialmente, a Figura 17 apresenta um fluxograma que resume de forma breve a análise realizada no estudo.

Figura 17- Fluxograma da análise do estudo.



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

É fundamental explicitar que o dimensionamento do banco de baterias não visa suprir integralmente todas as cargas instaladas da UFU, assim como a usina solar do campus o qual é composta por 992 módulos fotovoltaicos que corresponde uma capacidade total de 391,84 kWp. Além disso, no processo de dimensionamento das baterias foi considerada uma irradiação solar média de 5,5 horas diárias, conforme informa o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB, 2024). Para obter a média diária de geração de energia de uma usina solar com 992 placas de 395 W, pode-se seguir um processo mais detalhado, considerando fatores reais do sistema fotovoltaico os quais serão destacados a seguir (HOSSAIN, 2018).

No que tange a potência total da usina (P_T), ela é calculada pela soma das potências das placas, conforme demonstra matematicamente a equação (1):

$$P_T = 0,395kWp_{(por\ placa)} * 992 = 391,84 kWp \quad (1)$$

Para o cálculo da energia gerada diariamente (E_{GD_SF}), considerou-se uma média de 5,5 horas de sol pleno por dia em Uberlândia. Assim, a energia gerada pela usina pode ser calculada utilizando a equação (2):

$$E_{GD_SF} = 391,84kWp * 5,5h/dia = 2.155,12 kWh/dia \quad (2)$$

Para calcular a energia gerada diariamente de forma mais assertiva é necessário considerar as perdas do sistema fotovoltaico, que variam entre 15% e 20%. Essas perdas podem ser atribuídas a fatores como temperatura, sujeira, ineficiência dos inversores e cabos, entre outros. Neste cálculo, será adotado uma perda de 15%, portanto, a energia gerada diariamente pela usina é obtida pela equação (3) (KALEEM, 2003).

$$E_{GD_SF} = E_{GD_SF} * 0,85 = 1.831,85 kWh/dia \quad (3)$$

O objetivo do banco de baterias proposto é complementar o sistema de geração existente, de modo a atender aproximadamente dois terços da demanda durante o horário de ponta. Isso resultará na redução da demanda contratada e na prevenção de ultrapassagens, evitando, assim, penalidades financeiras, o que comprova a viabilidade econômica do sistema. Adicionalmente, as baterias serão descarregadas em um período em que a geração do sistema fotovoltaico (SFV) é menos eficiente, reduzindo a dependência da rede elétrica. Vale destacar que, embora o sistema já esteja instalado na

instituição, ele ainda não entrou em operação devido as pendências internas com a concessionária de energia.

Os parâmetros de cálculo foram obtidos a partir do histórico de consumo da fatura de energia do Campus Santa Mônica da UFU (Figura 18).

Figura 18- Histórico de consumo da instalação.

Histórico do Consumo					
Mês/Ano	DEMANDA (kW)		ENERGIA (kWh)		HR
	HP	HFP	HP	HFP	
OUT/23	1.540	1.820	64.400	453.600	0
SET/23	1.526	1.834	57.400	420.000	0
AGO/23	1.134	1.344	50.400	343.000	0
JUL/23	826	952	32.200	263.200	0
JUN/23	826	952	39.200	280.000	0
MAI/23	938	1.106	53.200	359.800	0
ABR/23	1.050	1.288	50.400	373.800	0
MAR/23	1.092	1.470	43.400	326.200	0
FEV/23	1.134	1.456	35.000	295.400	0
JAN/23	1.036	1.274	44.800	327.600	0
DEZ/22	1.022	1.260	40.600	310.800	0
NOV/22	1.120	1.414	46.200	344.400	0
OUT/22	1.162	1.484	49.000	373.800	0

Fonte: Fatura de energia da Instalação.

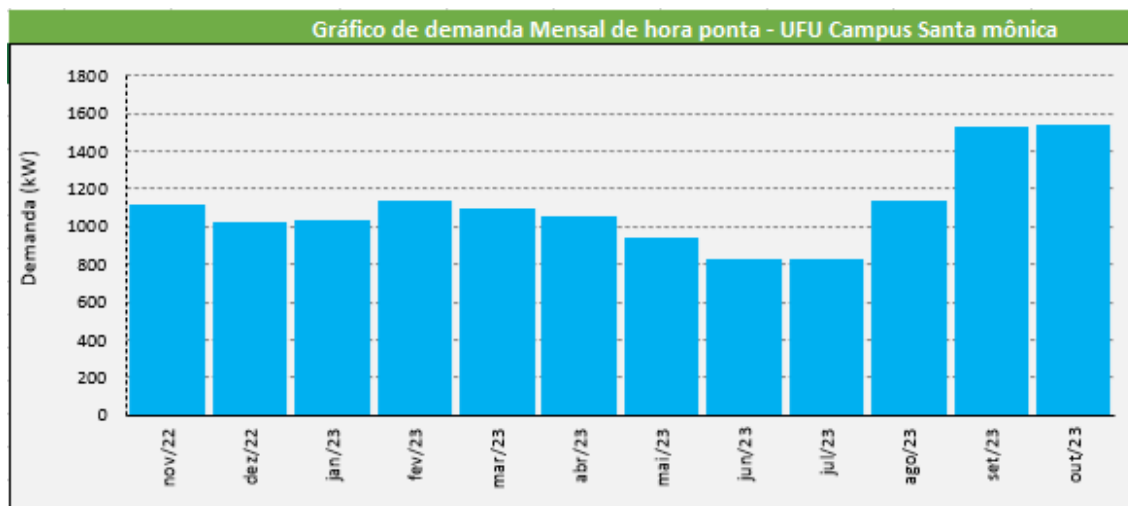
Para a análise, foi escolhido o pior caso entre as demandas de ponta registradas no histórico de consumo entre novembro de 2022 a outubro de 2023. Dessa forma, selecionou-se a demanda de 1540 kW, sobre a demanda contratada de 1800 kW, como detalha a Figura 19.

Figura 19- Demanda contratada da instalação.

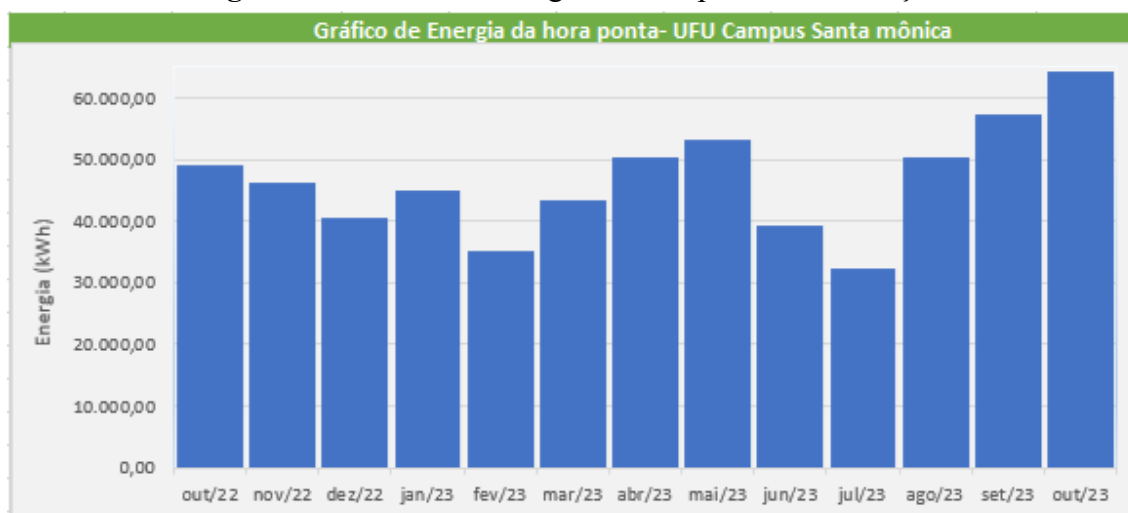
Grandezas Contratadas	
Demanda Fora Ponta	2.300
Demanda Ponta	1.800

Fonte: Fatura de energia da Instalação.

Com base no histórico de consumo, foram construídos gráficos de demanda de energia, conforme ilustram as Figuras 20 e 21.

Figura 20- Gráfico de demanda de hora ponta da instalação.

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Figura 21- Gráfico de energia de hora ponta da instalação.

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Na fatura de energia da CEMIG, mesmo que a demanda registrada (medida) seja inferior à demanda contratada, o valor faturado é baseado na demanda contratada, que representa a potência máxima previamente acordada com a concessionária. Por exemplo, para uma demanda contratada de 1.800 kW e uma demanda registrada de 1.540 kW, o faturamento será feito com base nos 1.800 kW, pois a CEMIG disponibiliza a infraestrutura necessária para atender essa potência, independentemente do uso real (CEMIG, 2023).

