

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

WELITON DA MAIA

**ESTUDO DE RETROFIT DE MICROUSINAS FOTOVOLTAICAS PARA
INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR
BATERIAS**

CURITIBA

2024

WELITON DA MAIA

**ESTUDO DE RETROFIT DE MICROUSINAS FOTOVOLTAICAS PARA
INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR
BATERIAS**

**RETROFIT STUDY OF PHOTOVOLTAIC MICROPLANTS FOR INTEGRATION OF
BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Júnior

CURITIBA

2024



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Curitiba



WELITON DA MAIA

**ESTUDO DE RETROFIT DE MICROUSINAS FOTOVOLTAICAS PARA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS**

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Automação E Sistemas De Energia.

Data de aprovação: 10 de Dezembro de 2024

Dr. Jair Urbanetz Junior, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Alexandre Rasi Aoki, Doutorado - Universidade Federal do Paraná (Ufpr)

Dr. Gerson Maximo Tiepolo, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 10/12/2024.

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelo apoio constante ao longo dessa trajetória, oferecendo suporte e confiança em cada etapa.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e pelas palavras de incentivo que ajudaram a superar os desafios e a manter a motivação.

Ao professor Jair Urbanetz Júnior, meu orientador, pela orientação e dedicação ao longo desta jornada. Sua paciência, confiança e incentivo foram essenciais para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho. Agradeço por cada ensinamento e pela oportunidade de aprender sob sua orientação.

E, especialmente, à minha noiva Karen Techy lastrenski, pelo apoio, paciência e compreensão. Agradeço por estar ao meu lado em cada momento, oferecendo força e incentivo nos dias mais difíceis. Esta conquista também reflete sua presença e parceria ao longo de todo o caminho.

A todos, minha sincera gratidão.

RESUMO

MAIA, Weliton da. **Estudo de Retrofit de Microusinas Fotovoltaicas para Integração de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias**. 83p. 2024. Dissertação (Mestrado de Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2024.

A energia solar fotovoltaica vem demonstrando intenso crescimento na última década entre 2013 e 2023. Dados de relatórios globais de energia renovável demonstram acréscimo recorde de 407 GW somente em 2023, chegando a 1.589 GW de capacidade instalada. O Brasil também demonstrou um grande crescimento com mais de 50 GW até dezembro de 2024. Esse avanço tem impulsionado o interesse por soluções que integrem sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) com armazenamento de energia em baterias. Essa combinação oferece benefícios como melhoria na qualidade e confiabilidade da rede, gerenciamento da demanda e maior segurança energética por meio de sistemas de *backup*. Atualmente no Brasil, não existe uma norma específica para tratar da aplicação de SFCR com bateria, entretanto algumas leis e normas tendem a influenciar o uso desses sistemas no país, como a Lei 14.300, a REN nº 1.000/2021 e a portaria 140 de 2022 do INMETRO. Este trabalho teve como objetivo estudar e propor soluções de *retrofit* para microusinas fotovoltaicas, explorando diferentes formas de integração de baterias com sistemas já existentes. A metodologia adotada envolveu uma revisão detalhada da literatura e análise das soluções tecnológicas disponíveis no mercado, com foco nos equipamentos e configurações utilizados em diferentes cenários. Com base nessas informações, foram desenvolvidas estratégias de integração, incluindo o estudo de caso no Escritório Verde da UTFPR, avaliando nove configurações distintas, que incluem substituições e acoplamentos de inversores. Os resultados obtidos confirmaram a viabilidade das soluções propostas, demonstrando que as microusinas podem ser modernizadas de forma eficiente, com ganhos significativos em flexibilidade operacional e eficiência energética. Foi demonstrado também, que para um *retrofit* seja bem-sucedido é necessário que se faça uma validação de uma série de itens, entre eles o objetivo final da aplicação até a necessidade de modificações da infraestrutura elétrica do local. Além disso, as soluções propostas contribuem para aumentar a autonomia energética dos usuários e reduzir custos operacionais. No caso do escritório verde, foi verificado que a melhor opção de *retrofit* seria cenário 5 que utiliza um inversor do tipo acoplamento CA, por não substituir o inversor em operação da universidade, atribuir menor custo a implementação e permitir todos os serviços possíveis. De modo geral, este trabalho representa uma contribuição importante para o setor fotovoltaico brasileiro, ao oferecer subsídios práticos e técnicos que podem guiar futuras iniciativas de integração de SFCR com sistemas de armazenamento em baterias, promovendo sustentabilidade e avanço tecnológico no campo das energias renováveis.

Palavras-chave: sistema fotovoltaico conectado à rede com bateria; *retrofit*; armazenamento de energia.

ABSTRACT

MAIA, Weliton da. **Retrofit Study of Photovoltaic Microplants for Integration of Battery Energy Storage Systems**. 83p. 2024. Dissertation (Master's in Electrical Engineering) – Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2024.

Solar photovoltaic energy has shown intense growth in the last decade between 2013 and 2023. Data from global renewable energy reports show a record increase of 407 GW in 2023 alone, reaching 1,589 GW of installed capacity. Brazil has also shown significant growth with more than 50 GW by December 2024. This advance has driven interest in solutions that integrate grid-connected photovoltaic systems (GCPV) with battery energy storage. This combination offers benefits such as improved grid quality and reliability, demand management, and greater energy security through backup systems. Currently in Brazil, there is no specific standard to address the application of GCPV with batteries, however some laws and standards tend to influence the use of these systems in the country, such as Law 14300, REN No. 1000/2021, and INMETRO Ordinance 140 of 2022. This study aimed to study and propose retrofit solutions for photovoltaic micro-power plants, exploring different ways of integrating batteries with existing systems. The methodology adopted involved a detailed literature review and analysis of the technological solutions available on the market, focusing on the equipment and configurations used in different scenarios. Based on this information, integration strategies were developed, including the case study in Green Office at the Federal Technological University of Paraná, evaluating nine different configurations, which include replacements and couplings of inverters. The results obtained confirmed the viability of the proposed solutions, demonstrating that micro-power plants can be modernized efficiently, with significant gains in operational flexibility and energy efficiency. It was also demonstrated that for a retrofit to be successful, it is necessary to validate a series of items, including the final objective of the application and the need for modifications to the electrical infrastructure of the site. In addition, the proposed solutions contribute to increasing the energy autonomy of users and reducing operational costs. In the case of the Green Office, it was found that the best retrofit option would be scenario 5, which uses an AC-coupled inverter, since it does not replace the university's operating inverter, it would be less costly to implement, and it would allow for all possible services. Overall, this work represents an important contribution to the Brazilian photovoltaic sector, by offering practical and technical subsidies that can guide future initiatives for integrating GCPV with battery storage systems, promoting sustainability and technological advancement in the field of renewable energy.

Keywords: grid-connected photovoltaic system with battery; retrofit; energy storage.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Percentual da participação da capacidade de geração centralizada e distribuída por fonte em dezembro de 2024	17
Figura 2 - Comparação de topologia SFI e SFCR	19
Figura 3 - Topologia simplificada de um SFCR com Bateria.....	19
Figura 4 - Formas de armazenamento de energia	20
Figura 5 - Tipos de sistemas de armazenamento químico	21
Figura 6 – Serviços proporcionados por sistemas de armazenamento por baterias	25
Figura 7 - Sequência de ações durante o controle de frequência de um sistema	27
Figura 8 - Auto restabelecimento com a utilização de baterias	29
Figura 9 - Alívio de congestionamento na transmissão com armazenamento ..	30
Figura 10 - Exemplo de variação no tempo do preço de energia para consumidores.....	32
Figura 11 - Topologia de acoplamento CA e acoplamento CC.....	35
Figura 12 - Configurações de acoplamento CC do lado da bateria e do lado do sistema FV	36
Figura 13 - Configurações de espera passiva: (a) com retificador para carregar baterias; (b) com conversor único e chave de desconexão interna; (c) com conversor CC-CA único e chave de desconexão externa	38
Figura 14 – Configuração CFM de dupla conversão	39
Figura 15 - Configurações interativa com a rede: (a) com impedância; (b) com chave de desconexão interna; (c) com chave de desconexão externa	40
Figura 16 - Configuração Inversor três Portas	41
Figura 17 - Configuração Inversor quatro Portas.....	42
Figura 18 - Empresas de inversores mais lembradas GREENER	43
Figura 19 - Modo de funcionamento Autoconsumo.....	45
Figura 20 - Exemplo de autoconsumo com acionamento de cargas.....	46
Figura 21 - Modo de funcionamento Tempo de Uso	47
Figura 22 - Sistema de armazenamento com <i>backup</i> parcial.....	48
Figura 23 - Tomada auxiliar de <i>backup</i> Fronius	49
Figura 24 - Sistema <i>backup</i> completo Huawei.....	50
Figura 25 - Modo Totalmente Injetado na Rede	51
Figura 26 - Tabela de comparação técnica inversores com bateria	53
Figura 27 - SFCR instalado no Escritório Verde da UTFPR.....	58
Figura 28 - Diagrama unifilar Escritório Verde	59
Figura 29 - Cenário 1 - Substituição por Inversor com bateria	60
Figura 30 - Cenário 2 - Substituição por Inversor com bateria	61
Figura 31 - Cenário 3 - Substituição por inversor com bateria	62
Figura 32 - Cenário 3B - Substituição por inversor com bateria.....	63
Figura 33 - Cenário 4 - Integração inversor de acoplamento	64
Figura 34 - Cenário 5 – Integração inversor de acoplamento.....	65
Figura 35 - Cenário 6 - Integração inversor de acoplamento	66
Figura 36 - Cenário 7 - Integração inversor com bateria.....	67
Figura 37 - Cenário 8 - Integração inversor com bateria.....	68
Figura 38 - Cenário 9 - Integração inversor com bateria.....	69

LISTA DE ACRÔNIMOS, ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CFM	Conversores Fotovoltaicos Multifuncionais
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GC	Geração Centralizada
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço das Liquidações das Diferenças
PV	Fotovoltaico
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIGA	Sistema de Informação de Geração da ANEEL
SISGD	Sistema de Geração Distribuída
UC	Unidade Consumidora
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Motivação	13
1.2	Procedimentos metodológicos	13
1.3	Objetivos	14
1.3.1	Objetivo geral	14
1.3.2	Objetivos específicos	14
1.4	Estrutura do trabalho	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	Energia solar fotovoltaica	16
2.1.1	Mini e microgeração distribuída	17
<u>2.1.1.1</u>	<u>Marco legal da geração distribuída</u>	<u>18</u>
2.1.2	Tipos de sistemas fotovoltaicos	18
2.2	Tipos de armazenamentos	20
2.2.1	Armazenamento químico	21
<u>2.2.1.1</u>	<u>Baterias convencionais (baixa temperatura)</u>	<u>21</u>
<u>2.2.1.2</u>	<u>Baterias de sal líquido e sal fundido (alta temperatura)</u>	<u>23</u>
<u>2.2.1.3</u>	<u>Baterias de fluxo</u>	<u>23</u>
2.3	Aplicações do uso de sistemas de armazenamento por baterias	24
2.3.1	Arbitragem (<i>energy arbitrage</i>)	26
2.3.2	Regulação de frequência (<i>frequency regulation</i>)	26
2.3.3	Reserva girante e não girante (<i>spin/non-spin reverses</i>)	27
2.3.4	Suporte de tensão (<i>voltage support</i>)	28
2.3.5	Auto restabelecimento (<i>black start</i>)	28
2.3.6	Adequação de recursos (<i>Resource Adequacy</i>)	29
2.3.7	Postergação de investimento na distribuição (<i>distribution deferral</i>)	29
2.3.8	Alívio de congestionamento de transmissão (<i>transmission congestion relief</i>)	30
2.3.9	Postergação de investimento na transmissão (<i>transmission deferral</i>)	30
2.3.10	Arbitragem de energia atrás do medidor (<i>time-of-use bill management</i>)	31
2.3.11	Aumento do autoconsumo fotovoltaico (<i>increased PV self-consumption</i>)	32
2.3.12	Redução de cobrança de demanda (<i>demand charge reduction</i>)	33
2.3.13	Backup de energia (<i>backup power</i>)	33

2.4	Considerações sobre o referencial teórico	33
3	ESTUDO DE TOPOLOGIAS EXISTENTES DE SFCR COM BATERIA	35
3.1	Acoplamento CC e acoplamento CA	35
3.2	Normas nacionais.....	36
3.2.1	ABNT	36
3.2.1.1	<u>Espera passiva</u>	37
3.2.1.2	<u>Dupla conversão.....</u>	38
3.2.1.3	<u>Interativa com a rede.....</u>	39
3.2.2	INMETRO	40
3.2.2.1	<u>Configuração em três portas</u>	41
3.2.2.2	<u>Configuração em quatro portas</u>	41
3.3	Considerações finais sobre estudo de topologias existentes de SFCR com bateria	42
4	TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS.....	43
4.1	Topologias de SFCR com bateria no mercado brasileiro	43
4.1.1	Modos de funcionamento	44
4.1.1.1	<u>Autoconsumo</u>	44
4.1.1.2	<u>Tempo de uso (arbitragem)</u>	46
4.1.1.3	<u>Backup parcial.....</u>	48
4.1.1.4	<u>Backup completo</u>	49
4.1.1.5	<u>Totalmente injetado na rede.....</u>	50
4.1.2	Características dos inversores conectados à rede com bateria	51
4.2	Estratégia de integração de baterias em sistemas SFCR sem bateria	54
4.2.1	Objetivo final para aplicação do armazenamento por baterias	54
4.2.2	Dados do sistema existente	55
4.2.3	Análise de impeditivos para a integração	56
4.2.4	Levantamento das opções de integração.....	56
4.3	Exemplo de integração de bateria no Escritório Verde	57
4.3.1	Cenário 1 - substituição por inversor com bateria sem <i>backup</i>	59
4.3.2	Cenário 2 - substituição por inversor com bateria com <i>backup</i> total	61
4.3.3	Cenário 3 - substituição por inversor com bateria com <i>backup</i> parcial...61	
4.3.4	Cenário 4 – integração de inversor de acoplamento sem <i>backup</i>63	
4.3.5	Cenário 5 – Integração de inversor de acoplamento com <i>backup</i> total ..64	
4.3.6	Cenário 6 – integração de inversor de acoplamento com <i>backup</i> parcial	65

4.3.7	Cenário 7 – integração de inversor com bateria	66
4.3.8	Cenário 8 – integração de inversor com bateria com <i>backup</i> total	67
4.3.9	Cenário 9 – integração de inversor com bateria com <i>backup</i> parcial	68
4.3.10	Cenário ideal para o Escritório Verde	69
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	70
	REFERÊNCIAS.....	72
	APÊNDICE A – OUTROS TIPOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	
	ELÉTRICA	76

1 INTRODUÇÃO

O crescimento da energia solar fotovoltaica no mundo tem sido expressivo. Segundo dados do *Renewables 2024 Global Status Report – Energy Supply* (REN21, 2024), com 407 GW adicionados, o ano de 2023 bateu recorde de capacidade instalada adicionada pelo 9º ano consecutivo. Esse crescimento em 2023, somado aos anos anteriores, totaliza 1.589 GW de capacidade total instalada no mundo. No Brasil esse crescimento da energia solar fotovoltaica não foi diferente, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2024a) apresentados pelo Sistema de Geração Distribuída (SISGD), o país possuía até o mês de dezembro de 2024 a capacidade instalada de 34,26 GW de potência na modalidade de geração distribuída (GD). Em relação as usinas fotovoltaicas não pertencentes ao modelo de GD, apresentada também pela ANEEL pelo Sistema de Informação de Geração da ANEEL (SIGA), a capacidade instalada chega a 16,92 GW. Somando as duas fontes de dados tem-se um montante de 51,18 GW de capacidade instalada de fonte solar fotovoltaica.