A demanda registrada é calculada pela média da potência consumida em blocos de 15 minutos, garantindo precisão na medição e considerando as variações ao longo do dia. Se a demanda registrada for maior que a contratada, o cliente pagará uma taxa

adicional chamada Demanda de Ultrapassagem, geralmente com uma tarifa mais alta (CEMIG, 2023).

Ao considerar os conceitos de faturamento da CEMIG, para o dimensionamento do banco de baterias, utiliza-se o valor da demanda faturada (Dem_{fat}) de 1.800 kW, que corresponde à demanda contratada. Com base nesses fatores, calcula-se a demanda a ser armazenada (Dem_{arm}), suficiente para suprir 2/3 da demanda contratada, levando em consideração o mês de maior consumo durante o horário de ponta (das 17:00 às 20:00), conforme demonstra na equação (4).

$$Dem_{arm} = \frac{2}{3} * Dem_{fat} (kW) = \frac{2}{3} * 1800 = 1200 kW \quad (4)$$

Assim, ao subtrair a demanda a ser armazenada da demanda contratada, obteve-se um valor de 600 kW, que representa a nova demanda a ser contratada pela instituição com a implementação do sistema proposto nesse estudo. Afim de obter o valor de energia necessário para armazenamento (E_{arm}), admite-se um período de autonomia (Per_{aut}) de três horas, equivalente a duração do horário de ponta (das 17:00 às 20:00), e o valor de 1200 kW de demanda a ser armazenada, o qual corresponde aos 2/3 da demanda de maior custo do histórico de consumo (SANTOS, 2022). Logo, obtêm-se o valor da energia necessária para armazenamento, conforme calcula a equação (5)

$$E_{arm} = Per_{aut} * Dem_{arm} = 3 * 1200 = 3600 kWh \quad (5)$$

É fundamental considerar para o estudo a profundidade de descarga (DoD – *Depth of Discharge*), que se refere à porcentagem da capacidade total da bateria para uso antes de ser necessário recarregá-la. O indicador de carga da bateria é informado pelo variável estado de carga (SOC – *State of Charge*). Portanto, considera-se para o cálculo uma profundidade de descarga das baterias de 80%, visando preservar a vida útil do sistema, os fabricantes recomendam que o processo de descarregamento seja interrompido quando o estado de carga atingir 20% (PHB solar, 2021). Assim, o valor da capacidade de armazenamento do BESS (Cap_{BESS}) pode ser calculado, conforme apresenta a equação (6) (ENERGY SAGE, 2024).

$$Cap_{BESS} = \frac{E_{arm}}{DoD} = \frac{3600}{0,8} = 4500 kWh \quad (6)$$

Esse valor representa a quantidade de energia que o banco de baterias precisa fornecer ao longo do período de autonomia, a fim de atender à curva de demanda da instalação. Dessa forma, é possível garantir a operação contínua durante o horário de maior demanda, sem depender da rede elétrica.

É de grande valia ressaltar que a empresa PHB Solar possui um sistema de armazenamento em contêineres, com capacidade máxima de 3300 kWh por unidade (Cap_{cont}) (PHB Solar, 2021). Ao considerar o DoD de 80% na unidade do contêiner, tem-se que a capacidade utilizável do $BESS$ (Cap_U) pode ser calculada matematicamente através da (7).

$$Cap_U = Cap_{cont} * 0,8 = 3300 * 0,8 = 2640 \text{ kWh} \quad (7)$$

A quantidade de contêineres a serem implementados ($Quant_{cont}$) é obtida pela divisão da capacidade da capacidade utilizável da bateria (Cap_U) pela energia que o banco de baterias precisa fornecer ao longo do período de autonomia (Cap_{BESS}), como apresentado matematicamente pela equação (8).

$$Quant_{cont} = \frac{Cap_{BESS}}{Cap_U} = \frac{4500 \text{ kWh}}{2640 \text{ kWh}} = 1,7 \quad (8)$$

Desse modo a partir da equação (8), conclui-se que para armazenar uma energia de 4500 kWh, é necessário adquirir 2 contêineres com capacidade total (E_{cont}) de 3,3 MWh.

Para estimar a quantidade de inversores requeridos, é fundamental considerar que esses dispositivos devem ser dimensionados para a potência que será descarregada pelo banco de baterias durante o período de operação. Para os dois tipos de contêineres, o parâmetro de profundidade de descarga DoD é de 80% e o período de autonomia definido é de três horas (ENEL GREEM POWER, 2024). Assim, a potência do inversor (P_{Inv}) para suprir o container de 3300 kWh em um período de 3 horas (Per_{aut}), pode ser calculada conforme a equação (9).

$$P_{Inv} = \frac{E_{cont}}{Per_{aut}} = \frac{3,3 \text{ MWh}}{3 \text{ h}} = 1100 \text{ kW} \quad (9)$$

Para o sistema projetado neste estudo, verificou-se que, para suprir uma demanda de armazenamento de 4500 kWh, são necessários dois contêineres com capacidade total de 3,3 MWh, o que demanda um inversor com potência na faixa de 2,2 MW. É importante

destacar que, originalmente, a potência calculada para o inversor foi de 1200 kW, considerando a parcela de energia que o sistema *BESS* supriria durante o horário de ponta. No entanto, devido ao arredondamento necessário para adequar a quantidade de módulos *BESS* às potências especificadas pela PHB Solar, recomenda-se especificar um inversor compatível com a capacidade total dos contêineres. Isso permite o aproveitamento integral da energia armazenada, e não apenas a fração destinada a cobrir os 2/3 propostos inicialmente para o horário de ponta.

Para atender à demanda total de potência e considerando as especificações técnicas de cada contêiner, além da análise de custos para a aquisição dos inversores, a configuração que utiliza dois contêineres conectados a um único inversor de 2,2 MW se mostrou mais vantajosa economicamente, em relação a configuração de dois inversores de 1,1 MW. Essa solução é justificada pelo fato de que os custos estimados para inversores nessa faixa de potência variam entre 1,4 e 2,2 milhões de reais, tornando-se uma opção eficiente tanto em termos de investimento inicial quanto de operação (SUNWATTS, 2024). Todos os cálculos estão apresentados de forma resumida na Tabela 1.

Tabela 1- Cálculos para dimensionamento das baterias para 2/3 da demanda.

Período de autonomia (Per_{aut})	3,00 (h)
Demanda faturada de pico (Dem_{fat})	1.800 (kW)
Demanda a ser suprida pelas baterias (Dem_{arm})	1.200 (kW)
Nova demanda a ser contratada	600 (kW)
Energia necessária para suprir (E_{arm})	3.600 (kWh)
Profundidade de Descarga (DoD)	80,00 (%)
Capacidade de armazenamento do <i>BESS</i> (Cap_{BESS})	4.500 (kWh)
Capacidade máxima de armazenamento (Cap_{Cont})	3.300 (kWh)
Capacidade utilizável do <i>BESS</i> (Cap_U)	2.640 (kWh)
Quantidade de contêineres ($Quant_{cont}$)	2
Potência de descarga total (P_{Inv})	2.200 (kW)
Quantidade de inversores	1

Neste momento, efetua-se a análise da viabilidade técnica da instalação do *BESS* na usina já existente, sabe-se que ela tem uma potência de 391,84 kWp e que a energia gerada diariamente considerando as perdas de 15% e as 5,5 horas de irradiação solar, obtém-se o valor de 1.831,85 kWh de energia gerada pela usina. Com esse valor pode-se obter a porcentagem que o *BESS* utilizará do SFV diária (GOMES, 2012). Assim, esse

percentual ($Percent_{SFV}$) é obtido conforme a equação (10), que representa uma regra de 3.

$$Percent_{SFV} = \frac{4.500 \text{ kWh}}{1.831,85 \text{ kWh}} \cdot 100 = 245,65\% \quad (10)$$

O resultado indica que a usina solar da universidade não é suficiente para carregar o sistema *BESS*. A geração estimada da usina fotovoltaica instalada é de apenas 1831,85 kWh/dia (E_{GD_SF}), enquanto o carregamento das baterias demanda 4500 kWh dos 6600 kWh de capacidade total.