Dentro desse crescimento expressivo da fonte solar, outros nichos de mercados estão começando a se desenvolver, como é o caso do *solar-plus-storage* (solar-mais-armazenamento). Segundo o relatório do *Renewables 2021 Global Status Report* (REN21, 2021), em 2020 os países da Áustria e Itália forneceram apoio financeiro para instalações de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte que possuíam armazenamento. Áustria fomentou cerca de 36 milhões de euros e Itália 20 milhões de euros. No mesmo relatório é apontado que a demanda por sistemas de energia fotovoltaica com armazenamento por baterias cresceu nos Estados Unidos em 2020. Aproximadamente 6% dos sistemas fotovoltaicos para aplicação atrás do medidor (*behind-the-meter* – sistemas caracterizados por estarem fisicamente localizados do lado do consumidor) e 25% de todos os contratos de usinas de grande porte continham algum tipo de armazenamento de energia.

A utilização de armazenamento de energia por meio de baterias pode permitir que o excesso de energia solar produzida durante o dia seja utilizado a noite, evitando a injeção na rede quando isso for desfavorável financeiramente. As baterias também podem aliviar picos de demanda durante o dia ou ser recarregadas pela própria rede durante períodos que a energia elétrica consumida é mais barata. Em alguns locais, as unidades consumidoras (UC) podem fornecer serviços ancilares para rede elétrica contribuindo com a qualidade de energia (SIMPKINS et al., 2016). A utilização de

sistemas de armazenamento de energia traz diversas melhorias para o setor elétrico, dentre as quais pode-se citar: melhoramento da qualidade e confiabilidade da rede, gerenciamento da demanda de potência, suporte de tensão e frequência, alívio de congestionamento da transmissão, autorrestabelecimento (*black start*) da energia, potência reserva suplementar disponível, capacidade de suprimento e postergação de investimento (PEREZ, 2015).

Como foi possível identificar, as soluções com armazenamento de energia por baterias, principalmente as integradas com sistemas de energia solar fotovoltaica, são uma tendência para o setor elétrico. Uma visão interessante para o setor fotovoltaico é a própria atualização dos sistemas já existentes para a integração com os sistemas de armazenamento por baterias. Nesse sentido é previsto uma atualização ou *retrofit* desses sistemas para que trabalhem com um sistema de armazenamento por baterias.

1.1 Motivação

Com base no que foi introduzido, existe um entendimento do setor de energia em promover pesquisas relacionadas a sistemas fotovoltaicos que utilizem armazenamento de energia por baterias. Esses estudos estão alinhados a novos tipos de armazenamento por baterias, aplicações de serviços possíveis a serem prestados e a otimização da produção visando o autoconsumo. Outros dois pontos importantes a destacar são: o crescimento exponencial de novas instalações fotovoltaicas e que essas são de maioria classificadas como microgeração, principalmente residencial. Dessa forma, é necessária a elaboração de estudos relacionados as topologias possíveis de sistemas fotovoltaicos de microgeração com o uso de baterias com o objetivo de apresentar as concepções existentes em uma ampla abordagem teórica, seus limites de aplicações e estabelecer propostas de melhorias.

1.2 Procedimentos metodológicos

O estudo realizado se baseia em uma pesquisa aprofundada em sistemas fotovoltaicos com armazenamento por baterias. Em primeiro momento o estudo se concentra nos elementos técnicos constituintes, como: os equipamentos elétricos que constituem o sistema, os tipos de armazenamento gerais e por baterias e, por fim, as aplicações de serviços que sistemas de armazenamento podem oferecer. A segunda

parte do trabalho consiste efetivamente em levantar as topologias existentes e balizar com todas as informações técnicas apresentadas na primeira parte do trabalho. Essa segunda parte do estudo prevê uma sinergia com pesquisas acadêmicas de relevância em conjunto com dados de mercado, abordando soluções existentes e disponíveis para aplicação. Por fim, a terceira parte da pesquisa é realizada com o objetivo de estabelecer as topologias com base em suas características e propor topologias e dinâmicas de funcionamento para cada tipo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

O trabalho proposto tem como objetivo geral estudar as topologias e aplicações de armazenamento de energia por baterias em micro usinas fotovoltaicas existentes, visando explorar novas oportunidades para o setor de geração distribuída na modernização desses sistemas.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar as possibilidades de integração de sistemas de armazenamento por baterias com sistemas fotovoltaicos existentes na literatura e no mercado.
- Identificar os equipamentos necessários para a integração de sistemas com baterias em sistemas existentes sem bateria.
- Definir estratégias de integração de sistemas com bateria em sistemas existentes sem bateria.
- Propor configurações de funcionamento de SFCR com bateria em um sistema existente baseadas em modelos de negócios no mercado brasileiro de geração distribuída e nos resultados obtidos.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho é dividido em cinco capítulos.

- Capítulo 1 – Apresentação da introdução ao tema e o estabelecimento da metodologia e objetivos.
- Capítulo 2 - Trata do referencial teórico acerca dos conceitos do tema estabelecido, como: energia solar, geração distribuída, normas técnicas,

armazenamento de energia e aplicações de serviços de sistemas de armazenamento de energia.

- Capítulo 3 – Apresentação da metodologia aplicada, ampla abordagem teórica dos sistemas existentes com armazenamento e conceituação detalhada das topologias existentes.
- Capítulo 4 – Apresentação dos resultados da pesquisa com a demonstração de configurações de *retrofit* possíveis.
- Capítulo 5 – Conclusões e considerações finais.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos sobre energia solar fotovoltaica e armazenamento de energia.

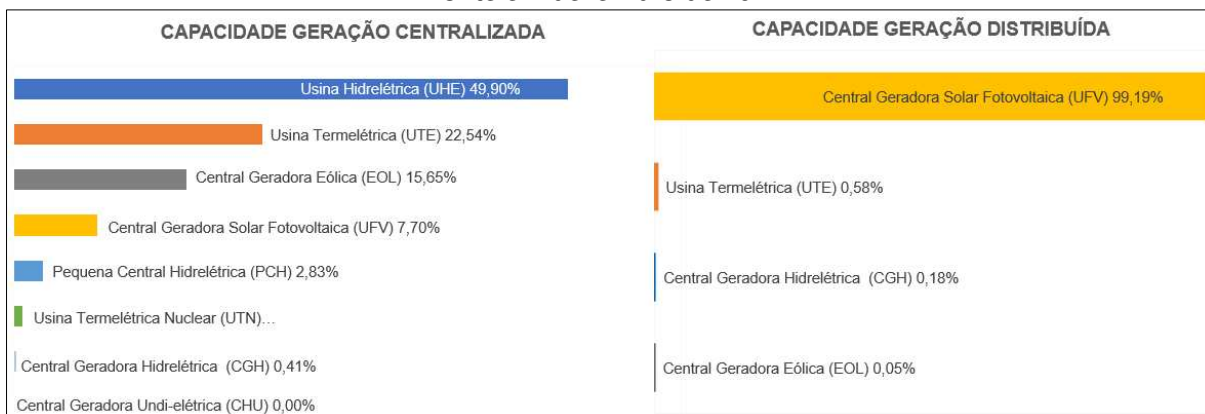
2.1 Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é uma das fontes que mais cresceram no país nesta década. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024), a fonte solar fotovoltaica teve um aumento percentual na oferta de energia em 2023 em relação ao ano anterior (54,8%). O aumento da oferta, em conjunto com a contribuição de outras fontes, compensou a redução da oferta de energia das hidrelétricas e contribuíram para que a matriz energética brasileira mantivesse em um nível de 49,1%.

Há duas formas gerais de geração de energia dentro do sistema elétrico brasileiro: Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD). Segundo Cervantes Rodríguez (2002), é possível definir a geração centralizada como fontes de geração de grande porte, associadas a fontes primárias e que estão interconectadas através de extensas linhas de transmissão e distribuição para o atendimento das necessidades de consumo de forma econômica e confiável. No que se refere a GD, Cervantes Rodríguez (2002) propõe como sendo uma fonte com recurso flexível comparado aos sistemas convencionais de geração e transmissão, baixa complexidade na operação e conexão normalmente em baixa tensão (BT). O conceito de Cervantes vai ao encontro o que explica o caderno informativo da ANEEL (2016) que descreve a GD como sendo uma fonte caracterizada por ser de pequeno porte localizada próxima aos centros de consumo de energia elétrica.

Tendo esses dois conceitos previamente explicados, é possível entender a separação feita pela ANEEL da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica. A agência traz dois bancos de dados diferentes onde é separado a GC da GD. Observando a capacidade em GC, atualmente a energia solar ocupa a quarta posição em capacidade instalada com 7,70% da matriz elétrica. Já no que diz respeito a GD, a fonte possui 99,19% sendo predominante nessa modalidade. Na Figura 1 é apresentado os dados da capacidade de geração para GC e GD com todas as fontes.

Figura 1 – Percentual da participação da capacidade de geração centralizada e distribuída por fonte em dezembro de 2024



Fonte: Adaptado de ANEEL (2024a) e ANEEL (2024b)

A capacidade de geração considerada pela ANEEL para geração distribuída é baseada na modalidade prevista pela resolução normativa nº 1.059:2023 que substituiu a 482:2012.

2.1.1 Mini e microgeração distribuída

Na data de 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), permitindo que qualquer consumidor pudesse gerar energia se conectando à rede elétrica e injetando o excedente no sistema elétrico a partir de fontes de energia renovável ou de cogeração qualificada (ANEEL, 2016). Esse sistema de compensação foi criado a partir da Resolução Normativa REN nº 482/2012 e posteriormente complementado com as revisões REN nº 687/2015 e REN nº 786/2017, a normativa que trata sobre as regras de prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica REN nº 1.000/2021 e por fim consolidada pela REN 1.059:2023.

Dentro do SCEE é realizado uma diferenciação dos geradores. Microgeração distribuída, refere-se as centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW. Minigeração distribuída, refere-se as centrais geradoras de energia elétrica, com potência maior que de 75 kW e menor que 5 MW (ANEEL, 2016). Segundo dados de outubro de 2024, com 27,03 GW, as centrais geradoras classificadas como microgeração, representam 81,09% de toda a capacidade instalada em GD. Cabe ressaltar que, desde 2023, devido a lei 14.300, houve uma limitação na homologação de novas usinas fotovoltaicas, sendo que os novos pedidos de conexão não podem mais ultrapassar 3 MW de potência instalada.

2.1.1.1 Marco legal da geração distribuída

Em 6 de janeiro de 2021 foi sancionada a Lei 14.300 que estabelece o marco legal da geração distribuída no Brasil. Esse marco legal foi criado para restringir possíveis alterações que ANEEL considerou em realizar sobre o sistema de compensação e promoveu diretrizes que até então não existiam dentro do campo da GD (MAIA; URBANETZ, 2022). Dentre os principais pontos apresentados na lei, se destacam:

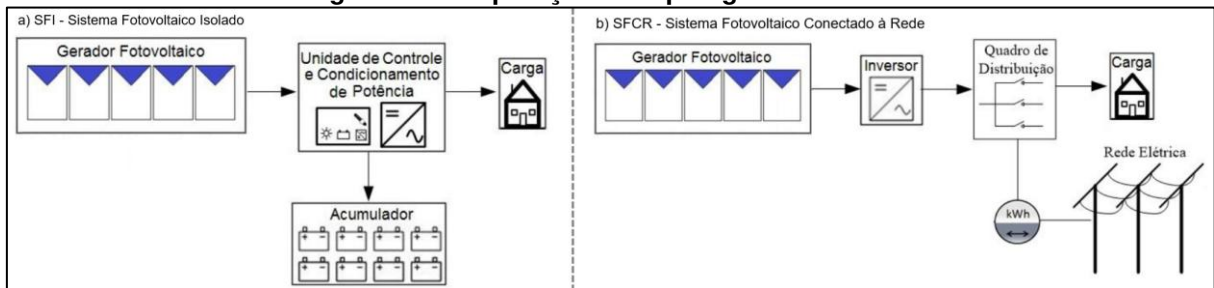
- Artigo 1º, parágrafo IX: considera as fontes de geração fotovoltaica até 3 MW despacháveis quando utilizarem baterias com capacidade de pelo menos 20% da geração mensal da usina;
- Artigo 1º, parágrafo XII: considera as microrredes a integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistemas de distribuição, podendo operar de forma conectada à rede ou isolada;
- Artigo 2º: as concessionárias ou permissionárias deverão atender as solicitações de acesso de unidades consumidoras com ou sem sistema de armazenamento, bem como sistemas híbridos;
- Artigo 23: a possibilidade de contratação de serviços ancilares por meio de fontes despacháveis.
- Artigo 27: o faturamento de componentes tarifárias antes compensadas.

As definições dadas pela LEI 14.300 foram dispostas na normativa REN 1.059:2023 da ANEEL e incluídas na REN 1.000:2021.

2.1.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Segundo Pinho e Galdino (2014), há pelo menos duas classificações para sistemas fotovoltaicos: sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). Os sistemas isolados geralmente possuem algum tipo de armazenamento de energia como baterias. Já os SFCR dispensam o uso de acumuladores pois toda a energia gerada pode ser consumida diretamente pela carga próximo ao gerador ou injetada na rede elétrica convencional.

Na Figura 2 é apresentado as duas topologias de sistemas fotovoltaicos convencionais.

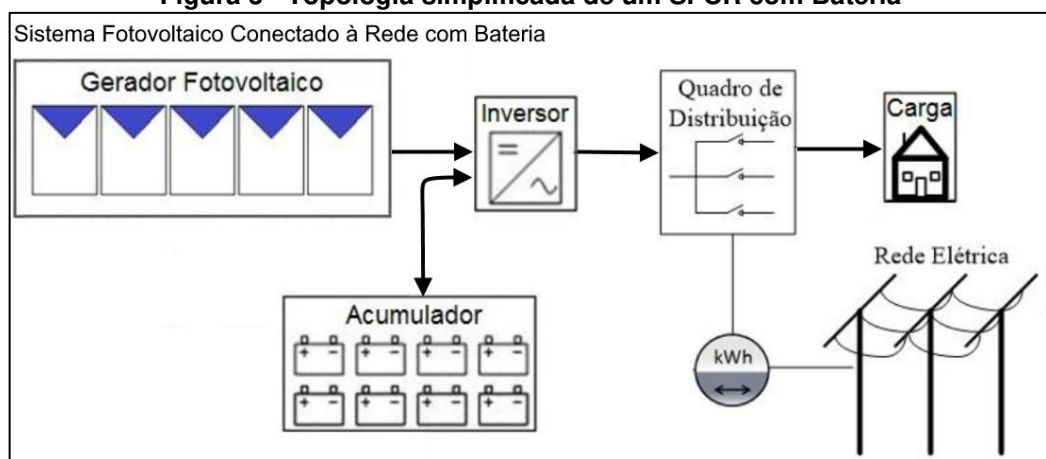
Figura 2 - Comparação de topologia SFI e SFCR

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

Tradicionalmente os SFCR não possuem baterias, entretanto, com a queda dos preços de venda da energia, queda dos preços da instalação de sistemas fotovoltaicos e o aumento dos preços das tarifas de consumo de energia elétrica, o interesse pela utilização de SFCR com armazenamento de energia vem mudando. A utilização de sistemas com bateria nessas condições tende a privilegiar o autoconsumo, trazendo maiores ganhos financeiros (RASIN e RAHMA, 2015).

Pode-se considerar que o SFCR com armazenamento seria uma terceira classificação de sistema fotovoltaico. Esse tipo de sistema pode ser encontrado na literatura como: sistema fotovoltaico multifuncional (BRANDÃO, 2013), sistema fotovoltaico híbrido (OCÁCIA et al., 2002), SFCR com armazenamento de energia (BELLINASSO, 2017) e SFCR com baterias (BARBOSA *et al.*, 2007).

Na Figura 3 é apresentada uma topologia simplificada de um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento por baterias.

Figura 3 - Topologia simplificada de um SFCR com Bateria

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

O inversor é um dos principais equipamentos dentro de um sistema fotovoltaico. Nele é onde acontece a conversão da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e demais funcionalidades necessárias para a conexão com a rede

elétrica. É nesse mesmo equipamento que fabricantes do setor estão adicionando a funcionalidade de integração direta com um sistema de armazenamento por baterias. Segundo Bellinaso (2017), recentemente, os conversores fotovoltaicos denominados multifuncionais (CFM), que reúnem as características de conversores de sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede, estão sendo amplamente estudados. Os CFMs operam basicamente de 3 formas: modo conectado à rede fornecendo potência à rede elétrica, modo retificador recebendo energia da rede para carregar as baterias e pelo modo ilhado fornecendo energia do banco de baterias para as cargas.

2.2 Tipos de armazenamentos

Há diversas formas de armazenar energia, como: campo elétrico, campo magnético, energia mecânica, vetores energéticos etc. Entretanto, a utilização de baterias eletroquímicas é a forma mais convencional, por ser mais conveniente e eficiente (PINHO; GALDINO, 2014). As diversas formas de armazenamento de energia podem ser observadas com mais detalhes na Figura 4.

Figura 4 - Formas de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de Bueno e Brandão (2015)

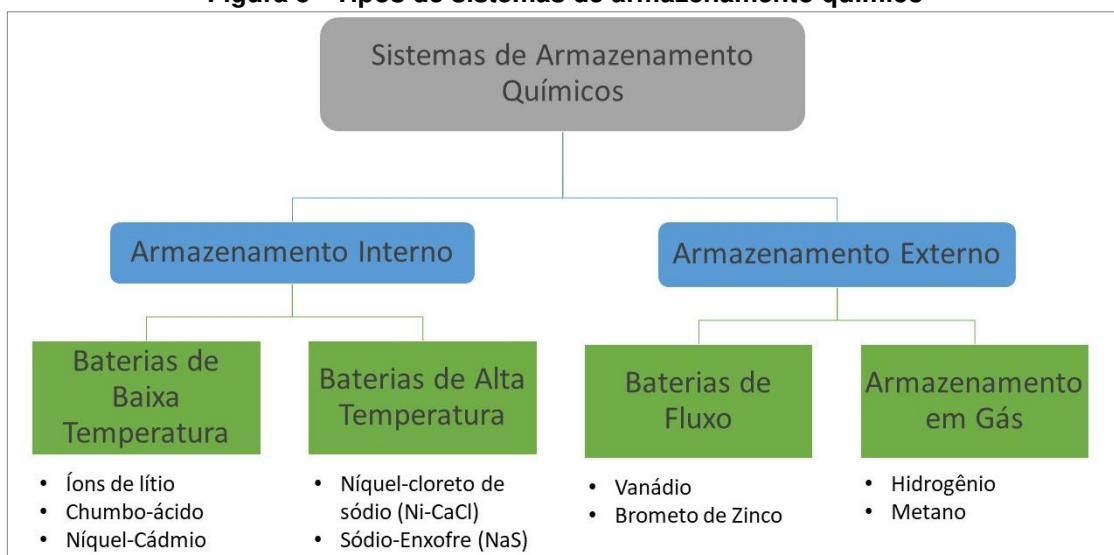
Durante a produção deste trabalho, foi pesquisado diversas formas de armazenamento de energia elétrica. Como o escopo se limita a pesquisa de sistemas com baterias, este capítulo irá focar somente na apresentação do armazenamento químico por baterias. Para a discussão de outros tipos de armazenamento, foi elaborado o texto que se encontra no Apêndice A deste trabalho.

2.2.1 Armazenamento químico

Os sistemas de armazenamento de energia na forma química são amplamente conhecidos e utilizados desde os primeiros estudos com energia elétrica. Esse tipo de armazenamento consiste em uma reação eletroquímica, do tipo reversível, onde há movimentação de cargas elétricas através de um eletrólito (BUENO; BRANDÃO, 2015). Segundo Costa (2014), as tecnologias de baterias são os tipos de armazenamento químico mais utilizados.

Na Figura 5 é demonstrado os tipos de armazenamentos químicos, divididos em armazenamento interno e armazenamento externo.

Figura 5 - Tipos de sistemas de armazenamento químico



Fonte: Adaptado de Bueno e Brandão (2015)

2.2.1.1 Baterias convencionais (baixa temperatura)

As baterias convencionais são constituídas basicamente por dois eletrodos (anodo e catodo) e um eletrólito mantidos em um recipiente fechado. O funcionamento dessas baterias se baseia em reações eletroquímicas que provocam um fluxo de elétrons entre os dois eletrodos existentes. Durante a descarga ocorrem reações de oxidação e redução no anodo e no catodo, respectivamente. Do contrário, durante a carga da bateria, essas mesmas reações se invertem. Estão dentro dessa categoria, convencionais, as baterias de chumbo-ácido, íon-lítio e níquel-cádmio (SERRA *et al.*, 2017; LOPES, 2015).

As baterias de chumbo-ácido (Pb-Ac) são, de longe, as mais maduras e com maior aceitação no mercado entre as tecnologias de armazenamento eletroquímico existentes. Dentre suas vantagens estão o baixo custo, facilidade na fabricação,

cinética rápida da reação eletroquímica e vida útil razoável. Entretanto, uma de suas desvantagens é o uso de materiais tóxicos e com potencial perigoso ao meio ambiente (SERRA *et al.*, 2017). Segundo Bueno e Brandão (2015), as baterias Pb-Ac são mais adequadas a sistemas que requeiram períodos de armazenamento curtos ou médios, como as da indústria automotiva e os sistemas de *backup* (*nobreaks*) para telecomunicações os maiores mercados para essa tecnologia.

As baterias de íon-lítio são uma tecnologia relativamente nova comparada as de Pb-Ac. Na fabricação dessa bateria é utilizado o elemento Lítio, sendo o metal alcalino de maior potencial eletroquímico na tabela periódica. Além do lítio, as baterias da mesma família apresentam diferentes composições químicas, como: LiFePO_4 (fosfato de ferro e lítio), LiCoO_2 (óxido de cobalto e lítio), LiMnO_4 (óxido de manganês e lítio), LiNiMnCoO_2 (óxido de cobalto, manganês, níquel e lítio) e Li-polímero. Todas essas tecnologias possuem alta densidade de energia (85 a 150 Wh/kg) e podem trabalhar com picos de potência elevados (BRUNO; BRANDÃO, 2015; SERRA *et al.*, 2017). Sua aplicação é voltada principalmente para equipamentos eletrônicos e tem sido uma opção preferencial na fabricação de carros elétricos. Além disso, existem diversos projetos experimentais utilizando sistemas estacionários com baterias de íon-lítio integrados às redes de concessionárias de energia elétrica. Estas aplicações conectadas à rede envolvem tanto conjuntos de baixa capacidade (5 a 10 kW e 20 kWh) quanto conjuntos com alta capacidade (1 a 100 MW e 4 a 400 MWh), e reposta rápida para regulação de frequência (SERRA *et al.*, 2017).

As baterias de níquel cádmio (Ni-Cd), foram uma das primeiras tecnologias de baterias desenvolvidas. Assim como a bateria de Pb-Ac, é considerada uma tecnologia madura e barata quando comparada as outras tecnologias (BRUNO; BRANDÃO, 2015). Dentre as baterias de níquel (Ni), existe uma família de outras baterias que empregam o metal em um dos eletrodos (positivo) enquanto o outro eletrodo (negativo) pode ser constituído de cádmio (Cd), zinco (Zn), hidrogênio (H_2), ferro (Fe) ou haletos. A aplicação dessa tecnologia é geralmente voltada para o setor elétrico pelas concessionárias, devido a sua alta densidade de energia, elevada capacidade de descarga, robustez, confiabilidade e vida útil. As principais desvantagens estão na própria presença do cádmio, por ser um material tóxico, e na faixa de eficiência, estando entre 60-70% (SERRA *et al.*, 2017).

2.2.1.2 Baterias de sal líquido e sal fundido (alta temperatura)

As baterias classificadas como de alta temperatura possuem em sua composição a presença de eletrodos de sal fundido. São similares a construção das baterias convencionais, mas também possuem características que se assemelham aos sistemas de armazenamento térmico. Dentre as tecnologias mais utilizadas estão as baterias de sódio-níquel-cloreto e as baterias de sódio-enxofre. Uma característica comum a essa tecnologia é a necessidade de aquecimento por resistências internas durante sua operação, o que acarreta um autoconsumo elevado (SERRA *et al.*, 2017).

As baterias de Sódio-Enxofre (NaS) são um tipo de bateria de alta temperatura que possui sal fundido em sua composição. O eletrodo negativo é formado pelo sódio (Na) fundido e o eletrodo positivo por enxofre (S), os dois separados por um eletrólito cerâmico sólido (β -alumina). O sódio e enxofre são mantidos a uma faixa de temperatura de 300 a 360°C para facilitar a condutividade. A aplicação dessas baterias se dá principalmente no setor elétrico de distribuição para garantir a qualidade de energia, nivelamento de carga (supressão de pico de demanda), sistemas de emergência, ilhamento, integração com fontes renováveis e ações que requerem períodos longos de descarga. A eficiência dessas baterias está na faixa de 70 a 90%, densidade de carga de 100 a 250 Wh/kg e densidade de potência próximo de 260 W/kg (BRUNO; BRANDÃO, 2015; SERRA *et al.*, 2017).

Outro tipo de bateria de alta temperatura são as com composição sódio-níquel-cloro (ou níquel-cloreto de sódio), também conhecidas como ZEBRA - *Zero Emission Battery*. Essas baterias são semelhantes as baterias de NaS pois também utilizam eletrodos no estado líquido. Sua aplicação inicialmente foi para veículos elétricos, entretanto, posteriormente foi utilizada para conexão com a rede para fontes intermitentes e nivelamento de cargas. A faixa de temperatura de operação está entre 270 °C e 350°C, eficiência em uma faixa de 85 a 90% e com densidade de energia e potência na ordem de 117 Wh/kg e 260 W/kg, respectivamente (BRUNO; BRANDÃO, 2015; SERRA *et al.*, 2017).

2.2.1.3 Baterias de fluxo

As baterias de fluxo têm sua construção diferente das baterias convencionais ou de alta temperatura. O fluxo de eletrólito (sendo um material ativo constituído por um sal dissolvido) é condicionado em um tanque separado do empilhamento onde se

encontram o anodo, o catodo e os elementos de separação. Durante o processo de carga e descarga, o eletrólito é bombeado através de eletrodos, sendo o local onde ocorre a reação química que absorve ou libera a corrente elétrica. Sendo assim, a capacidade armazenamento de energia é definida pelo tamanho do tanque de armazenamento, enquanto a potência é determinada pela unidade de reação. As duas principais baterias de fluxo são as de vanádio e brometo de zinco (BRUNO; BRANDÃO, 2015; SERRA *et al.*, 2017).

As baterias de vanádio redox (VBR), como são chamadas, são baseadas em reações de oxirredução de diferentes formas iônicas de vanádio. Uma das vantagens dessa tecnologia é ausência de auto descarregamento por os eletrólitos se situarem em tanques diferentes. Outra vantagem está no número de ciclos de carga e descarga que estão estimados em pelo menos 10.000 ciclos. Das desvantagens estão o grande volume de eletrólito a ser armazenado e tipo de membrana trocadora de íons utilizada ser tóxica (SERRA *et al.*, 2017).

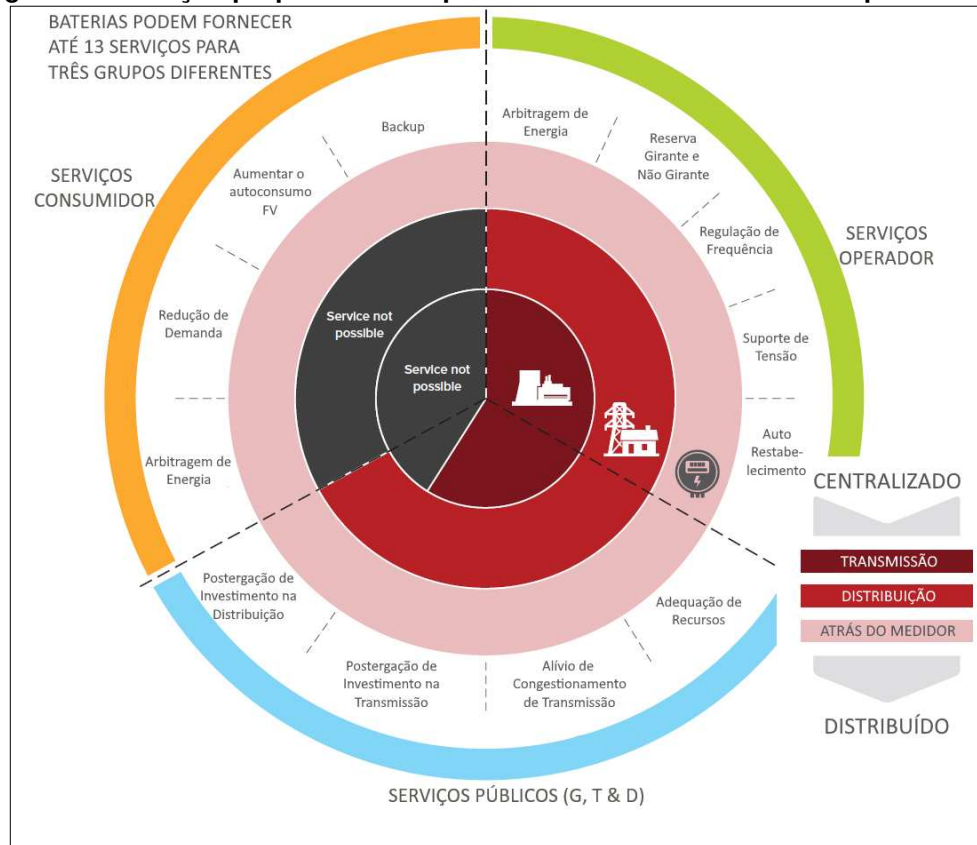
No caso das baterias de brometo de zinco (ZNB), o elemento zinco encontra-se no estado sólido quando a bateria está carregada e no estado dissolvido quando descarregada. Enquanto o brometo é sempre dissolvido no eletrólito aquoso. As baterias de ZNB ainda não possuem maturidade tecnológica e os seus dados de desempenho ainda são escassos. Sua vida útil é estimada em 2.000 ciclos, enquanto sua eficiência é estimada em 65% (BRUNO; BRANDÃO, 2015; SERRA *et al.*, 2017).

2.3 Aplicações do uso de sistemas de armazenamento por baterias

Muitos estudos foram realizados ao longo da última década que demonstram os diferentes valores e serviços que o armazenamento por baterias pode proporcionar. Há diversas aplicações de sistemas de armazenamento em baterias no setor elétrico. A atratividade dessas aplicações depende das características e necessidades de cada sistema considerado (EPE, 2019; FITZGERALD *et al.*, 2015). Segundo Fitzgerald *et al.* (2015), a localização do armazenamento por meio de baterias pode ser dividida em três níveis: atrás do medidor, nível de distribuição ou nível de transmissão. Na Figura 6 é destacado pelo menos 13 serviços oferecidos pelo armazenamento por baterias ao setor elétrico separadas dentro desses três níveis.

Na Figura 6 são apresentados com mais detalhes os serviços possíveis com armazenamento por baterias.

Figura 6 – Serviços proporcionados por sistemas de armazenamento por baterias



Fonte: Adaptado de Fitzgerald *et al.* (2015)

Na Figura 6 apresentada é possível identificar os 13 serviços separados majoritariamente por três agentes do setor elétrico: consumidores (em laranja); geração, distribuição e transmissão (em azul); e operador (em verde). Do ponto de vista do usufruto ou localização da aplicação, é apresentada na ilustração os níveis citados anteriormente, de fora para dentro, iniciando nas aplicações atrás do medidor (em vermelho claro), até as aplicações no nível de transmissão (em vermelho escuro).

Segundo Fitzgerald *et al.* (2015), o armazenamento de energia para o consumidor localizado atrás do medidor pode, tecnicamente, oferecer o maior número de serviços. Entretanto, nem sempre a aplicação para o consumidor nessa localização é a opção com o menor custo. Os autores ainda afirmam que, o armazenamento atrás do medidor está localizado de forma ideal para o serviço de armazenamento de energia mais importante entre os 13: a energia de *backup*. Nota-se que a energia de *backup* aqui tem a definição do fornecimento de energia pelas baterias em caso de falta de energia da rede e não apenas como uma simplificação para sistema de armazenamento. Em todo este trabalho, é utilizado essa primeira definição de *backup*, como um fornecimento de energia por baterias em caso de falta da rede principal.