Uma alternativa seria a ampliação da capacidade do sistema fotovoltaico (SFV) na UFU, que ainda não está em operação. No entanto, essa expansão exigirá quase que triplicar a capacidade instalada da usina atual, o que inviabiliza economicamente o projeto. A solução mais viável será o carregamento do *BESS* durante os períodos no horário de fora ponta, em especial no período de madrugada em que a demanda é mínima, o que implicará no aumento da demanda contratada para 2500 kW, já que 2200 kW será para carregar as baterias e os 300 kW restante para suprir demais cargas

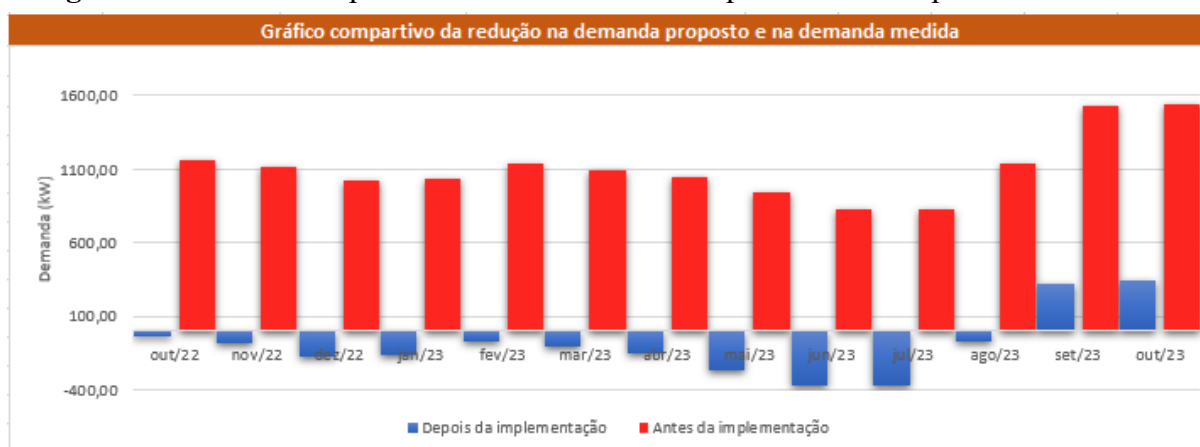
Vale destacar que o dimensionamento considerou o pior cenário de demanda, pois existem meses com valores menores, conforme pode ser verificado no histórico de consumo (Figura 17), assim, as baterias podem ser descarregadas fora dos horários de ponta, dado que a demanda nesses períodos é inferior. Todas as análises supracitadas estão detalhadas na Tabela 2.

Tabela 2- Resumo dos resultados obtidos no procedimento de análise de 2/3 da demanda.

Energia gerada pelo SFV (kWh/dia)
2.155,12
Energia gerada com perdas de 15% (kWh/dia)
1.831,85
Percentual da utilização da energia gerada pelo BESS mensalmente (%)
245,65
Demanda Faturada fora ponta (kW)
2300,00
Potência necessária para o BESS (kW)
2.200
Nova demanda a ser contratada fora ponta (kW)
2500,00

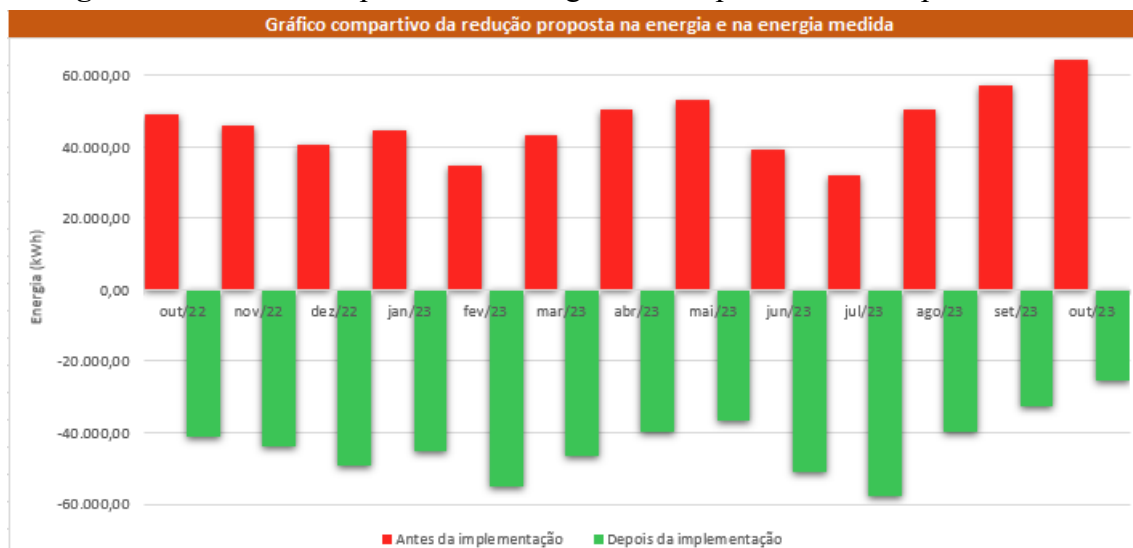
As Figuras 22 e 23 apresentam gráficos comparativos de demanda e energia no horário de ponta, antes e após a implantação do sistema de baterias. Esse sistema será responsável por suprir dois terços da demanda contratada considerando o pior mês de demanda, essa nova projeção reflete a subtração dos valores obtidos no estudo proposto. Para a energia, foi subtraído um total de 90.000 kWh que corresponde 20 dias de geração de 4.500 kWh (pois no final de semana e feriado não é computado como horário de ponta e sim fora ponta), enquanto para a demanda foram reduzidos 1.200 kW, com base nos meses analisados no histórico de consumo.

Figura 22- Gráfico comparativo de demanda de hora ponta antes e depois do *BESS*.



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

É fundamental observar que os valores negativos apresentados na Figura 21 indicam que, ao subtrair o consumo do mês mais crítico, existe a possibilidade de utilizar a energia armazenada em alguns meses fora do horário de ponta. Esse comportamento demonstra a capacidade do sistema de baterias de fornecer energia excedente, o que garante maior flexibilidade no uso da energia armazenada em função das variações sazonais e operacionais da instalação.

Figura 23- Gráfico comparativo de energia de hora ponta antes e depois do BESS.

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Vale frisar que o controle de carga e descarga das baterias é gerido por um controlador de carga, que monitora o estado da bateria para garantir a operação segura. Quando a bateria atinge o limite mínimo de carga, o controlador interrompe a descarga e inicia o processo de carregamento no horário programado, isto é, no período da madrugada, protegendo assim o sistema de danos.

De acordo com um estudo realizado por uma consultoria técnica especializada em energia solar, o custo médio de um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) fabricado nos Estados Unidos para ser entregue em 2024/2025 é de aproximadamente US\$ 256/kWh. Já um BESS produzido na China, destinado ao mercado norte-americano e com previsão de entrega para 2025, tem um custo médio de US\$ 218/kWh, evidenciando a diferença de custos entre mercados. (FERNANDES, 2023). Já no caso dos inversores, que são necessários para aplicações de armazenamento de energia, os preços variam entre 1,4 a 2,2 milhões de reais, dependendo da tecnologia e do fabricante (SUNWATTS, 2024)

Para a análise do retorno sobre o investimento (*payback*), será considerado um custo de US\$ 218/kWh. Com a taxa de câmbio atual de R\$ 5,70 por dólar, isso equivale a R\$ 1.242,6/kWh. O investimento necessário (Inv_{BESS}) para atender a dois terços da demanda de armazenamento durante os horários de ponta, incluindo uma estimativa de preço do inversor dimensionado em R\$ 2,2 milhões, é definida na equação (11)

$$Inv_{BESS} = (R\$1.242,6/kWh * 6600 kWh) + R\$2,2. 10^6 = R\$ 10.401.160 \quad (11)$$

Ao considerar o aumento no consumo de energia de 4500 kWh para o carregamento das baterias e o custo da energia no horário fora de ponta de 0,41368 R\$/kWh, conforme apresentado na Figura 4, é possível estimar o acréscimo anual no custo de energia ($C_{Aumento}$) para o carregamento do sistema de armazenamento (*BESS*). Utilizando 20 dias úteis para o horário de ponta ao longo de 12 meses para a estimativa do custo anual, o cálculo é descrito na equação (12).

$$C_{Aumento} = 0,41368 * 4500 * 20 * 12 = R\$ 446.774,40 \quad (12)$$

A equação considera o custo total anual do carregamento das baterias, ao levar em consideração a carga necessária e o período de tarifação fora de ponta, por possibilitar uma análise precisa do impacto econômico dessa operação sobre o sistema, consequentemente há um aumento no investimento total (Inv_{Tot}) para a implementação do *BESS*, conforme demonstra na equação (13)

$$Inv_{Tot} = R\$10.401.160 + R\$446.774,40 = R\$ 10.847.934,4 \quad (13)$$

A Figura 24 detalha os valores faturados da instalação, assim torna-se possível determinar os valores de economia associados a demanda e consumo de energia elétrica.

Figura 24- Valores faturados da instalação sem o *BESS*.