Nos próximos subitens desse capítulo serão apresentados brevemente sobre cada uma das 13 aplicações. Nota-se que aqui é importante destacar que os serviços mais relevantes para este trabalho são os referentes ao consumidor (atrás do medidor) que estão apresentados no subitem 2.3.10 ao 2.3.13.

2.3.1 Arbitragem (*energy arbitrage*)

O serviço de arbitragem, também conhecido como *Electric Energy Time-Shift* (mudança de tempo de energia elétrica – em tradução livre), envolve a compra de energia elétrica em períodos que os preços ou custos marginais estão mais baratos, para que posteriormente possa se vender a energia elétrica armazenada em um momento de escassez onde os preços estão mais altos. Alternativamente, o serviço de arbitragem pode funcionar semelhante ao armazenamento do excesso de produção de energia elétrica de fontes renováveis intermitentes como eólica e fotovoltaica (AKHIL *et al.*, 2013).

Serviços de arbitragem requerem sistemas com maior capacidade de armazenamento para que possam se aproveitar das oscilações de preços. O seu funcionamento depende fundamentalmente da granularidade temporal do preço, e de seu comportamento. No caso do Brasil, a adoção do PLD (Preço das Liquidações das Diferenças) horário pode abrir espaço para essa solução (EPE, 2019).

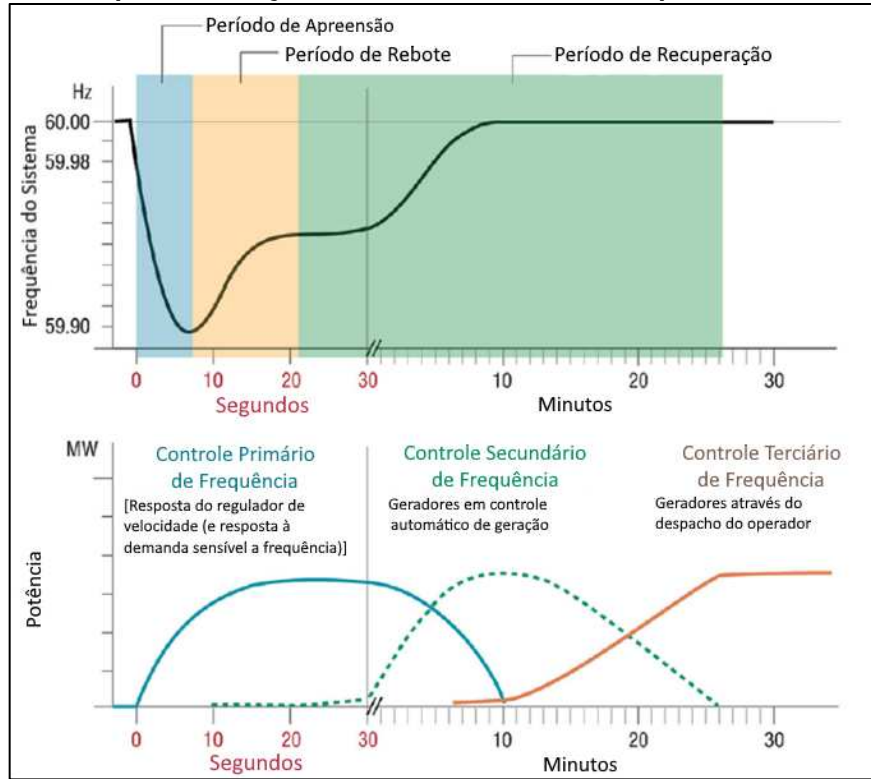
2.3.2 Regulação de frequência (*frequency regulation*)

A regulação de frequência é a reposta imediata e automática da energia elétrica a uma mudança de frequência detectada na rede localmente, seja para um sistema ou elementos do sistema. Esse tipo de regulação é necessário para garantir que a geração em todo o sistema seja perfeitamente compatível com a carga no mesmo instante, assim evitando picos ou quedas de frequência que criam instabilidade na rede (FITZGERALD *et al.*, 2015).

Uma característica que favorece o uso de baterias para o controle de frequência é sua rápida resposta. Mesmo não sendo um elemento rotativo, sistemas com bateria podem prover a inércia sintética ao sistema, o que traz tempo hábil para atuação do controle primário da frequência, principalmente em sistemas com inércia reduzida (EPE, 2019).

Na Figura 7 é apresentado os estágios durante o controle de frequência de um sistema após uma perda súbita de geração.

Figura 7 - Sequência de ações durante o controle de frequência de um sistema



Fonte: Adaptado de Akhil *et al.* (2013)

Segundo Akhil *et al.* (2013), a resposta ao controle de frequência nos primeiros segundos, chamado de controle primário de frequência, é dado pelo aumento da potência de saída dos geradores. É nessa janela de tempo de segundos, durante o período de apreensão (*Arresting Period*) e rebote (*Rebound Period*), que a ação rápida dos volantes de inércia e sistemas de armazenamento por baterias se destacam na estabilização da frequência. A atuação do armazenamento garante uma transição mais suave do período de perturbação e vem sendo utilizado de forma eficaz pelas concessionárias de energia.

2.3.3 Reserva girante e não girante (*spin/non-spin reverses*)

A reserva girante é a capacidade de geração de um sistema capaz de atender a carga imediatamente em resposta a um evento de contingência inesperado. Por outro lado, a reserva não girante é a capacidade de geração que pode responder a eventos de contingência em um curto período, geralmente menos de dez minutos, sendo que difere da girante por não estar disponível instantaneamente (FITZGERALD *et al.*, 2015). Geralmente essa capacidade de reserva é tão grande quanto o maior

recurso individual que atende o sistema, podendo ter capacidade de fornecimento equivalente de 15% a 20% da normal (AKHIL *et al.*, 2013).

Para Akhil *et al.* (2013), além das reservas girante que trabalham sincronizadas e as não girantes que trabalham de forma não sincronizadas, existe ainda um terceiro tipo que são as reservas suplementares (em inglês *Supplemental Reserve*). Essa reserva é uma geração que pode suplementar a carga em um período de uma hora. Seu papel é de fornecimento de *backup* para as reservas girantes e não girantes. Da mesma forma que as reservas não girantes, as reservas suplementares não estão sincronizadas com a rede, e, além disso, são utilizadas somente após todas as reservas girantes e não girantes estarem conectadas.

2.3.4 Suporte de tensão (*voltage support*)

O serviço de suporte ou regulação de tensão garante um fluxo de eletricidade confiável e contínuo em todo o sistema. Quando a tensão do sistema é mantida dentro de uma faixa aceitável é garantida a produção de energia ativa e reativa compatível com a demanda (FITZGERALD *et al.*, 2015).

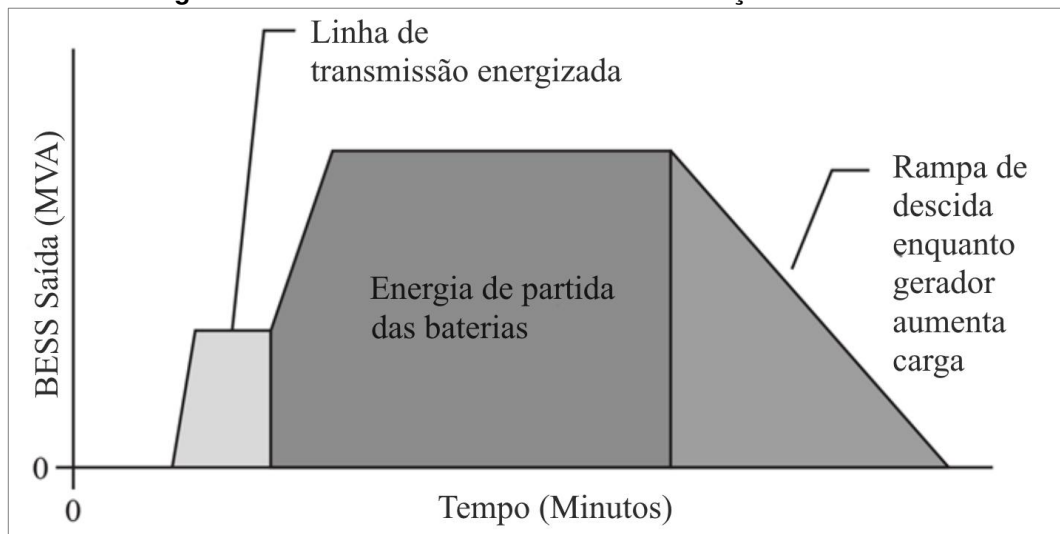
O gerenciamento da reatância é requerido na maioria dos casos para o controle de tensão, que é causada por equipamentos conectados à rede que geram, transmitem ou consomem eletricidade. Geralmente esses equipamentos exibem características como as de indutores e capacitores. Dessa forma, o controle pode ser realizado por sistemas de armazenamento com geradores de energia reativa para compensar a reatância. Esses sistemas podem ser alocados estrategicamente em locais centrais ou adotando a abordagem distribuída (AKHIL *et al.*, 2013).

2.3.5 Auto restabelecimento (*black start*)

O auto restabelecimento, também conhecido como partida autônoma, é um tipo de serviço que tem como característica um processo autônomo de restabelecimento total ou parcial do fornecimento de energia elétrica após uma situação de colapso, como um blecaute (SERRA *et al.*, 2017; BUENO; BRANDÃO; 2015).

Na Figura 8 é demonstrado a operação de um sistema de bateria em uma situação de auto restabelecimento.

Figura 8 - Auto restabelecimento com a utilização de baterias



Fonte: Adaptado de Akhil *et al.* (2013)

Na Figura 8 apresentada é ilustrado o funcionamento do serviço de baterias em auto restabelecimento que é utilizado pela empresa *Golden Valley Electric Association* na cidade de Fairbanks no Alasca. A operação mostra a descarga de energia para fornecer corrente de carga para dois caminhos de transmissão conforme necessário, assim como energia de partida para duas usinas à diesel que funcionam na cidade até que a conexão à rede seja restaurada (AKHIL *et al.*, 2013).

2.3.6 Adequação de recursos (*Resource Adequacy*)

O serviço de adequação de recurso visa a contração do fornecimento de energia a partir de sistemas de armazenamento para atender os requisitos de geração durante os horários de pico. Esse tipo de investimento tem o objetivo de adiar ou reduzir incrementalmente a necessidade de nova capacidade de geração e mitigar o risco de investimento excessivo na área (FITZGERALD *et al.*, 2015).

2.3.7 Postergação de investimento na distribuição (*distribution deferral*)

A postergação do investimento em sistemas de distribuição, no contexto de fornecimento por sistemas de armazenamento, tem como objetivo: atrasar, reduzir o tamanho ou, até mesmo, evitar totalmente os investimentos das concessionárias na atualização dos sistemas de distribuição para atender as necessidades do crescimento de carga em regiões específicas do sistema (FITZGERALD *et al.*, 2015).

Essa postergação da atualização pode ser a de substituição de um transformador de distribuição antigo ou sobrecarregado ou o reforço de uma linha de

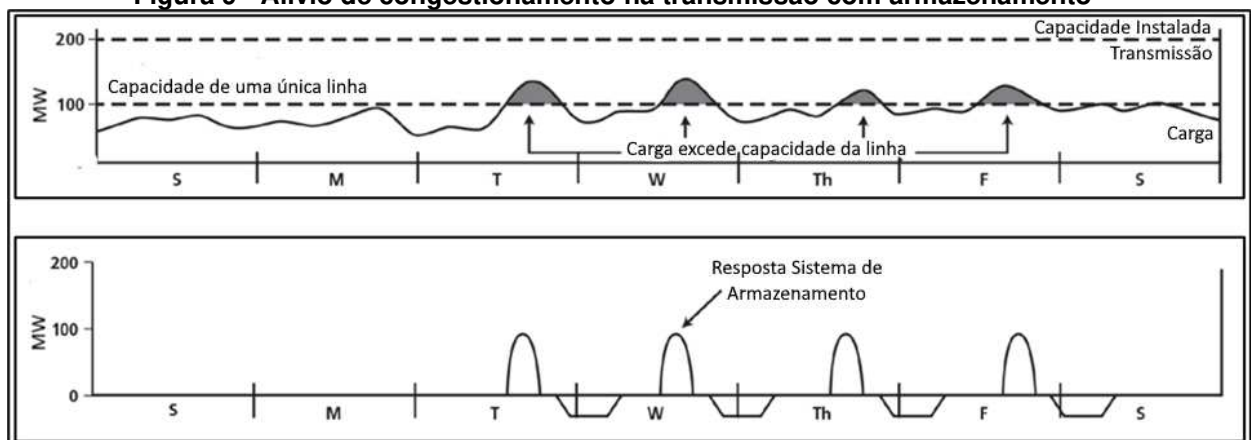
distribuição específica. Utilizando o transformador sobrecarregado como exemplo, é possível utilizar o sistema de armazenamento para operar em períodos de pico, prolongando sua vida útil. Se o sistema de armazenamento estiver em contêiner é possível mover para outras subestações, onde poderá continuar adiando pontos de decisões semelhantes (AKHIL *et al.*, 2013).

2.3.8 Alívio de congestionamento de transmissão (*transmission congestion relief*)

Esse serviço estabelece uma cobrança das ISOs (*Independent System Operator* - no Brasil similar ao Operador Nacional do Sistema) sobre o congestionamento de linhas de transmissão em determinados horários do dia. Nesse caso, sistemas de armazenamento podem ser instalados a jusante das linhas de transmissão para descarregar durante o período congestionado e minimizar os efeitos (FITZGERALD *et al.*, 2015).

Na Figura 9 é demonstrado o serviço de alívio de congestionamento funcionando.

Figura 9 - Alívio de congestionamento na transmissão com armazenamento



Fonte: Adaptado de Akhil *et al.* (2013)

Na parte superior do gráfico é demonstrado quatro casos em que a carga excede a capacidade da linha. Já no gráfico inferior, é demonstrado o descarregamento do armazenamento durante esses quatro eventos e o carregamento do armazenamento durante a madrugada enquanto a linha está levemente carregada (AKHIL *et al.*, 2013).

2.3.9 Postergação de investimento na transmissão (*transmission deferral*)

Da mesma forma que os sistemas de distribuição, para Fitzgerald *et al.* (2015), a postergação de investimento na transmissão tem como objetivo: atrasar, reduzir o

tamanho ou, até mesmo, evitar totalmente os investimentos das concessionárias na atualização dos sistemas de transmissão para atender as necessidades do crescimento de carga em regiões específicas do sistema.

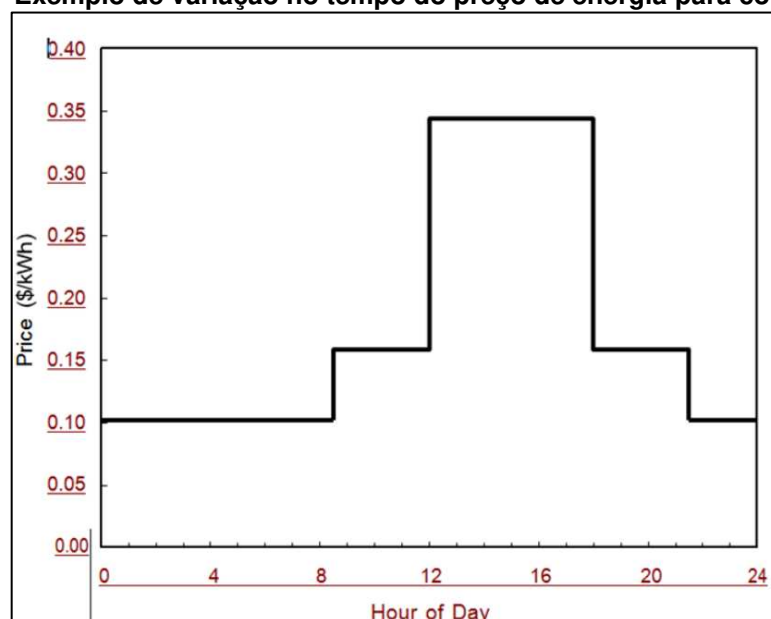
Para a EPE (2019), a aplicação de baterias em sistemas de transmissão pode ser muito atrativa, principalmente em locais de difícil acesso ou próximos a unidades de conservação ambiental, levando em conta que no primeiro caso pode se tornar caro a expansão do sistema.