Valores Faturados									
Itens da fatura	Unid.	Quant.	Preço Unit. R\$	Valor R\$	PIS/COFINS	Base Calc. ICMS	Alíquota ICMS	ICMS	Tarifa Unit.
Demanda Ativa HFP s/ ICMS	kW	480	20,01460159	9.607,00	395,80	0,00	0,00	0,00	19,19000000
Demanda Ativa HFP	kW	1.820	21,29212935	38.751,67	1.500,77	38.751,67	6,00	2.325,10	19,19000000
Demanda Ativa HP	kW	1.540	64,91935842	99.975,79	3.871,85	99.975,79	6,00	5.998,54	58,51000000
Demanda Ativa HP s/ ICMS	kW	260	61,02419691	15.866,28	653,68	0,00	0,00	0,00	58,51000000
Energia Ativa HFP	kWh	453.600	0,45899573	208.200,44	8.063,18	208.200,44	6,00	12.492,02	0,41368000
Energia Ativa HP	kWh	64.400	0,64659725	41.640,84	1.612,65	41.640,84	6,00	2.498,45	0,58276000
Contrib Ilum Publica Municipal				44,94					
Imposto Retido - CSLL				-4.140,41					
Imposto Retido - COFINS				-12.421,24					
Imposto Retido - PIS/PASEP				-2.691,25					
Imposto Retido - IRPJ				-10.879,71					
TOTAL				383.954,35	16.097,93	388.568,74		23.314,11	

Fonte: Fatura de energia da Instalação.

As equações (14) e (15) são fundamentais para determinar o custo da demanda contratada na instalação sob análise, considerando as condições com e sem ICMS ($C_{dem_HP_ICMS}$) (C_{dem_HP}). Já a equação (16) calcula o consumo de energia no horário de

ponta (C_{cons_HP}) sem a incidência do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), uma vez que esse imposto não é incluído nos cálculos de faturamento para essa unidade.

$$C_{dem_HP_ICMS} = 1540 \text{ kW} * R\$64,91935 = R\$ 99.971,81 \quad (14)$$

$$C_{dem_HP} = 260 \text{ kW} * R\$61,024196 = R\$ 15.866,29 \quad (15)$$

$$C_{cons_HP} = 64.400 \text{ kWh} * R\$0,64659 = R\$ 41.640,4 \quad (16)$$

É importante destacar que a demanda contratada no horário de ponta totaliza 1800 kW, resultado da soma de 1540 kW com 260 kW. No que tange os custos dos impostos, segundo a Figura 24, eles são estabelecidos pela soma do PIS/CONFINS com o ICMS, isto é, R\$ 16.097,93 + R\$ 23.314,11 que corresponde a um total de R\$ 39.412,04. Por outro lado, no que se refere aos impostos deduzidos, eles constam em um valor de R\$ 30.132,61, logo, o custo efetivo de imposto pago corresponde na diferença do valor cobrado sobre o valor deduzido que corresponde em R\$ 9.279,43, o qual corresponde em 23,54%.

Ao analisar somente o horário de ponta, verifica-se que neste horário será pago de ICMS o valor de R\$ 8.496,99 e de PIS/CONFINS R\$ 6.138,18 o que somará o valor de R\$ 14.635,17, que se refere ao montante faturado somente no horário de ponta de impostos, situação essa que corresponderá a 37,13% do valor faturado sob os impostos totais. Assim para determinar o valor proporcional do imposto pago sobre 37,13% do total faturado, quando 23,54% do total é pago em impostos, emprega-se um cálculo de proporcionalidade simples. Para isso multiplicar-se-á as duas porcentagens obtidas e o resultado faz-se o quociente com 100%, assim será obtido um valor de 8,74% ($C_{imposto}$) que corresponde a porcentagem dos impostos do horário de ponta representados no valor total pago na fatura já com as deduções. Com essa porcentagem conseguiremos obter o gasto total da fatura somente no horário de ponta, já considerando os impostos pagos sobre ela, calculado na equação (17).

$$V_{Total} = C_{dem_HP_ICMS} + C_{dem_HP} + C_{cons_HP} + C_{imposto} \quad (17)$$

$$V_{Total} = (R\$ 99.971,81 + R\$ 15.866,29 + R\$ 41.640,4) + \\ + 0,0874 * (R\$ 9.279,43) = R\$158.293,97$$

A Tabela 3 apresenta os custos dos impostos admitindo a instalação do BESS.

Tabela 3- Valores faturados da instalação com o *BESS*.

Estimativa do faturamento com a implementação do BESS com os impostos 2/3					
	Quantidade (kW)	Preço (R\$/kW)	Valor Faturado (R\$)	PIS/CONFINS	ICMS
Demanda Ativa HP	600,00	64,91935842	R\$ 38.951,62	R\$ 1.507,43	R\$ 2.337,10
Demanda Ativa HP s/ ICMS	0,00	61,02419691	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia Ativa HP	0,00	0,64659725	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00

Com essa análise do valor faturado somente sob o horário de ponta, possibilita a análise a ser feita da estimativa dos novos valores com a implementação do *BESS*. As equações (18) e (19) determinam o custo da demanda com e sem ICMS ($C_{dem_HP_BESS_ICMS}$) ($C_{dem_HP_BESS}$) contratada da instalação sob análise, enquanto a equação (20) o consumo de energia hora ponta ($C_{cons_HP_BESS}$).

$$C_{dem_HP_BESS_ICMS} = 600 \text{ kW} * R\$64,91935 = R\$ 38.951,61 \quad (18)$$

$$C_{dem_HP_BESS} = 0 \text{ kW} * R\$ 61,02419 = R\$ 0,00 \quad (19)$$

$$C_{cons_HP_BESS} = 0 \text{ kWh} * R\$0,64659 = R\$ 0,00 \quad (20)$$

Em relação a equação (20), o consumo faturado é 0 kWh, pois o sistema de armazenamento tem a capacidade de fornecer 90.000 kWh em relação aos 64.400 kWh consumidos. Com os valores obtidos acima e as alíquotas descritas na Figura 24, pode-se calcular o novo valor real (V_{Total_BESS}) que será cobrado com os impostos acrescidos, conforme a equação (23). Já nas equações (21) e (22) obtêm-se os novos valores de impostos com o *BESS*.

$$CONFINS_{HP_BESS} = 3,87\% * R\$ 38.951,61 = R\$ 1.507,43 \quad (21)$$

$$ICMS_{HP_BESS} = 6\% * R\$ 38.951,61 = R\$ 2.337,10 \quad (22)$$

$$V_{Total_BESS} = R\$ 38.951,61 + 0,0874 * (R\$ 1.507,43 + R\$ 2.337,10) = R\$ 39.951,62 \quad (23)$$

Na equação (24) é mostrado o valor de economia que ocorrerá com a implementação do *BESS* (Eco_{BESS}), nos valores da fatura da instalação analisada, haja vista que subtraímos do valor da fatura real o valor da fatura com a instalação do *BESS*.

$$Eco_{BESS} = R\$158.293,97 - R\$ 39.951,62 = R\$119.006,35 \quad (24)$$

É importante destacar que o cálculo foi realizado considerando a economia anual, (Eco_{Anual}) obtida a partir da multiplicação do valor economizado com a instalação do BESS (Eco_{BESS}) por 12, que representa o número total de meses em um ano (JENSEN, 2021). Assim, ao utilizar o parâmetro de economia mensal, estima-se que, ao longo de um ano, a economia anual, (Eco_{Anual}), pode ser calculada conforme a equação (25).

$$Eco_{Anual} = R\$119.006,35 * 12 = R\$ 1.428.076,17 \quad (25)$$

Isso resulta em um retorno sobre o investimento estimado em aproximadamente 7 anos e 7 meses. O tempo de retorno foi calculado dividindo-se o valor economizado anualmente pelo montante total do investimento, resultando em cerca de 7,63 anos. Como demonstra matematicamente na equação (26).

$$T_{ret} = \frac{Inv_{Tot}}{Eco_{Anual}} = \frac{R\$ 10.847.934,4}{R\$ 1.428.076,17} = 7,63 \text{ anos} \quad (26)$$

A Tabela 4 apresenta um resumo dos custos dos impostos admitindo a instalação do BESS.

Tabela 4- Valores faturados da instalação com o BESS com 2/3 da demanda.

PIS/ CONFINS- Total	R\$ 16.097,75	SOMENTE COM A HP		Tempo de Retorno 7,63
ICMS-Total	R\$ 23.314,13	Sem BESS	Com BESS	
Impostos Retidos	R\$ 30.132,61	R\$158.293,97	R\$39.287,63	
Diferença	R\$ 9.279,27	Economia	R\$ 119.006,35	
Porcentagem	23,54%	Economia Anual	R\$ 1.428.076,17	

A metodologia de cálculo para os dois terços da demanda a ser suprida e a obtenção dos parâmetros utilizados para a estimativa do *payback* estão demonstradas na Tabela 5.

Tabela 5- Cálculo do retorno do investimento dos 2/3 da demanda.

Payback	
Custo da BESS (US\$/kWh)	218
Conversão de dólar para real	R\$ 1.242,60
Investimento do BESS	R\$ 8.201.160,00
Custo de inversores	R\$ 2.200.000,00
Investimento total	R\$ 10.896.875,39
Economia anual	1.428.076,17
Tempo de retorno (anos)	7,63

Ao refazer a análise técnica para a implementação de um sistema de armazenamento de energia em baterias (*BESS*) com o objetivo de reduzir em um terço da demanda, foi necessário reavaliar os requisitos de capacidade, potência e tempo de resposta. A estratégia foca na adaptação do dimensionamento do sistema para suportar a um terço da demanda de pico, otimizando a eficiência energética e a viabilidade econômica. Esse redimensionamento permite avaliar o impacto do *BESS* na redução de custos operacionais e na melhoria da estabilidade da rede, sem comprometer o desempenho do sistema em relação aos períodos de maior consumo. Como mostra a Tabela 6, detalhando o novo dimensionamento.

Tabela 6- Dimensionamento para 1/3 da demanda de HP.

Período de autonomia diária (h)	3,00
Demanda faturada de pico (kW)	1800,00
Demanda a ser suprida pelas baterias (kW)	600,00
Nova demanda contratada(kW)	1200,00
Energia necessária para suprir (kWh)	1800,00
Profundidade de Descarga (%)	80,00
Capacidade de armazenamento <i>BESS</i> (kWh)	2250,00
Capacidade máxima de armazenamento (kWh)	3300,00
Capacidade utilizável do <i>BESS</i> (kWh)	2640,00
Quantidade de <i>BESS</i>	0,85
Potência de descarga total (kW)	1100,00
Quantidade de inversores	1,00

A análise envolve cálculos detalhados de carga e descarga, duração de armazenamento, que se mantem pelo mesmo período de autonomia e integração com a geração fotovoltaica, que mais uma vez mostrou-se inviável e necessitando o carregamento do *BESS* pela rede, ao considerar a capacidade do sistema de atender apenas uma fração da carga total. Essa abordagem é vantajosa em contextos em que o tempo de

retorno do investimento se reduz já que o investimento inicial tem uma redução, ao permitir que o *BESS* seja configurado para mitigar apenas o horário de ponta especificamente e reduzindo a dependência da rede. Os cálculos de tempo de retorno da nova proposição, está explicitado na Tabela 7, vale ressaltar que com a diminuição do sistema houve também uma redução da economia anual com a implementação do *BESS*.

Tabela 7- Valores faturados da instalação com o *BESS* com 1/3 da demanda.

Estimativa do faturamento com a implementação do BESS com os impostos 1/3					
	Quantidade (kW)	Preço (R\$/kW)	Valor Faturado (R\$)	PIS/ CONFINS	ICMS
Demanda Ativa HP	1200,00	64,91935842	R\$ 77.903,23	R\$ 3.014,86	R\$ 4.674,19
Demanda Ativa HP s/ ICMS	0,00	61,02419691	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia Ativa HP	0,00	0,64659725	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
PIS/ CONFINS- Total	R\$ 16.097,75	SOMENTE COM A HP		Tempo de Retorno	
ICMS-Total	R\$ 23.314,13	Sem BESS	Com BESS	5,70	
Impostos retidos	R\$ 30.132,61	R\$ 158.293,97	R\$ 78.575,25		
Diferença	R\$ 9.279,27	Economia	R\$ 79.718,72		
Porcentagem	23,54%	Economia Anual	R\$ 956.624,65		

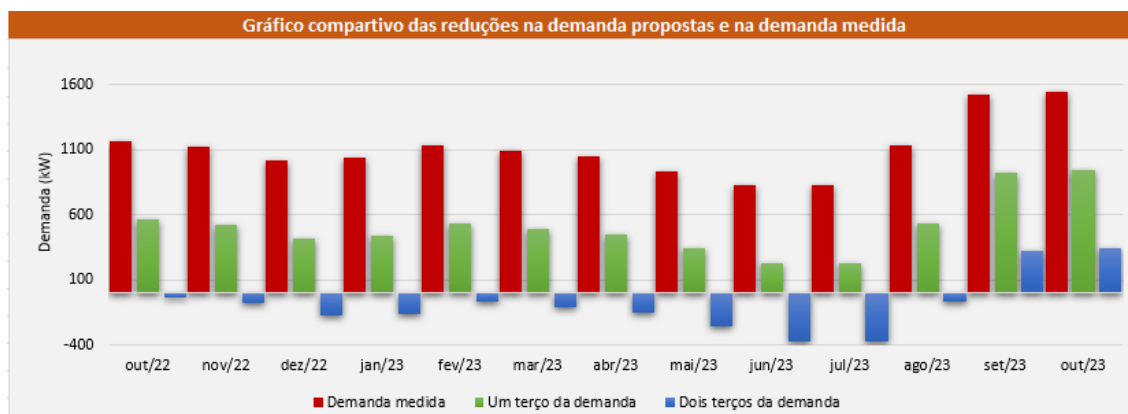
A metodologia de cálculo para um terço da demanda a ser suprida e a obtenção dos parâmetros utilizados para a estimativa do *payback* estão demonstradas na Tabela 8.

Tabela 8- Cálculo do retorno do investimento dos 1/3 da demanda

Payback	
Custo da BESS (U\$/kWh)	218
Conversão de dolar para real	R\$ 1.242,60
Investimento do BESS	R\$ 4.100.580,00
Custo de inversores	R\$ 1.100.000,00
Investimento total	R\$ 5.448.437,69
Economia anual	R\$ 956.624,65
Tempo de retorno (anos)	5,70

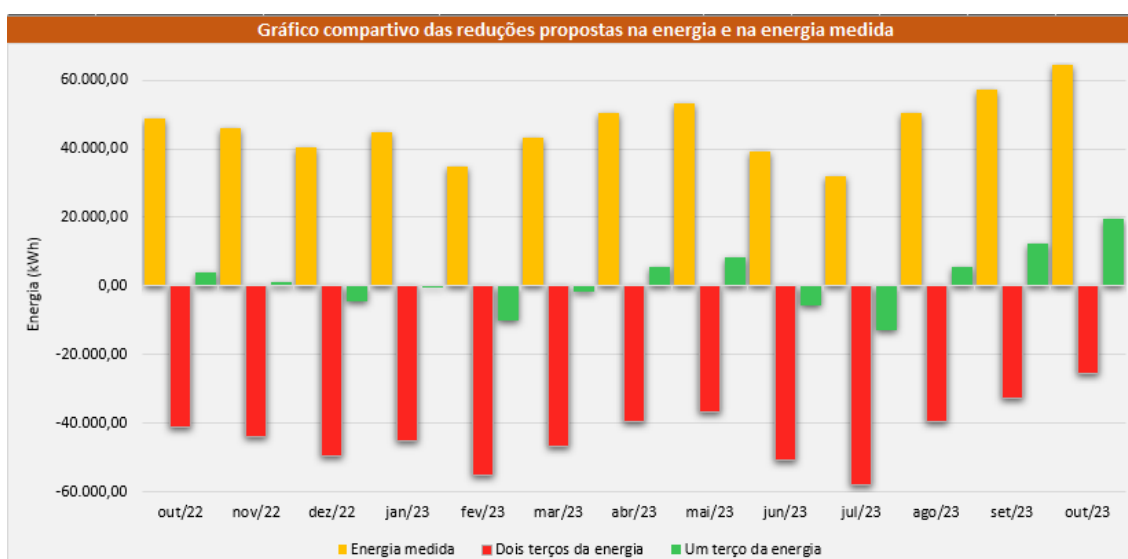
As Figuras 25 e 26 apresentam um comparativo da energia medida com as novas propostas de implementação do BESS.

Figura 25- Comparativo de redução na demanda antes e depois do *BESS*



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Figura 26- Comparativo de redução no consumo da energia antes e depois do *BESS*



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Observa-se que, mesmo com a redução de apenas um terço da demanda, ainda é possível gerar um excedente de energia que será utilizado para compensar o consumo durante o horário de ponta.

4- Conclusão

A implementação de sistemas de armazenamento em bateria (*BESS*) no sistema fotovoltaico da Universidade Federal de Uberlândia (UFU) representa uma alternativa eficaz para a eficiência energética. Esses sistemas possibilitam o armazenamento da energia gerada durante o dia para uso em períodos de maior demanda e tarifas elevadas, reduzindo assim os gastos operacionais. Além disso, a integração de *BESS* permite uma gestão mais eficaz do consumo, ao equilibrar a oferta e a demanda, o que é essencial para a estabilidade do sistema elétrico e a redução da dependência da rede.