2.3.10 Arbitragem de energia atrás do medidor (*time-of-use bill management*)

Assim como aplicado no modelo de arbitragem na comercialização de energia pelos geradores, é possível expandir esse conceito na perspectiva dos consumidores localizados atrás do medidor. Segundo Fitzgerald *et al.* (2015), o gerenciamento de contas de tempo de uso (*Time-of-Use Bill Management*), é definido como a compra de energia quando as taxas de tempo de uso da energia são mais altas (em picos de consumo) e transferindo essas compras para períodos quando as taxas são mais baixas. Neste modelo, o consumidor pode utilizar sistemas de armazenamento de energia para reduzir sua conta de energia.

Akhil *et al.* (2013) chamam esse modelo de *Time-Shift* de energia no varejo (*Retail Energy Time-Shift*). Os autores sinalizam que este modelo é semelhante ao *Electric Energy Time-Shift*, embora os preços da energia elétrica sejam baseados na tarifa de energia de varejo do cliente, enquanto no convencional o preço da energia é o de atacado vigente. Os autores ainda apresentam um gráfico demonstrando essa variação do preço de energia durante o dia para o consumidor final conforme pode ser observado na Figura 10.

Figura 10 - Exemplo de variação no tempo do preço de energia para consumidores



Fonte: Akhil *et al.* (2013)

Para EPE (2019), o serviço de arbitragem para aplicações atrás do medidor é possível utilizando sistemas com baterias, entretanto, esse serviço pressupõe tarifas variáveis ao longo do dia, o que não ocorre para todas as classes de consumo. No caso do Brasil, a cobrança da tarifa de energia elétrica com postos tarifários diferentes ao longo do dia acontece para os denominados Grupo A, com os postos tarifários ponta e fora ponta, e para os denominados Grupo B aderentes a Tarifa Branca, com postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta (ANEEL, 2022c).

2.3.11 Aumento do autoconsumo fotovoltaico (*increased PV self-consumption*)

O autoconsumo pode ser entendido como a possibilidade de consumir instantaneamente a energia elétrica gerada de um sistema fotovoltaico, formando uma economia direta na compra de energia da concessionária. Em alguns casos para se aumentar a taxa de consumo de energia, utiliza-se sistemas de armazenamento por baterias para “consumir” o excesso de energia produzido. (AZEVEDO; SILVA, 2014).

Esse tipo de serviço pode ser utilizado com objetivo de maximizar o benefício financeiro da energia solar fotovoltaica com estruturas de tarifas de energia desfavoráveis, como por exemplo em locais onde não é permitido a exportação de energia (FITZGERALD *et al.*, 2015).

2.3.12 Redução de cobrança de demanda (*demand charge reduction*)

Segundo Akhil *et al.* (2013), o armazenamento de energia elétrica pode ser utilizado pelos clientes finais com o objetivo de reduzir os custos com demanda em períodos de pico especificados pela concessionária.

No Brasil existem modalidades de faturamento, para clientes atendidos em média e alta tensão, onde o cliente deve contratar uma demanda máxima (em kW), que em caso de ultrapassagem, é obrigatório o pagamento de uma tarifa maior. As baterias podem permitir uma contratação de uma demanda menor e garantir que não haja ultrapassagem (EPE, 2019).

2.3.13 Backup de energia (*backup power*)

Os sistemas de armazenamento em conjunto com um sistema de geração de energia, podem fornecer energia de *backup* em várias escalas, desde manutenção da qualidade de energia em operações industriais até o *backup* diário para sistemas residenciais (FITZGERALD *et al.*, 2015).

Um sistema de *backup* entra em operação fornecendo energia, parcial ou total, para as cargas do consumidor quando há perda total de energia da concessionária de origem. Essa aplicação exige que o sistema funcione de forma ilhada durante a interrupção do fornecimento da concessionária e volte a sincronizar com a rede quando a energia for restabelecida (AKHIL *et al.*, 2013).

2.4 Considerações sobre o referencial teórico

Este capítulo de referencial teórico apresentou uma base teórica abrangente sobre os principais conceitos abordados neste trabalho e que sustentam esta pesquisa.

Aqui foi demonstrado como estão classificados os sistemas fotovoltaicos e as normas referente a geração distribuída. Esse conceito é fundamental para delimitar o estudo das topologias.

Foi abordado também os tipos de armazenamento, principalmente, o armazenamento por bateria que é o principal escopo do trabalho. Demonstrando qual o tipo de tecnologia disponíveis e o seu funcionamento.

Por fim, foi apresentado os serviços disponíveis a partir do armazenamento de energia, considerando que para este trabalho será delimitado aos serviços ao

consumidor. Esses serviços atribuem as funcionalidades do armazenamento que por sua vez guiam a topologia adequada para atingir tal funcionalidade.

Esses elementos se alinham diretamente aos objetivos da pesquisa, que busca propor estratégias viáveis de integração e modernização para microusinas fotovoltaicas, contribuindo com soluções que atendam às demandas técnicas, normativas e econômicas do mercado brasileiro.

3 ESTUDO DE TOPOLOGIAS EXISTENTES DE SFCR COM BATERIA

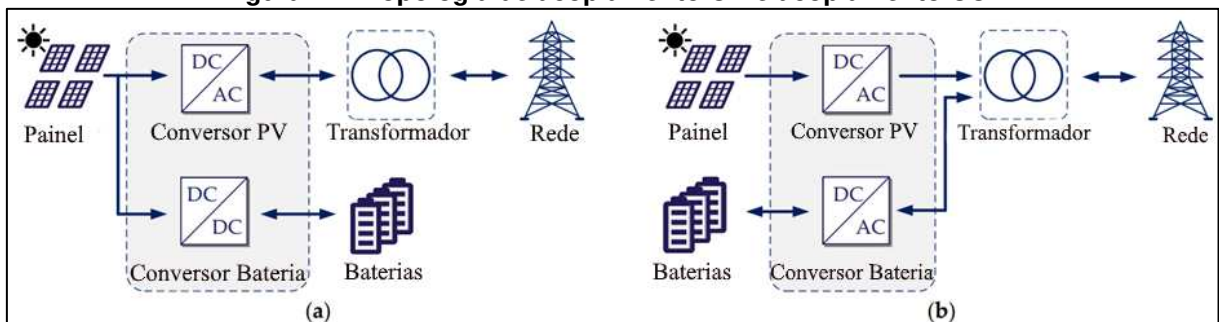
Neste capítulo serão exploradas as topologias com uma ampla abordagem da literatura de SFCR com bateria, com uma apresentação geral dos conceitos e das normas brasileiras.

3.1 Acoplamento CC e acoplamento CA

Um sistema fotovoltaico pode ser configurado de diversas formas. Dentro do contexto dos SFCR com bateria, existem duas topologias principais de conexão: acoplamento CA e acoplamento CC. Na topologia de acoplamento CC, o sistema de carga e descarga da bateria está conectado na entrada de corrente contínua do sistema fotovoltaico. Enquanto na topologia de acoplamento CA, o sistema da bateria está conectado a saída de corrente alternada do inversor bidirecional (HE *et al.*, 2020; DIORIO *et al.*, 2018).

As duas topologias de conexão podem ser verificadas com mais detalhes na Figura 11, (a) topologia de acoplamento CA e (b) acoplamento CC.

Figura 11 - Topologia de acoplamento CA e acoplamento CC.



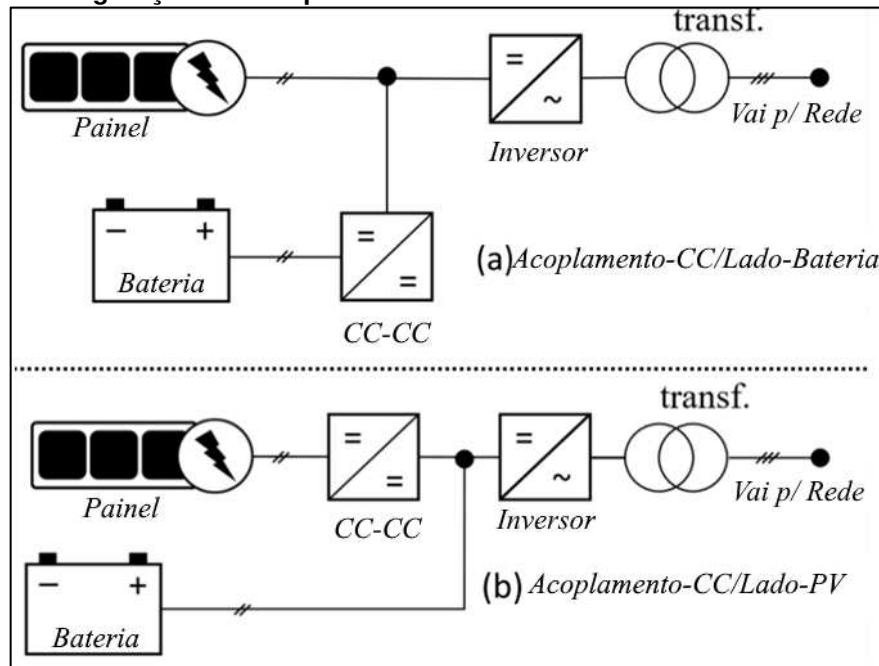
Fonte: Adaptado de He *et al.*, (2020)

Os benefícios do acoplamento CC estão concentrados principalmente no aumento da eficiência e na diminuição das perdas quando comparado ao acoplamento CA. Essa eficiência se dá pela possibilidade de criar sobredimensionamentos do arranjo fotovoltaico para favorecer a carga das baterias mesmo em momentos de consumo. No caso do acoplamento CA, os benefícios estão concentrados na redução dos desafios da integração e aumento da flexibilidade nos projetos (HE *et al.*, 2020).

Dentro dos sistemas com acoplamento CC é possível realizar duas distinções: acoplamento CC do lado do sistema de armazenamento de energia da bateria e o acoplamento CC do lado do sistema fotovoltaico (FRANCO, 2021).

Na Figura 12 é demonstrado essas duas topologias de acoplamento CC.

Figura 12 - Configurações de acoplamento CC do lado da bateria e do lado do sistema FV



Fonte: Adaptado de Franco (2021)

3.2 Normas nacionais

No capítulo 2.1. foi apresentado as resoluções normativas da ANEEL que discutem o modelo de geração distribuída, como também a lei 14.300 de 2022 do governo federal, que estabeleceu o marco legal da GD. Entretanto, nenhuma delas remete especificamente o funcionamento ou topologia de SFCR com bateria. No Brasil, a Associação Brasileira de Normas e Técnicas (ABNT), é o órgão responsável por elaborar normas brasileiras (ABNT NBR) por comitês técnicos, organismos de normalização setorial e comissões de estudos especiais (ABNT, 2023). No que tange a produtos e serviços, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) é o órgão responsável por regular os equipamentos de sistemas fotovoltaicos no Brasil (INMETRO, 2023). A seguir serão apresentados a contribuição desses dois órgãos brasileiros para a regulação e padronização de SFCR com bateria.

3.2.1 ABNT

Segundo Bellinaso (2017), por falta de normatização específica e similaridade da aplicação, os Conversores Funcionais Multifuncionais (CFM) podem ser classificados de uma forma similar às fontes ininterruptas (UPS). A IEC 62040-3 classifica UPSs em três configurações: espera passiva, dupla conversão e interativa com a rede. Seguindo a mesma linha, a ABNT NBR 15014 (ABNT, 2004) traz 3

configurações possíveis: *On line*, interativo (convencional, ferorrressonante e simples conversão) e, por fim, a configuração *stand-by*. As duas normas correspondem a configurações idênticas, sendo a norma brasileira visivelmente baseada na norma internacional.

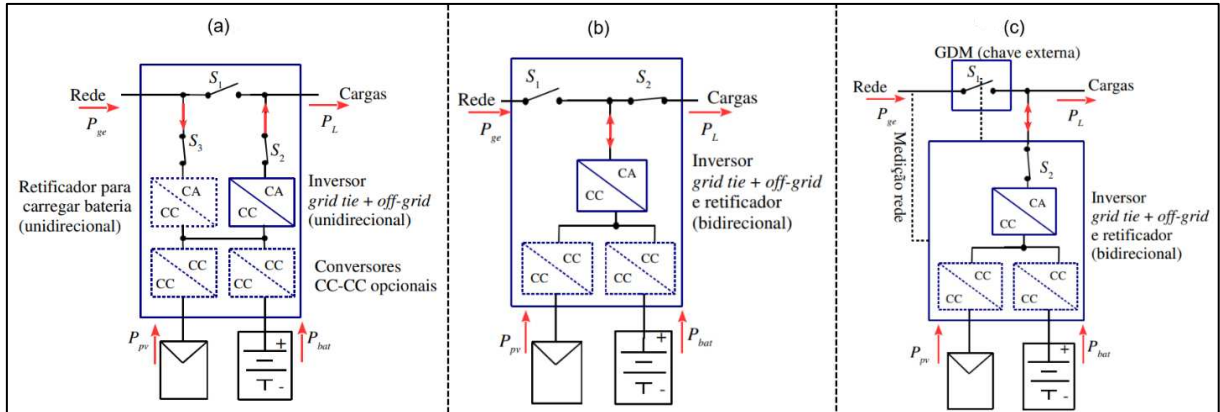
3.2.1.1 Espera passiva

Segundo a norma NBR 15014 (2004), na configuração de UPS de espera passiva, a carga é alimentada diretamente com a energia da rede de corrente alternada (CA) (modo rede). Nessa configuração a UPS é classificada como VFD (*voltage and frequency dependent*). O conversor em conjunto com a bateria só entra em operação (modo bateria) quando as características da rede CA estiverem fora das faixas operacionais. Quando o conversor e bateria entram em operação uma chave desliga a entrada da rede CA, evitando retroalimentação.

Segundo Belinaso (2017), é possível aplicar a mesma configuração de UPS para CFM, onde o inversor deve operar também em modo conectado à rede. Na Figura 13 é apresentado três topologias para a configuração em espera passiva:

- CFM com dois conversores CC/CA, sendo um deles trabalhando como retificador na entrada da rede permitindo carregar as baterias em uma potência reduzida;
- CFM com um único conversor CC/CA, do tipo bidirecional com chave de desconexão da rede (S1) interna ao equipamento. Nessa configuração o equipamento possui duas entradas, uma para a rede e outra para as cargas;
- CFM com um único conversor CC/CA, do tipo bidirecional com chave de desconexão da rede (S1) externa ao equipamento. Nessa configuração o equipamento possui apenas uma entrada para rede e as cargas.

Figura 13 - Configurações de espera passiva: (a) com retificador para carregar baterias; (b) com conversor único e chave de desconexão interna; (c) com conversor CC-CA único e chave de desconexão externa



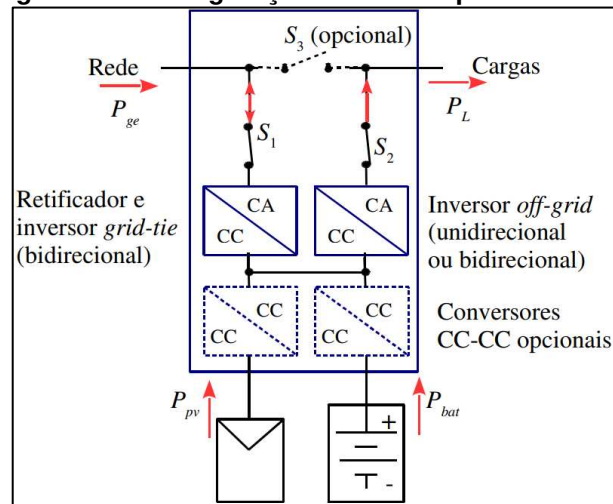
Fonte: Bellinaso (2017)

3.2.1.2 Dupla conversão

Segundo a NBR 15014 (2004), a operação de UPS do tipo dupla conversão, a carga é continuamente alimentada pelo conjunto retificador e inversor (modo rede). Em resumo, é realizada uma conversão CA para CC e posteriormente CC para CA. Dessa forma, a UPS de dupla conversão opera independente da frequência e da tensão, classe VFI (*voltage and frequency independent*). O sistema de bateria e inversor só entra em operação quando as características da rede CA estiverem fora das faixas operacionais.