Os resultados apresentados demonstram que o sistema de armazenamento de energia (*BESS*) é uma solução técnica e economicamente viável para otimizar o fornecimento de energia durante os horários de maior custo, especialmente quando há limitação na geração fotovoltaica, como ocorre nos horários de ponta. A estratégia de utilizar o *BESS* para descarregar nesses períodos (horário ponta) possibilita a redução significativa dos custos com eletricidade compensando a menor disponibilidade de geração. Essa abordagem contribui para um melhor balanceamento de cargas, ao promover uma operação mais eficiente e sustentável do sistema energético, ao mesmo tempo que aproveita ao máximo a energia renovável disponível.

A análise econômica do projeto dos dois terços revela que o *BESS* possui um prazo de retorno sobre o investimento inferior a oito anos, com uma economia anual de R\$ 1.428.076,17, ao demonstrar a viabilidade econômica da solução.

A análise técnica desse estudo também contou com a adaptação do *BESS* para atender um terço da demanda de pico, o que exigiu uma reavaliação dos requisitos de capacidade, potência e tempo de resposta, conforme detalhado nas Tabelas 6 e 8. A estratégia de redimensionamento permitiu que o sistema suportasse essa fração da demanda, ao otimizar tanto a eficiência energética quanto a viabilidade econômica, que se mostrou ser menor que seis anos, contando com uma economia anual de R\$ 956.624,65.

Essas configurações permitiram avaliar o impacto direto do *BESS* na redução de custos operacionais e na manutenção da estabilidade da rede durante períodos de alta demanda, sem comprometer o desempenho. Embora a integração direta com a geração fotovoltaica nas duas proposições tenha se mostrado inviável para atender a carga total dimensionada, os sistemas foram eficazes na mitigação da demanda de ponta, carregando-se pela rede, como demonstrado nos resultados. A implementação de um inversor para

suportar a capacidade dos contêineres pode ser menos vantajosa economicamente, mas permite que o sistema aproveite o excedente de energia armazenada para outras finalidades, ampliando sua utilidade.

Ademais, a recente legislação relacionada à "taxação do sol", que reduz a atratividade da injeção de energia excedente em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, reforça a importância do *BESS* para maximizar a autossuficiência energética e otimizar o consumo local. Essa viabilidade foi confirmada por meio dos dois dimensionamentos que consideraram o pior cenário de demandado histórico de consumo, embora haja períodos com menor consumo, conforme apresentado no histórico (Figura 17).

Além dos benefícios econômicos, o sistema de armazenamento fornece uma alternativa sustentável aos geradores a diesel, ao garantir o fornecimento contínuo durante falhas na rede elétrica e contribuir para a redução das emissões de dióxido de carbono. A integração entre o sistema fotovoltaico (SFV) e o *BESS* evidenciam uma sinergia que é essencial para alcançar eficiência econômica e sustentabilidade, alinhando-se às diretrizes modernas de energia renovável e redução de emissões, além de reforçar a segurança energética da instituição.

Por fim, mesmo quando operado de forma isolada, com carregamento direto pela rede, o *BESS* provou ser uma solução robusta e flexível, capaz de atender à demanda energética de maneira eficiente. Essa flexibilidade operacional abre caminho para futuras expansões e adaptações, além de permitir uma redução da demanda contratada fora dos horários de ponta, ao aproveitar a geração solar de forma mais eficiente quando a usina estiver em operação. Assim, o *BESS* consolida-se como uma solução técnica e economicamente vantajosa, capaz de aprimorar a autossuficiência energética da instituição e promover uma gestão sustentável dos recursos energéticos.

4.1- Proposta de trabalhos futuros

Com a evolução dos sistemas de armazenamento de energia (SAE), o mercado de veículos elétricos (VEs) no Brasil experimentou um crescimento contínuo e expressivo. Essa tendência não apenas aumentou a demanda por dispositivos eletrônicos mais eficientes, mas impulsionou o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia a partir de fontes renováveis. Nos últimos anos, o setor de veículos elétricos demonstrou um aumento notável nas vendas, refletindo um movimento positivo rumo à eletrificação do transporte no país (TUPINAMBÁ, 2023).

Segundo dados da Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE), as vendas de veículos elétricos leves cresceram 78% em 2022 em comparação ao ano anterior. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projeta que, até 2030, as vendas anuais de VEs podem superar 180 mil unidades. Esse aumento pode ser ainda mais acentuado com avanços tecnológicos significativos na produção de baterias, como a utilização de materiais mais abundantes e de menor custo. Tais inovações poderão reduzir o custo total dos VEs, tornando-os mais acessíveis ao consumidor e acelerando a transição para uma frota veicular eletrificada (ABVE, 2022; EPE, 2023).

Frente a esse crescimento, a implementação de um número maior de postos de recarga torna-se imprescindível para atender à demanda crescente e garantir a infraestrutura necessária. A Figura 27 ilustra a topologia de um eletroposto, ao evidenciar a importância de um planejamento estratégico na expansão da rede de recarga. Essa infraestrutura não apenas facilitará a adoção de veículos elétricos, mas também contribuirá para a redução das emissões de carbono e para a promoção de um ambiente urbano mais sustentável.

O progresso nesse setor é um reflexo das tendências globais em direção à sustentabilidade e à eficiência energética, ao posicionar o Brasil como um ator relevante na transição para um futuro com transporte mais limpo e eficiente.

Figura 27- Topologia Conceitual do eletroposto.



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Um eletroposto é uma estação de recarga composta por um conjunto de carregadores projetados para proporcionar carga rápida e eficiente, com potências que variam de 22 kW a 350 kW. Esses eletropostos são capazes de atender tanto veículos híbridos *plug-in* quanto veículos totalmente elétricos, ao oferecer uma solução prática e ágil aos usuários que necessitam de recargas em tempo reduzido (TUPINAMBÁ, 2023).

Desde 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamenta a recarga de veículos elétricos por meio da Resolução nº 819, que estabelece procedimentos e condições para que concessionárias, distribuidoras e outros interessados possam operar essa atividade (GOV.BR, 2018). No entanto, conforme a Resolução Normativa nº 482, a injeção de energia dos veículos elétricos na rede de distribuição é proibida, e esses veículos não podem participar do sistema de compensação de energia elétrica. Nesse contexto, a associação de baterias estacionárias com sistemas fotovoltaicos (SFV) surge como uma alternativa vantajosa para os proprietários de eletropostos. Com um sistema de SFV e baterias já instalados, o único investimento adicional necessário seria em equipamentos específicos para o eletroposto, ao tornar a operação mais sustentável e econômica (GOV.BR, 2018).

Os proprietários de eletropostos têm a liberdade de explorar comercialmente a recarga, ao estabelecer preços que podem ser negociados livremente. Além disso, se o eletroposto estiver conectado à rede, as distribuidoras podem cobrar por essas recargas, conforme as diretrizes da Resolução Normativa nº 581, que regulamenta as condições para a prestação de serviços acessórios (GOV.BR, 2018).

Diante desse panorama, é recomendável que estudos futuros explorem a viabilidade econômica e técnica da implementação de eletropostos em associação com a expansão dos sistemas de armazenamento de energia analisados ao longo do estudo. Essa investigação deve incluir os impactos regulatórios e comerciais dessa integração, ao contribuir para o fortalecimento da infraestrutura de recarga de veículos elétricos no Brasil e promovendo avanços significativos na mobilidade sustentável. A análise desses aspectos pode resultar em soluções inovadoras que atendam à crescente demanda por veículos elétricos e suas respectivas infraestruturas de recarga.

5- Referências Bibliográficas

ABNT NBR 6023:2018 – Informação e documentação – Referências – Elaboração. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2018.

ABSOLAR. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>> Acessado: 02/05/2024.

Amzsolar. Disponível em: <<https://amzsolar.com.br/dicas/veja-como-e-composto-o-sistema-de-energia-solar-fotovoltaica/>> Acessado em: 16/01/2023.

ANEEL. Disponível em : < http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/agencia-aprova-23-propostas-da-chamada-de-p-d-sobre-armazenamento-de-energia/656877> Acesso em 16/01/2023.

ANEEL. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/5+-+NORMAS+T%C3%89CNICAS+BRASILEIRAS.pdf/9aeffe7c-dcbf-49c7-f5a6-6d2880d9f9fe>>. Acesso em 16/01/2023.

ANEEL. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>>. Acessado em: 16/01/2023.

ANEEL. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em 16/01/2023.

ANEEL. Disponível em: < https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/geracao-distribuida?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14461914&_101_type=content&_101_groupId=656827&_101_urlTitle=geracao-distribuida-introducao&inheritRedirect=true> Acesso em 13/12/2023

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS. Mercado de veículos elétricos no Brasil em 2022. Disponível em: <https://www.abve.org.br>. Acesso em: 30/09/2024.

Blue Sol. Disponível em: < <https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede-on-grid/>> Acesso em 12/10/2023.

Blue Sol. Disponível em: < <https://blog.bluesol.com.br/inversor-fotovoltaico-o-que-e-como-funciona/>>. Acesso em 16/01/2023.

Blue Sol. Disponível em: < <https://blog.bluesol.com.br/modulo-fotovoltaico/>> Acesso em 21/07/2023.

Canal Solar. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/289-inversor-solar-fv-por-dentro>>. Acesso em: 16/01/2023.

Canal Solar. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/bess-solucao-para-gerenciar-energia-no-horario-de-ponta-e-backup>>. Acesso em 08/12/2023.

Canal Solar. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/bess-fabricados-nos-eua-se-tornarao-competitivos-em-termos-de-custo-com-a-china-em-2025/>> . Acesso em 12/12/2023.

CEMIG. Manual de fornecimento de energia elétrica. Belo Horizonte: CEMIG, 2023. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/fornecimento>>. Acesso em: 07/10/2024.

CEPEL. Disponível em: < https://www.researchgate.net/profile/Marco-Galdino/publication/342215342_Tecnologias_de_Baterias_de_Litio_utilizadas_em_Sistemas_Fotovoltaicos_Tendencias_e_Perspectivas/links/5ee90ab292851ce9e7ea24ea/Tecnologias-de-Baterias-de-Litio-utilizadas-em-Sistemas-Fotovoltaicos-Tendencias-e-Perspectivas.pdf> Acessado em: 05/12/23

CLICK PETRÓLEO E GÁS. 2024 inicia com mudanças significativas na taxaço do sol no setor de energia solar. Disponível em: <https://www.clickpetroleoegas.com.br/2024-inicia-com-mudancas-significativas-na-taxacao-do-sol-no-setor-de-energia-solar>. Acesso em: 8/10/2024.

Comunica UFU. Disponível em : < [Copyright © 2023, Gazeta do Povo. Disponível em:< <https://www.gazetadopovo.com.br/conteudo-publicitario/premium-solar/o-que-vai-mudar-na-energia-solar-em-2023/>>. Acesso em 06/12/2023](https://comunica.ufu.br/noticias/2021/09/ufu-instala-usina-para-geracao-de-energia-partir-da-luz-solar#:~:text=Projeto%20A%20gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia%20fotovoltaica%20faz%20parte,edu%C3%A7%C3%A3o%20de%20consumo%20e%20gerar%20energia%20el%C3%A9trica%20%E2%80%9Climpa%E2%80%9D.> Acesso em 07/12/2023.</p>
</div>
<div data-bbox=)

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (Cresesb). Sundata: base de dados solarimétrica. Disponível em: <https://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 11/10/2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Perspectivas para a Mobilidade Elétrica no Brasil: Projeções até 2030. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 30/09/2024.

ENEL GREEN POWER. BESS: Sistema de armazenamento de energia em bateria. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com>. Acesso em: 07/10/2024.

Energias Renováveis: Armazenamento de Energia - Baterias. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/solucoes-de-armazenamento-de-energia-da-phb-solar/1121/>. Acesso em: 07 out. 2024.

ENERGY SAGE. What is depth of discharge?. Disponível em: <https://www.energysage.com>. Acesso em: 11/10/2024

FERNANDES, A. R.; SANTOS, D. M. Tendências de custos e desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia em baterias. *Journal of Solar Energy*, v. 8, n. 4, p. 75-89, 2023. Disponível em: <https://www.journalofsolarenergy.com/bess-costs-2023>. Acesso em: 30/09/2024.

GOMES, A. L.; SILVA, J. R.; MENEZES, L. A. Avaliação da viabilidade técnica e econômica da utilização de sistemas de armazenamento de energia em instalações fotovoltaicas no Brasil. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 9, n. 2, p. 1-12, 2020.

GOV.BR. Disponível em: < https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/28737289/do1-2018-07-05-resolucao-normativa-n-819-de-19-de-junho-de-2018-28737273>. Acesso em 07/12/2023.

Gov. br. Disponível em: < <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023>>. Acesso em 07/12/2023

D. K. K.; S. G. *Battery Storage for Renewable Energy Integration*. Hoboken: Wiley, 2019.

HOSSAIN, O.; SHARIF, M.; GHORAI, S. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system: a case study of a residential building. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, p. 1-12, 2018. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118300839>>. Acesso em: 25/09/2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Battery Energy Storage Technology. [S.l.]: IRENA, 2017. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2017/Jun/Battery-Energy-Storage-Technology>. Acesso em: 25/09/2024.

JENSEN, Leonardo Henrique. Sistema fotovoltaico de fornecimento off grid- Metodologia para dimensionamento de sistema residencial isolado, 2021. 65f. Dissertação (Trabalho de conclusão de curso) - Universidade do sul de Santa Catarina.

KALEEM, M. A.; PATEL, P. Sizing of stand-alone photovoltaic systems. Renewable Energy, v. 28, n. 12, p. 1879-1895, 2003. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032103000416>>. Acesso em: 25/09/2024.

Material do professor José Rubens Macedo, Jr. Disponível em: <<http://www.jrubens.eng.br/deel.htm>> Acesso: 02/05/2024.

PHB Solar. Soluções de armazenamento de energia da PHB Solar. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/solucoes-de-armazenamento-de-energia-da-phb-solar/1121/>. Acesso em: 07/10/2024.

PORTAL SOLAR. Lei 14300: como a energia solar será taxada em 2023? Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/lei-14300-como-a-energia-solar-sera-taxada-em-2023>. Acesso em: 8/10/2024.

Portal solar. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/bateria-solar/tesla-e-a-aplicacao-das-baterias-de-ion-de-litio-no-mercado-nacional>> . Acesso em 21/07/2023

Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico.html#:~:text=Como%20Funciona%20o%20Painel%20Solar%20Fotovoltaico%20%E2%80%93%20Placas%20Fotovoltaicas,-O%20painel%20solar&text=A%20gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20corrente%20el%C3%A9trica,assim%20o%20deslocamento%20dos%20el%C3%A9trons.>> Acesso em 21/07/2023

POWER ELECTRONICS. PCSK & Multi PCSK | Inversores para sistemas de armazenamento de energia. Disponível em: power-electronics.com. Acesso em: 07/10/2024.

REDWAY BATTERY. Understanding MW and MWh in Battery Energy Storage Systems (BESS): Key Specifications Explained. Disponível em: www.redway-tech.com. Acesso em: 07/10/2024.

Rosolem, M. F. N. C., Beck, R. F., Aranha, J. C. M. S., Marques, F. L. R., Corso, V., Contin, G. M. “Desenvolvimento de Baterias de Lítion-Íon Para Serviços Ancilares”. VIII Congresso Brasileiro de energia Solar – CBENS, Fortaleza, 2020.

SANTOS, R. M. Dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia em instalações fotovoltaicas. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2022.

Soares, L.T.F.; de Souza, A.C.; Silva, W.W.A.G.; Pugliese, L.F.; Alves, G.H. Grid-Connected Photovoltaic Systems with Energy Storage for Ancillary Services. *Energies* 2023, 16, 7379. <https://doi.org/10.3390/en16217379>

SOLARES. Lei 14300, entenda como ficam os valores e taxas. Disponível em: <https://www.sollares.com.br/lei-14300-entenda-como-ficam-os-valores-e-taxas>. Acesso em: 8/10/2024.

SOUZA, Arthur Costa de. Análise dos impactos da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica na qualidade da energia elétrica. 2016. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharias) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016. DOI <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2016.98>

SOUZA, Arthur Costa de. Sistemas fotovoltaicos trifásicos com compensação de reativo, armazenamento interno de energia e inércia virtual. 2020. 208 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020. DOI <http://doi.org/10.14393/ufu.te.2020.192>.