Para Bellinaso (2017), uma desvantagem dessa configuração é a redução da eficiência devido ao duplo processamento da energia. Uma possibilidade de melhoria é a inserção da chave (S_3) possibilitando a alimentação das cargas diretamente pela rede, possibilitando a energização das cargas em caso de falha dos conversores e aumentando a eficiência do inversor no modo conectado à rede. Na Figura 14 é apresentado a configuração no modo dupla conversão.

Figura 14 – Configuração CFM de dupla conversão



Fonte: Bellinaso (2017)

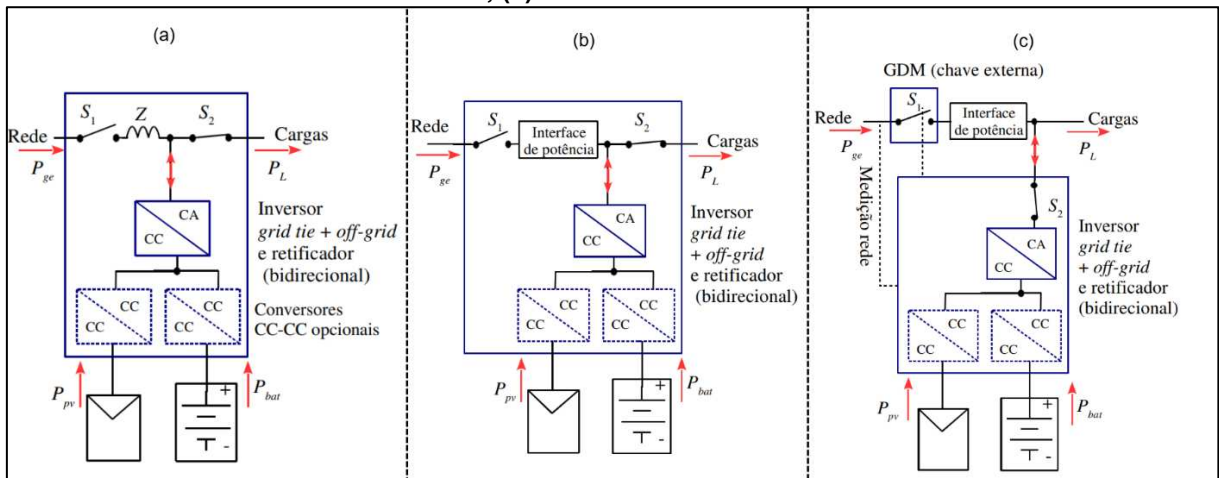
3.2.1.3 Interativa com a rede

Segundo a NBR 15014 (2004), a operação de UPS do tipo interativo com a rede, a tensão de saída para as cargas permanece estabilizada independente da tensão da rede CA de entrada, mas dependente da frequência da rede CA de entrada (modo rede). Classificado como VI (*voltage independent*). A partir do momento que é identificado que as características da rede CA de entrada estão fora da faixa operacional estabelecidas pelo *nobreak*, o conjunto conversor e bateria entram em operação mantendo a alimentação da carga e uma chave desliga a entrada da rede CA.

Segundo Bellinaso (2017), essa configuração apresenta um único conversor CC/CA bidirecional e é semelhante com a configuração de espera passiva, sendo que a diferença está na adição de uma impedância Z ou uma interface de potência junto à entrada da rede. Bellinaso conclui que essa interface de potência é usualmente um estabilizador de tensão que corrige a tensão nas cargas através de um transformador ou autotransformador. Tanto a interface quanto a impedância Z apresentam três objetivos: i) reduzir a distorção harmônica; ii) limitar a corrente de curto-circuito; e iii) permitir a regulação da tensão das cargas prioritárias. Na NBR 15014 (2004), a interface de potência é apresentada como um transformador ferroressonante.

Na Figura 15 é apresentado as três possibilidades dentro da configuração de CFM na configuração interativa com a rede. Da mesma forma, a de espera passiva também pode apresentar a chave de desconexão interna ou externa.

Figura 15 - Configurações interativa com a rede: (a) com impedância; (b) com chave de desconexão interna; (c) com chave de desconexão externa



Fonte: Bellinaso (2017)

3.2.2 INMETRO

Até o início de 2022, o Brasil não possuía uma norma que tratasse de inversores FV conectado à rede com bateria. Isso mudou com a divulgação do INMETRO da Portaria nº 140 de 21 de março de 2022, que substituiu a antiga portaria 4 de 2011 que tratava apenas de inversores convencionais (INMETRO, 2022). Essa nova norma, traz os inversores para SFCR com bateria, inclusive, determinando os parâmetros e métodos de ensaio para certificação. Das mudanças em relação a antiga norma, é possível destacar:

- Homologação de baterias para sistemas conectados à rede ou não, para as tecnologias de chumbo-ácido, níquel cádmio, níquel-hidreto metálico, íon de lítio, sódio cloreto de níquel, fluxo ou outras;
- Homologação de inversores fotovoltaicos conectados à rede com bateria, inclusive trazendo 3 modos de operação: conectado à rede, modo ilhado e em modo carga;
- Configuração de inversores conectado à rede com bateria de 3 e 4 portas.
- Homologação de sistema de gerenciamento de bateria.

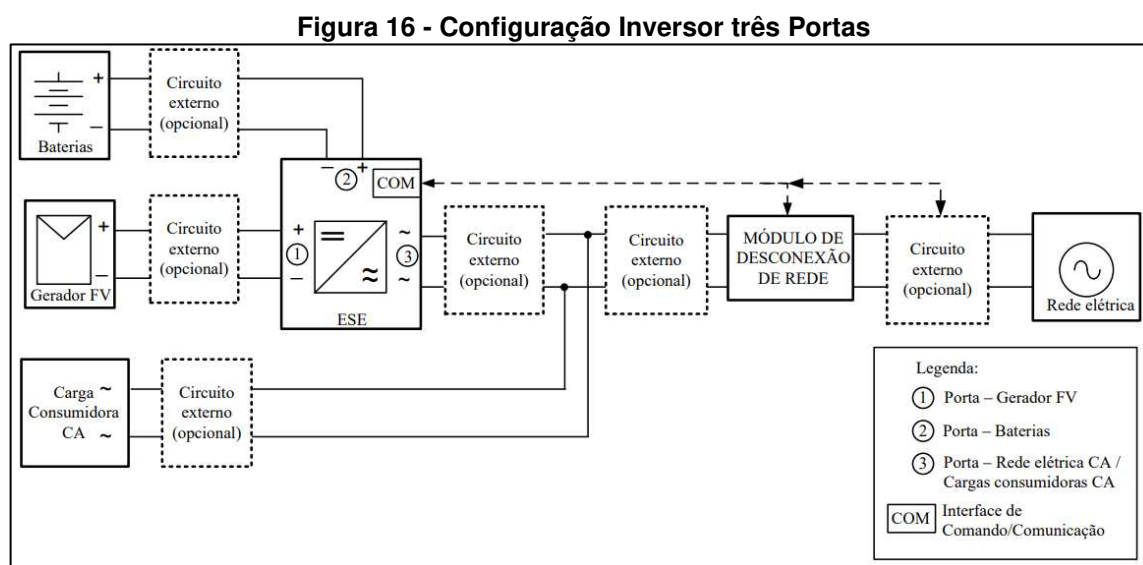
A configuração de inversor em três ou quatro portas, dada pelo Inmetro, é uma nomenclatura diferente das configurações apresentadas de UPS mas possui funcionamento similar quando comparadas com as configurações de dupla conversão

(4 portas) e espera passiva com chave externa (3 portas). O número faz referência a quantidade conexões de energia elétrica CC e CA possíveis no inversor.

3.2.2.1 Configuração em três portas

A configuração de três portas é composta pela porta do arranjo fotovoltaico CC, porta do banco de baterias CC e a porta de conexão com a rede elétrica CA. Neste caso, em uma possível falta, para que se possa continuar alimentando as cargas CA se faz necessário uma chave externa que possibilite a total desconexão da rede da concessionária. Esse elemento é chamado na norma de Módulo de Desconexão de Rede. Esse módulo, além de possuir uma chave de desconexão, também possui uma interface de comunicação que possibilita o inversor reconhecer que a chave que conecta à rede da concessionária está aberta. O módulo de desconexão permite que o inversor alimente as cargas de forma independente da rede com segurança.

Na Figura 16 é possível verificar a configuração de três portas especificada pelo Inmetro.

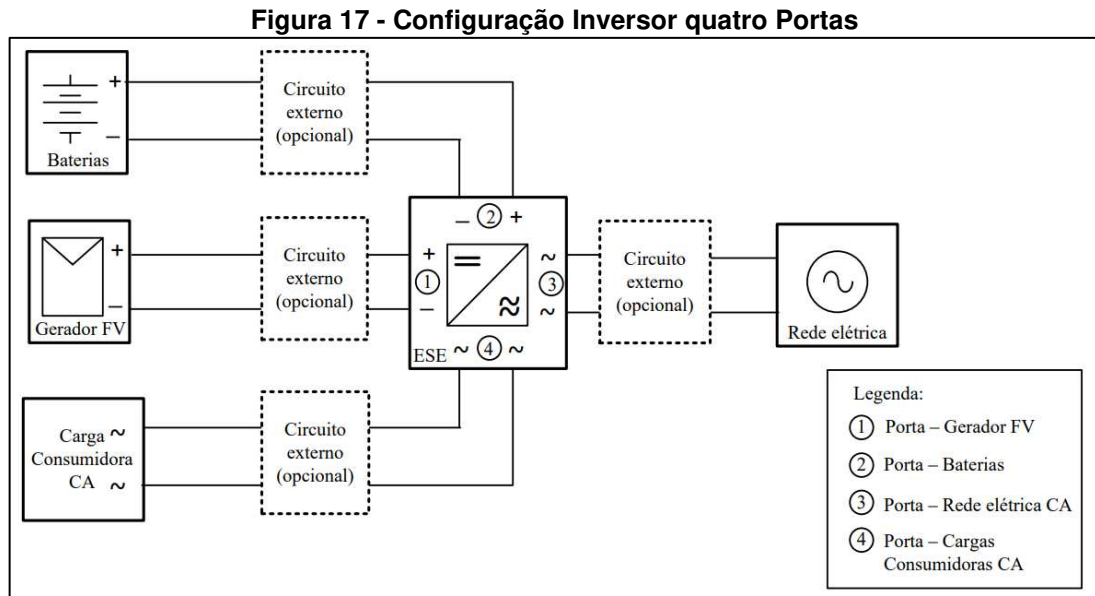


3.2.2.2 Configuração em quatro portas

Na configuração de quatro portas tem-se a porta do arranjo fotovoltaico CC, porta do banco de baterias CC, porta de conexão com a rede CA e a porta de cargas consumidoras CA. Em uma falta, a desconexão da rede CA é realizada internamente no inversor, assim como no inversor conectado à rede convencional. Nessa desconexão, a porta de cargas, que não está em paralelo com a rede, pode ser

alimentada diretamente pelo banco de baterias ou complementarmente a geração fotovoltaica naquele momento. Esse circuito possibilita a alimentação de cargas de emergência em barramentos CA que estão isoladas da rede interna convencional, sem a necessidade de uma chave externa.

Na Figura 17 é possível verificar a configuração de quatro portas especificada pelo Inmetro.



3.3 Considerações finais sobre estudo de topologias existentes de SFCR com bateria

O capítulo 3 apresentou as principais topologias de SFCR com baterias, abordando configurações tecnológicas de tipo de acoplamento e normas técnicas nacionais relevantes. Esses conteúdos alinham-se diretamente aos objetivos da pesquisa, fornecendo subsídios para o desenvolvimento das estratégias e das possibilidades de topologias. Nos resultados do trabalho que estarão descritos no capítulo seguinte, será possível observar como essas topologias e normas apresentadas neste capítulo, assim como os serviços apresentados no capítulo 2, colaboram em guiar o estabelecimento dos cenários de possíveis de *retrofit*.

4 TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados de forma concisa e objetiva os resultados obtidos durante a pesquisa, consolidando o conhecimento obtido. Este capítulo está dividido em três partes:

1. Apresentação das topologias existentes em inversores do mercado brasileiro com a intersecção das topologias e funcionalidades estudadas neste trabalho;
2. Estratégia de integração de baterias em sistemas SFCR sem bateria;
3. Simulação de *retrofit* de bateria no Escritório Verde.

4.1 Topologias de SFCR com bateria no mercado brasileiro

A utilização de inversores com bateria é impulsionada também pela disponibilidade destes equipamentos no mercado. Sendo assim, se faz necessário a abordagem de como essas tecnologias são apresentadas pelas fabricantes e quais são as suas topologias e configurações. Nos próximos subitens, serão apresentadas a configuração e/ou topologias de 10 fabricantes que possuem inversores conectados à rede com bateria. A seleção das fabricantes foi baseada no *ranking* disponibilizado pela Greener (2023), no tópico “*Empresas de inversores mais lembradas na visão do integrador*” em ordem do ranking com apenas as que possuem a tecnologia de armazenamento por baterias.

Figura 18 - Empresas de inversores mais lembradas GREENER



Fonte: GREENER (2023)

Das 20 marcas citadas pela pesquisa, foram selecionadas as 11 seguintes que disponibilizaram em seu site, em fevereiro de 2024, dados técnicos (manuais e *datasheets*) relacionados a modelos de inversores com armazenamento de energia:

Deye, Fronius, GoodWe, Growatt, Huawei, Livoltek, PHB, SAJ, SMA, Sofar e Solis. As outras marcas, não oferecem a tecnologia, não disponibilizam no Brasil ou não disponibilizam tais informações em seus sites.

4.1.1 Modos de funcionamento

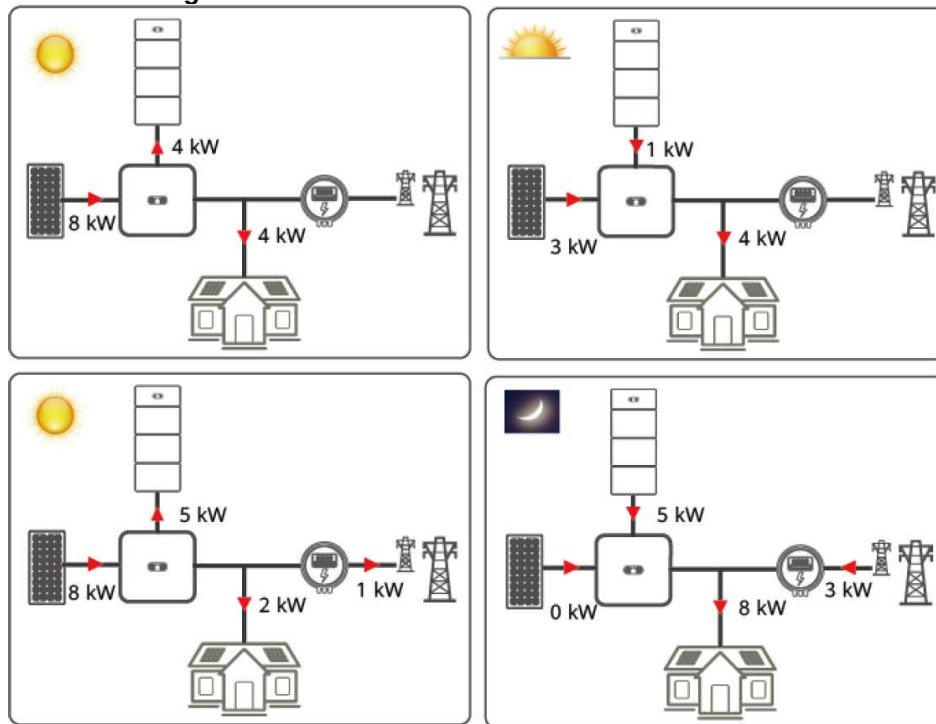
Nos documentos técnicos analisados inversores, encontrou-se uma série de modos de funcionamento (*Work Mode*) similares entre si. Esses modos de funcionamento se baseiam nos tipos de serviços possíveis de serem ofertados para sistemas residências, descrito com mais detalhes no subitem 2.3 deste trabalho: arbitragem de energia atrás do medidor (tempo de uso), aumento de autoconsumo fotovoltaico, diminuição de cobrança de demanda e *Backup* de energia. Esses e outros modos de operação serão tratados nos subitens a seguir.

4.1.1.1 Autoconsumo

O modo Autoconsumo é comum dentre as tecnologias de inversores com bateria. Todos os inversores de mercado pesquisados para este trabalho possuem esse mesmo modo de funcionamento. Neste modo o inversor trabalha para aumentar o autoconsumo da geração de energia fotovoltaica.

É demonstrado na Figura 19 o funcionamento deste modo.

Figura 19 - Modo de funcionamento Autoconsumo



Fonte: Huawei (2024)

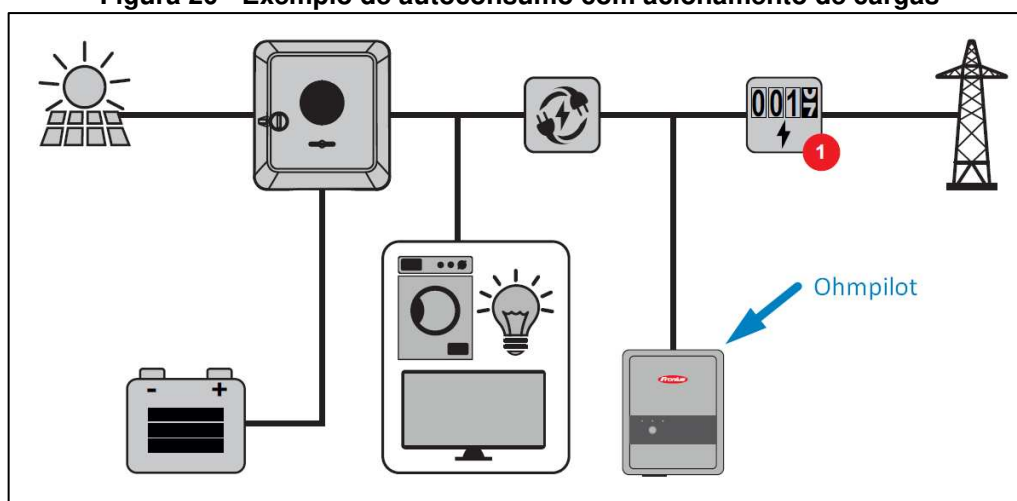
O modo de autoconsumo representado na Figura 19 possui dinâmicas de funcionamento diferentes com base na situação da carga, do gerador e da bateria. Fazendo a análise do quadro em sequência da esquerda para direita de cima para baixo, tem-se:

1. Geração fotovoltaica com potência de 8 kW, enquanto a carga da residência possui 4 kW. Neste caso, é priorizado a alimentação da bateria na potência restante de 4 kW e nada é exportado ou importado da rede da distribuidora;
2. Geração fotovoltaica diminui para 3 kW e a carga se mantém em 4 kW. Neste caso, é acionado a bateria para fornecer a potência restante de 1 kW. A rede da distribuidora continua sem fluxo de potência.
3. Geração fotovoltaica com potência de 8 kW, enquanto carga possui 2 kW. Neste caso, a bateria possui uma limitação de 5 kW (potência máxima de carga) para carregamento. Sendo assim, há exportação de 1 kW para a rede elétrica da distribuidora.
4. Não há geração fotovoltaica e a carga demanda 8 kW. Neste caso a bateria é acionada para atender a carga, entretanto, possui limitação de descarga de 5 kW. Sendo assim, há importação de 3 kW da rede elétrica CA para complemento da demanda.

Neste modo de operação, é entendido como a prioridade máxima o consumo de energia das cargas internas pela energia gerada pelo sistema de energia solar, utilizando de forma inteligente o recurso de armazenamento das baterias.

Nos quatro casos demonstrados anteriormente, em último caso de excesso de geração, há exportação de energia para a rede da distribuidora. Para aumentar ainda mais o autoconsumo é possível inserir mais um nível automação, assim como demonstrado na Figura 20.

Figura 20 - Exemplo de autoconsumo com acionamento de cargas



Fonte: Fronius (2024)

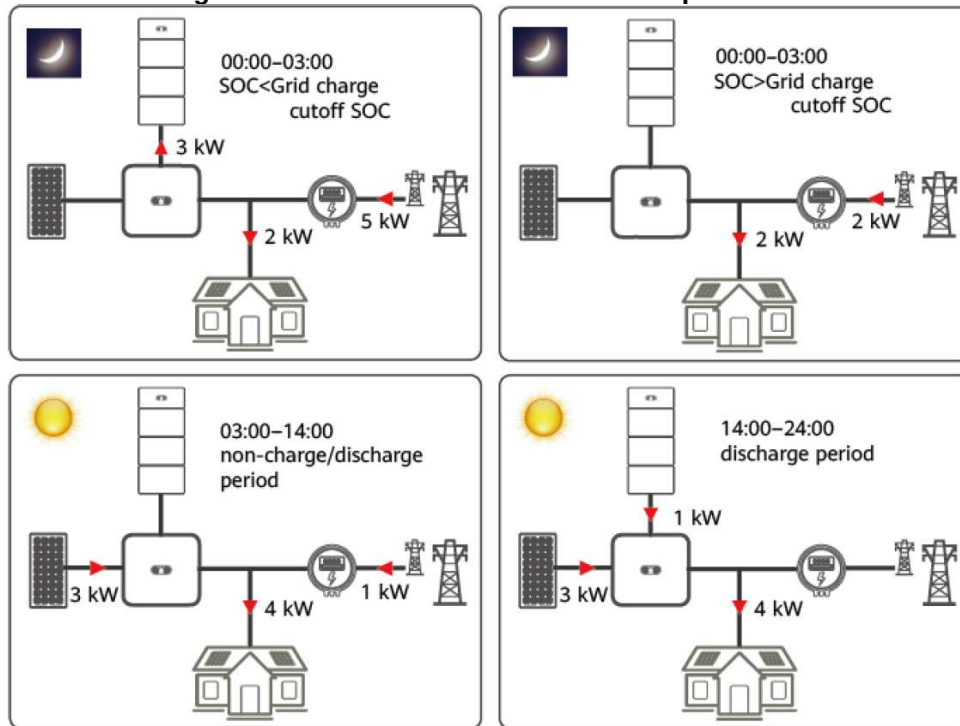
No caso do inversor de marca Fronius apresentado na Figura 20, existe um elemento adicional chamado de “*Ohmpilot*” que possui a função de controlar cargas do tipo resistivas, como por exemplo um aquecedor de piscina. Por meio de automação, quando a geração fotovoltaica está produzindo excedentes e a exportação de energia à rede da distribuidora é inevitável, é possível selecionar que certas cargas do tipo resistivas atuem para favorecer o autoconsumo.

4.1.1.2 Tempo de uso (arbitragem)

O modo tempo de uso, usualmente chamado nos manuais dos fabricantes de inversores de Modo TOU (Modo *Time-Of-Use*), é modo de operação que se aplica ao serviço de Arbitragem abordado no subitem 2.3.10 deste trabalho. Este modo de operação, assim como autoconsumo, é comum entre os inversores com a tecnologia de armazenamento. O objetivo deste modo é carregar e/ou descarregar o sistema de armazenamento quando for mais conveniente em termos financeiros.

Na Figura 21 é demonstrado o funcionamento deste modo.

Figura 21 - Modo de funcionamento Tempo de Uso



Fonte: Huawei (2024)

O funcionamento deste modo de operação é fundamentado na seleção dos horários de carregamento e descarregamento e do estado de carga (SOC - *State of Charge*) da bateria. Analisando a Figura 21 da esquerda para direita de cima para baixo, tem-se:

1. Horário entre 00:00h e 3:00h, com estado de carga das bateria menor do que o definido para carregamento. Neste caso a bateria vai ser carregada pela rede elétrica da distribuidora.
2. Horário entre 00:00h e 3:00h, com estado de carga das bateria maior do que o definido para carregamento, ou seja, bateria está carregada ou com a carga mínima configurada.
3. Horário entre 3:00h e 14:00h, com bateria em estado de não carregamento e não descarregamento. Neste caso a rede vai suprir qualquer eventual complemento de energia para as cargas.
4. Horário de 14:00h e 24:00, com bateria em estado de descarregamento. Neste período a bateria atuará preliminarmente para complementar a energia das cargas da instalação.

No modo de tempo de uso, o preço da energia é a base para a configuração da automação do inversor com bateria. Em momentos de menor preço, o

carregamento das baterias é mais conveniente, enquanto, em momentos de maior preço, o descarregamento das baterias se torna mais vantajoso.

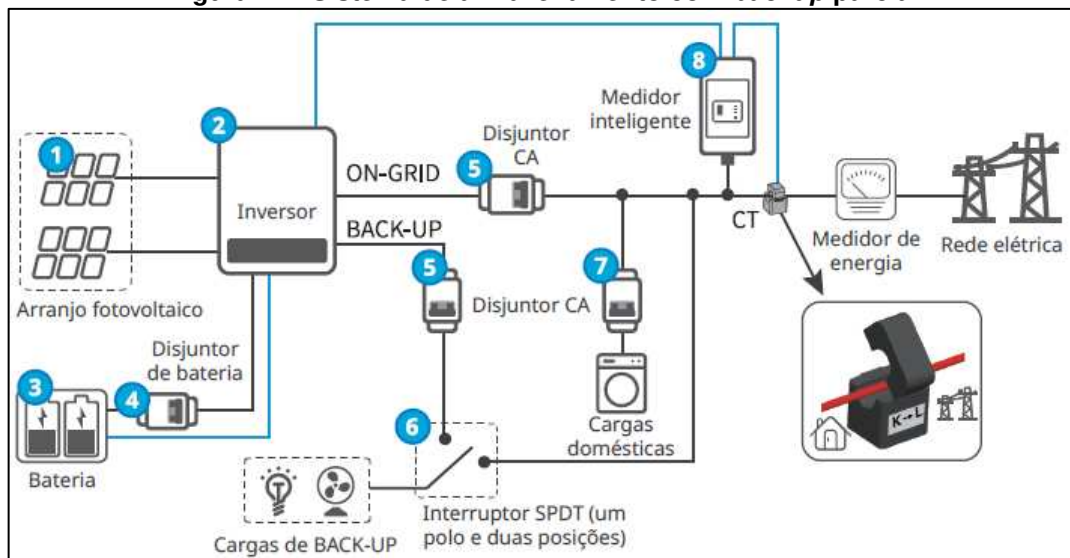
4.1.1.3 Backup parcial

Como já abordado neste trabalho, um dos principais serviços possíveis para sistemas fotovoltaicos com armazenamento é o fornecimento de energia de *backup* quando não há energia disponível na rede elétrica da distribuidora. Este tipo de fornecimento pode ser oferecido de duas formas: *backup* parcial (Semi Backup) ou *backup* completo (Full Backup).

Nos inversores com bateria com *backup* parcial, normalmente existem duas saídas CA. A primeira saída CA é referente a conexão *On Grid* por onde o sistema executa a função convencional de conexão à rede elétrica. A segunda saída fica exclusivamente conectada as cargas de *backup*, também chamadas de cargas essenciais. A saída CA complementar para *backup* é uma solução que geralmente possuem limitações de potência, por isso é normalmente calculado uma quantidade de cargas críticas que necessitam estar sempre alimentadas, limitadas a potência máxima dessa saída.

Na Figura 22 é demonstrado um esquema elétrico com *backup* parcial.

Figura 22 - Sistema de armazenamento com *backup* parcial



Fonte: GoodWe (2022)

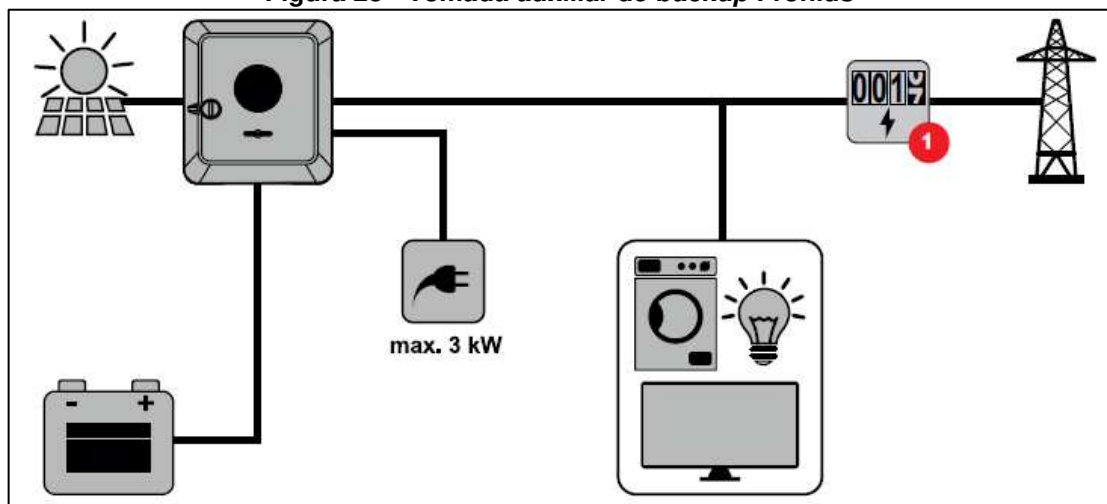
É possível notar que a arquitetura de conexões desse modo permite que as cargas de *backup* estejam sempre alimentadas. Em primeiro momento pela rede elétrica e no caso de uma interrupção pela saída de *backup* do inversor. Isso é

possível devido a uma chave externa de intermediação que executa o seccionamento dependendo das condições do sistema.

Além desse sistema convencional, existem soluções de inversores que possuem uma saída CA para *backup* que funcionam em um modo de “tomada de emergência”. Essa aplicação não implica necessariamente de uma chave de seccionamento, sendo sua utilização como uma tomada auxiliar em casos de falta de energia.

Na Figura 23 é demonstrada a solução de tomada auxiliar fornecida pela fabricante Fronius. O fabricante da o nome dessa tecnologia de *PV Point* (Ponto Fotovoltaico), com saída 220V de 3 kW.

Figura 23 - Tomada auxiliar de *backup* Fronius



Fonte: Fronius (2024)

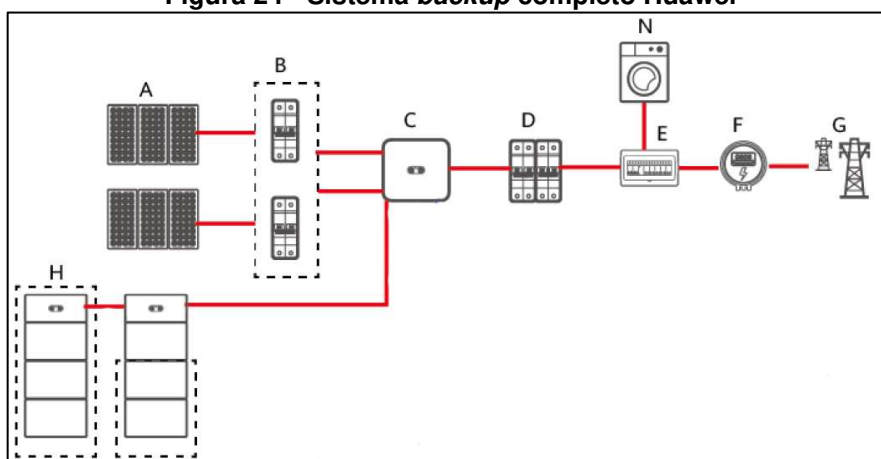
4.1.1.4 Backup completo

Assim como o parcial, o *backup* completo é um dos principais serviços aplicados a sistemas fotovoltaicos com armazenamento. No caso do completo, o *backup* se dá complementarmente as cargas da instalação. Este modo depende que a potência fornecida pelos inversores e bateria sejam compatíveis com as cargas da instalação.