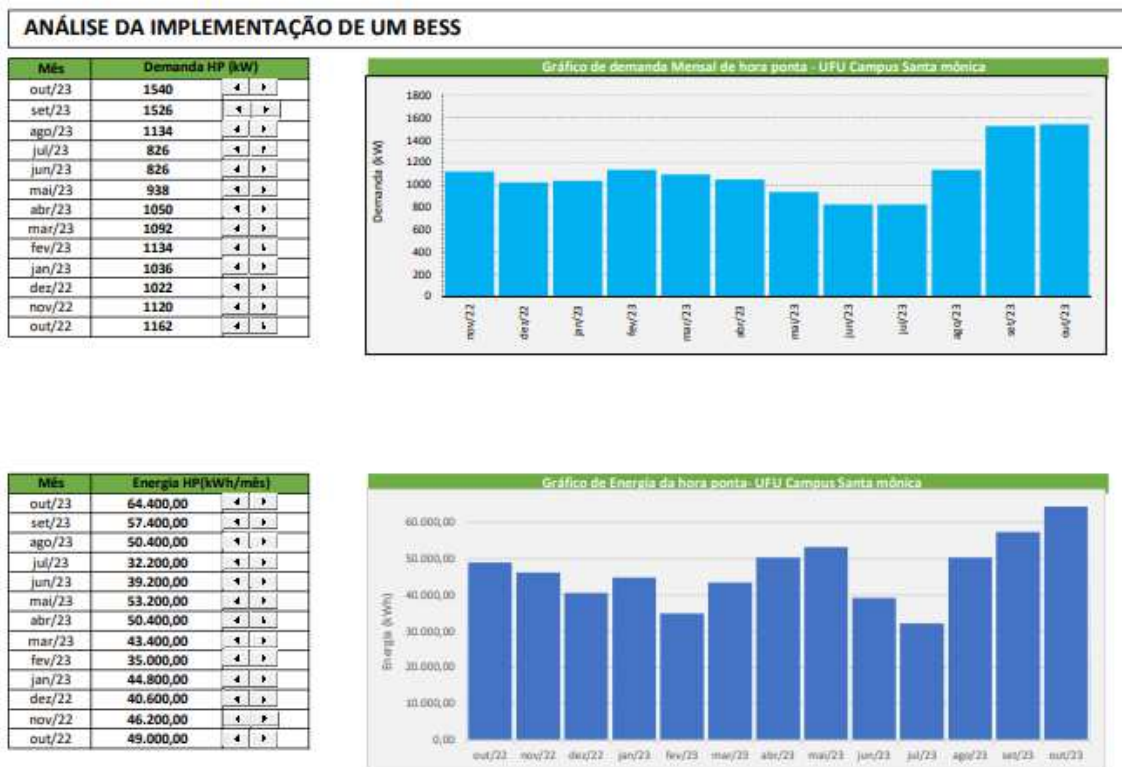
SUNWATTS. 1 Mega Watt Solar Kits. Disponível em: <https://sunwatts.com/1-mega-watt-solar-kits/>. Acesso em: 11 out. 2024.

Távora, Guilherme Pereira. “Análise da evolução Tecnológica na Área das Baterias Elétricas”. Dissertação de mestrado apresentada no Departamento de engenharia Geográfica, Geofísica e energia na faculdade de Ciências. Universidade de Lisboa, 2016.

Tupinamba. Disponível em :< <https://tupinambaenergia.com.br/como-montar-um-eletroposto/>>. Acesso em 06/12/2023

VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2012.

6- Apêndices

Figura 28- Tabela de construção da curva de carga.

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Figura 29 – Comparativos do antes de depois da implementação do *BESS* nas duas proposições



Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Figura 30- Dimensionamento do *BESS* para 2/3 da demanda

Período de autonomia diária (h)	3,00	◀	▶
Demanda faturada de pico (kW)	1800,00	◀	▶
Demanda a ser suprida pelas baterias (kW)	1200,00		
Nova demanda contratada(kW)	600,00		
Energia necessária para suprir (kWh)	3600,00		
Profundidade de Descarga (%)	80,00		
Capacidade de armazenamento BESS (kWh)	4500,00		
Capacidade máxima de armazenamento (kWh)	3300,00		
Capacidade utilizável do BESS (kWh)	2640,00		
Quantidade de BESS	1,70		
Potência de descarga total (kW)	2200,00		
Quantidade de Inversores	1,00		

Potência da usina da UFU (kWp/dia)	391,8400
Energia gerada (kWh/dia)	2.155,12
Energia gerada com perdas de 15% (kWh/dia)	1.831,85
Percentual da utilização da energia gerada pelo BESS mensalmente(%)	245,65
Gasto com o carregamento da bateria pela rede horário FP mensal	2.065,48
Gasto com o carregamento da bateria pela rede horário FP anual	495.715,39
Demanda Faturada fora ponta (kW)	2300,00
Nova demanda a ser contratada fora ponta (kW)	2500,00

Mês	Subtração da demanda (kW)	
out/23	340,00	◀ ▶
set/23	326,00	◀ ▶
ago/23	-66,00	◀ ▶
jul/23	-374,00	◀ ▶
jun/23	-374,00	◀ ▶
mai/23	-262,00	◀ ▶
abr/23	-150,00	◀ ▶
mar/23	-108,00	◀ ▶
fev/23	-66,00	◀ ▶
jan/23	-164,00	◀ ▶
dez/22	-178,00	◀ ▶
nov/22	-80,00	◀ ▶
out/22	-38,00	◀ ▶

Mês	Subtração da energia (kWh)
out/23	-25600,00
set/23	-32600,00
ago/23	-39600,00
jul/23	-57800,00
jun/23	-50800,00
mai/23	-36800,00
abr/23	-39600,00
mar/23	-46600,00
fev/23	-55000,00
jan/23	-45200,00
dez/22	-49400,00
nov/22	-43800,00
out/22	-41000,00

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora)

Figura 31 – Dimensionamento do *BESS* para 1/3 da demanda

Período de autonomia diária (h)	3,00	◀	▶
Demanda faturada de pico (kW)	1800,00	◀	▶
Demanda a ser suprida pelas baterias (kW)	600,00		
Nova demanda contratada(kW)	1200,00		
Energia necessária para suprir (kWh)	1800,00		
Profundidade de Descarga (%)	80,00		
Capacidade de armazenamento BESS (kWh)	2250,00		
Capacidade máxima de armazenamento (kWh)	3300,00		
Capacidade utilizável do BESS (kWh)	2640,00		
Quantidade de BESS	0,85		
Potência de descarga total (kW)	1100,00		
Quantidade de inversores	1,00		

Potência da usina da UFU (kWp/dia)	391,8400
Energia gerada (kWh/dia)	2.155,12
Energia gerada com perdas de 15% (kWh/dia)	1.831,85
Percentual da utilização da energia gerada pelo BESS mensalmente(%)	122,83
Gasto com o carregamento da bateria pela rede horário FP mensal	1.032,74
Gasto com o carregamento da bateria pela rede horário FP anual	247.857,69
Demanda Faturada fora ponta (kW)	2300,00
Nova demanda a ser contratada fora ponta (kW)	2300,00

Mês	Subtração da demanda (kW)	
out/23	940,00	◀ ▶
set/23	926,00	◀ ▶
ago/23	534,00	◀ ▶
jul/23	226,00	◀ ▶
jun/23	226,00	◀ ▶
mai/23	338,00	◀ ▶
abr/23	450,00	◀ ▶
mar/23	492,00	◀ ▶
fev/23	534,00	◀ ▶
jan/23	436,00	◀ ▶
dez/22	422,00	◀ ▶
nov/22	520,00	◀ ▶
out/22	562,00	◀ ▶

Mês	Subtração da energia (kWh)
out/23	19400,00
set/23	12400,00
ago/23	5400,00
jul/23	-12800,00
jun/23	-5800,00
mai/23	8200,00
abr/23	5400,00
mar/23	-1600,00
fev/23	-10000,00
jan/23	-200,00
dez/22	-4400,00
nov/22	1200,00
out/22	4000,00

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).

Figura 32 – Estimativas de faturamento e tempo de retorno

Estimativa do faturamento com a implementação do BESS com os impostos 2/3					
	Quantidade	Preço (R\$/kW)	Valor Faturado (R\$)	PIS/ CONFIS	ICMS
Demanda Ativa HP	600,00	64,91935842	R\$ 38.951,62	R\$ 1.507,43	R\$ 2.337,10
Demanda Ativa HP s/ ICMS	0,00	61,02419691	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia Ativa HP	0,00	0,64659725	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
PIS/ CONFIS-Total	R\$ 16.097,75	SOMENTE COM A HP		Tempo de Retorno	
ICMS-Total	R\$ 23.314,13	Sem BESS	Com BESS	6,44	
Impostos retidos	R\$ 30.132,61	R\$ 182.255,71	R\$ 41.245,87		
Diferença	R\$ 9.279,27	Economia	R\$ 141.009,85		
Porcentagem	23,54%	Economia Anual	R\$ 1.692.118,20		

Estimativa do faturamento com a implementação do BESS com os impostos 1/3					
	Quantidade	Preço (R\$/kW)	Valor Faturado (R\$)	PIS/ CONFIS	ICMS
Demanda Ativa HP	1200,00	64,91935842	R\$ 77.903,23	R\$ 3.014,86	R\$ 4.674,19
Demanda Ativa HP s/ ICMS	0,00	61,02419691	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Energia Ativa HP	0,00	0,64659725	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
PIS/ CONFIS-Total	R\$ 16.097,75	SOMENTE COM A HP		Tempo de Retorno	
ICMS-Total	R\$ 23.314,13	Sem BESS	Com BESS	4,55	
Impostos retidos	R\$ 30.132,61	R\$ 182.255,71	R\$ 82.491,73		
Diferença	R\$ 9.279,27	Economia	R\$ 99.763,98		
Porcentagem	23,54%	Economia Anual	R\$ 1.197.167,81		

Fonte: Amanda De Oliveira Cândido (Autora).