Normalmente os inversores com *backup* completo possuem apenas uma saída CA e trabalham como uma chave externa de seccionamento de cargas.

É demonstrado na Figura 24 um sistema de armazenamento com *backup* completo.

Figura 24 - Sistema *backup* completo Huawei



Fonte: Huawei (2024)

Uma questão importante no *backup* completo são os sistemas de comunicação que habilitam e desabilitam o seccionamento das fontes e fornecem informações em tempo real da rede.

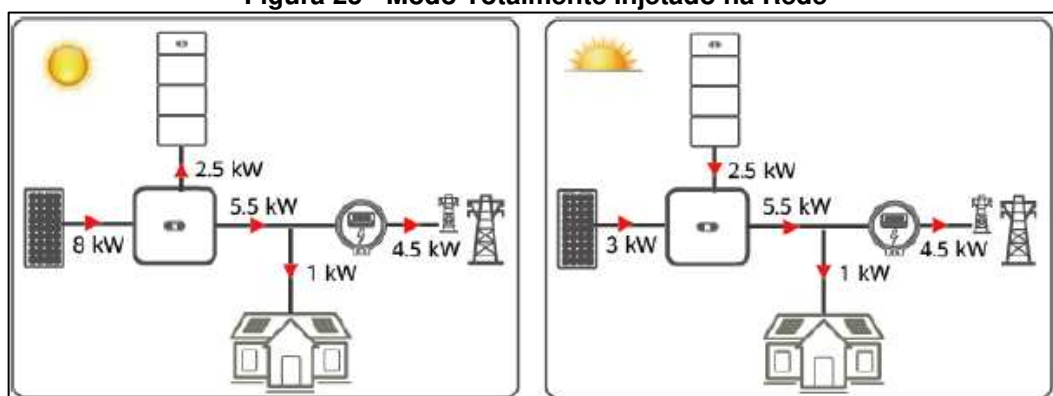
Na Figura 24 apresentada, é possível notar que o elemento “E” funciona como uma chave externa de seccionamento entre as fontes rede/inversor e as cargas da residência. Estas cargas inclusive podem ser divididas entre essenciais e não essenciais internamente. O seccionamento dessa chave deve ser confiável ao ponto de não permitir ilhamento da unidade consumidora em uma falta da rede ou, no caso do retorno da rede, conexão não sincronizada do inversor. Desse modo, o sistema de comunicação que coleta informações da rede da distribuidora e do inversor e enviam comando para seccionamento da chave deve ser robusto.

4.1.1.5 Totalmente injetado na rede

O modo de operação Totalmente Injetado na Rede (*Fully Fed To Grid*), como o nome sugere, é um modo de operação que o inversor fornece sempre o máximo de energia possível. Neste modo, a bateria é carregada somente quando a energia dos módulos supera a potência do inversor. Este modo não é comum entre os modelos analisados neste trabalho, sendo mencionado nos manuais por apenas dois fabricantes: Huawei e Solis. Este modo de funcionamento seria similar ao autoconsumo, sendo que a diferença entre os modos é que ao invés de favorecer as cargas internas (da residência), está favorecendo as cargas externas (da rede elétrica).

É demonstrado na Figura 25 o funcionamento deste modo.

Figura 25 - Modo Totalmente Injetado na Rede



Fonte: Huawei (2024)

É possível notar que no primeiro quadro da esquerda os módulos FV estão fornecendo 8 kW de potência, o inversor está trabalhando na máxima potência de 5,5 kW, sendo o cenário possível para que a bateria carregue com a potência restante de 2,5 kW. No segundo quadro a potência dos módulos diminuem para 3 kW, necessitando que a bateria forneça 2,5 kW para que o inversor trabalhe na potência máxima de 5,5 kW. Em um possível terceiro cenário, sem geração solar, o sistema de bateria teria que fornecer toda a potência do sistema para alimentar o inversor.

4.1.2 Características dos inversores conectados à rede com bateria

As marcas e modelos analisadas no subitem 3.4.2 foram tabeladas conforme suas características técnicas. As características verificadas foram as seguintes:

- Potência nominal CA – Faixa de potência do modelo;
- Tensão nominal CA – Fase-neutro para monofásico e fase-fase para trifásicos;
- Tipo de conexão - Monofásica ou trifásica;
- Acoplamento CA *Retrofit* – Se possui ou não entrada PV. No caso de não possuir entrada PV foi considerado como “sim” é do tipo *Retrofit*;
- Saída *backup* – Se possui uma saída adicional CA para a função *backup* parcial;
- Tipo de bateria – Tipo de bateria compatível com o inversor;
- *Range* de tensão Bat – Tensão mínima e máxima de trabalho da bateria;
- Máxima corrente de carregamento;
- Máxima corrente de descarregamento;

- Máxima potência de carregamento;
- Máxima potência de descarregamento;
- Bateria própria – Se o fabricante possui modelo de fabricação própria;
- Compatibilidade – Se o inversor é compatível com baterias de outras marcas;
- Funções – Quais funções o inversor possui dentre as seguintes:
 - [1] Autoconsumo
 - [2] Tempo de Uso (TOU)
 - [3] *Backup* Parcial
 - [4] *Backup* Total
 - [5] Totalmente Injetado na Rede

Na tabela da Figura 26 é demonstrado a compilação dessa pesquisa de características.

Figura 26 - Tabela de comparação técnica inversores com bateria

Marca	Modelo	Pot c.a. [kW]	Tensão c.a. [V]	Conexão	Acoplamento CA Retrofit?	Saida backup	Tipo Bat	Range tensão Bat [V]	Max. Corrente de carreg. [A]	Max. Corrente de descarreg. [A]	Max. Pot carreg. [kW]	Max. Pot descarreg. [kW]	Bateria própria?	Compatibilidade	Funções
DEYE	SUN-3.6/5/8K-SG03LP1-EU	3,0~6,0	220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	40~60	90-190	90/190	-	-	sim	sim	[1] [2] [3]
DEYE	SUN-5/6/8/10 / 12K-SG04LP3	5,0~12	220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	40~60	120-240	120/240	-	-	sim	sim	[1] [2] [3]
DEYE	SUN-5/6/8/10/12/15/20K-SG01HP3	5,0~20,0	380	Trifásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	40~60	120-240	120/240	-	-	sim	sim	[1] [2] [3]
DEYE	SUN-29.9/30/35/40/50K-SG01HP3-EU-BM2/3/4	29,9~50,0	380	Trifásico	não	sim	Li-Ion	160~800	50+50	50+50	-	-			[1] [2] [3]
FRONIUS	Primo GEN24 Plus 3.0-6.0	3,0~6,0	220	Monofásico	não	sim	Li-Ion	65-600	-	-	3,0/6,0	3,11/6,2	não	sim	[1] [2] [3] [4]
GOODWE	Linha BT	3,0~10,0	380	Trifásico	sim	sim	Li-Ion	180~600	25	25	5,0/10,0	5,0/10,0	sim	sim	[1] [2] [3]
GOODWE	Linha ES G2	3,0~6,0	127/220	Monofásico	não	sim	Li-Ion	40~60	75/120	75/120	3,5/3,6/6,0	3,8/3,9/6,3	sim	sim	[1] [2] [3]
GOODWE	Linha SBP G2	3,6~6,0	220	Monofásico	não	sim	Li-Ion	40~60	75/120	75/120	3,6/5,0/6,0	3,9/5,3/6,3	sim	sim	[1] [2] [3]
GOODWE	Linha ET	15,0~30,0	380	Trifásico	não	sim	Li-Ion	200~800	50/50+50	50/50+50	1,5/2,0/2,5/3,0	1,5/2,0/2,5/3,0	sim	sim	[1] [2] [3]
GOODWE	Linha BTC	50~100	380	Trifásico	sim	sim	Li-Ion	200~865	100/100+100	100/100+100	50,0/100	55,0/110,0	sim	não	[1] [2] [3]
GOODWE	Linha ETC	50~100	380	Trifásico	não	sim	Li-Ion	200~865	100/100+100	100/100+100	50,0/100	55,0/110,0	sim	não	[1] [2] [3]
GROWATT	MIN_2500-6000TL-XH	2,5~6,0	220	Monofásico	não	não	LFP	600~950	13	13	2,5/3,0	2,5/3,0	sim		[1] [3]
GROWATT	MOD_3000-10000TL3-XH	3,0~10,0	220	Monofásico	não	não	LFP	600~950	-	-	6,0/10,0	3,3/11,00			[1] [3]
HUAWEI	SUN2000-8-10K-LC0	8~10	220	Monofásico	não	não	Li-Ion	350~560	25	25	8.000/10.000	8,0/10,0	sim	não	[1] [2] [4] [5]
HUAWEI	SUN2000-2-6KTL-L1	2,0~6,0	220	Monofásico	não	não	Li-Ion	350~560	25	25	5.000	2,0/5,0	sim	não	[1] [2] [4] [5]
Livolttek	HYPER-3000/HYPER-3680/HYPER-4600/HYPER-500	3,0~5,0	220	Monofásico	não	sim	Li-Ion	40~60	60/80/100	100	-	-	sim	não	[1] [2] [3]
Livolttek	Retro 3680/Retro 5000	3,0~5,0	220	Monofásico	sim	sim	Li-Ion	40~60	60/80/100	100	-	-	sim	não	[1] [2] [3]
PHB	PHB603548-ES 3648 E 6048	3,5~6,0	127/220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	48~60	75/120	75/120	-	-	não	sim	[1] [2] [3]
PHB	PHB5048D-ES e 3648D-ES	3,6~5,0	220	Monofásico	não	sim	Li-Ion	48~60	75/100	75/100	-	-	não	sim	[1] [2] [3]
SAJ	H1-3-6K-S2-15	3,0~9,0	220	Monofásico	não	sim	Li-Ion	42~58	60/100	-	-	3,0/4,6/5,0	sim	sim	[1] [2] [3]
SAJ	HS2-(3K-6K)-S2-X	3,0~6,0	220	Monofásico	não	sim	Li-Ion	85~450	30	30	-	-	sim	não	[1] [2] [3]
SMA	Sunny Island 4.4M - 6.0H e 8.0H	3,0~6,0	220	Monofásico	sim	sim	Pb-Ac/Li-Ion	41~63	75/140	75/136	-	-	sim	sim	[1] [4]
SOFAR	HYD 3000~6000-EP	3,0~6,0	220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	42~58	75/80/85/100	75/80/85/100	3,75/4,0/4,25/5,0	3,75/4,0/4,25/5,0	sim	sim	[1] [2] [3]
SOLIS	RHI-(3-6)K-48ES-5G	3,0~6,0	220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	45~58	62,5/100	62,5/100	3,0/5,0	3,0/5,0	não	sim	[1] [2] [3] [5]
SOLIS	RHI-3P(5-10)K-HVES-5G	5,0 ~10,0	380	Trifásico	não	sim	Li-Ion	160~600	25	25	5/6/8/10	5/6/8/10	não	sim	[1] [2] [3] [5]
SOLIS	S5-EA1P3K-L	3,0	220	Monofásico	sim	não	Pb-Ac/Li-Ion	40~60	60	60	-	-	não	sim	[1] [2] [4] [5]
SOLIS	S5-EH1P(3-6)K-L	3,0~6,0	220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	42~58	62,5/100	62,5/100	3,0/5,0	3,0/5,0	não	sim	[1] [2] [3] [5]
SOLIS	S6-EA1P5K-L	5,0	220	Monofásico	sim	não	Li-Ion	40~60	105	105	5,0	5,0	não	sim	[1] [2] [4] [5]
SOLIS	S6-EH1P(3-6)K	3,0~6,0	220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	42~58	62,5/75/100/105/125	62,5/75/100/105/125	3/3,6/4,6/5/6	3/3,6/4,6/5/6	não	sim	[1] [2] [3] [5]
SOLIS	S6-EH1P(3-8)K-L-PLUS	3,0~8,0	220	Monofásico	não	sim	Pb-Ac/Li-Ion	40~60	70/112/135/190	70/112/135/190	3/5/6/8	3/5/6/8	não	sim	[1] [2] [3] [5]
SOLIS	S6-EH3P(5-10)K-H	8,0~16	380	Trifásico	não	sim	Li-Ion	120~600	25/50	25/50	5/6/8/10	5/6/8/10	não	sim	[1] [2] [3] [5]

Fonte: O autor

Dentre os modelos de inversores avaliados, é possível sintetizar algumas informações pertinentes:

- 80% possuem inversores com potência menor que 6 kW. Sendo que dentre esses fabricantes, 76% são limitados até 6 kW;
- 74% são monofásicos;
- 20% são para aplicação como acoplamento CA (*Retrofit*);
- 80% possuem saída específica de *backup*;
- 93% possuem compatibilidade com baterias de Íons de Lítio. Sendo que dentre esses fabricantes, 62% suportam apenas baterias de Lítio;
- 64% comercializam baterias próprias. Sendo que dentre esses fabricantes, 35% não possuem compatibilidade com baterias de outros fornecedores

4.2 Estratégia de integração de baterias em sistemas SFCR sem bateria

Neste trabalho foi possível verificar formas de conexão e funcionalidades aplicadas de baterias em sistemas fotovoltaicos conectados à rede analisando fundamentalmente trabalhos técnicos, normas e equipamentos de mercado. Entretanto, cabe ainda introduzir de forma qualitativa uma estratégia para a integração de bateria a um SFCR convencional. Sendo assim, a seguir é discutido, as premissas necessárias para essa integração.

- Objetivo final para aplicação do armazenamento por baterias;
- Dados do sistema existente;
- Análise de impeditivos técnicos e/ou normativos para a integração;
- Levantamento das opções de integração.

4.2.1 Objetivo final para aplicação do armazenamento por baterias

Um passo importante para aplicação de armazenamento é determinar qual é o objetivo final que envolve a instalação do sistema com baterias. Neste caso, é necessário determinar qual serviço ou aplicação esse armazenamento tem como finalidade.

I. Arbitragem

- a. Aplicação voltada a comercialização de energia com base em tarifas com alteração horária diária.

- II. Aumento do autoconsumo Fotovoltaico
 - a. Consumir instantaneamente a energia elétrica do sistema fotovoltaico gerada.
- III. Redução de demanda
 - a. Redução da cobrança da tarifa de demanda.
- IV. *Backup*
 - a. *Backup* total – De todas as cargas da unidade consumidora.
 - b. *Backup* parcial – Voltado a cargas essenciais.

4.2.2 Dados do sistema existente

Um passo importante na tomada de decisão técnica dos componentes que envolverão a integração é tomar conhecimento dos dados técnicos do sistema existente já em operação. A seguir, é compilado uma lista de informações pertinentes:

- I. Localização do sistema
 - a. Essa informação pode determinar características sazonais relacionadas a capacidade de produção determinada pela irradiância do local.
- II. Potência do sistema
 - a. A potência total CC e CA do sistema pode determinar qual a potência do inversor com bateria a ser escolhido. No caso de se existir um limite máximo de injeção de potência na rede, o inversor com bateria a ser substituído ou adicionado ao sistema deve respeitar este limite.
 - b. Se a energia gerada pelo sistema convencional é suficiente para o serviço que é proposto. No caso da energia de armazenamento ser utilizada para aplicação de *backup*, é necessário se saber a quantidade de energia para a alimentação da carga e se o arranjo atual produz essa quantidade.
- III. Divisão das *strings* dos módulos
 - a. *Strings* é como são chamadas as “cadeias” ou sequencias de módulos em série conectadas na entrada de um inversor. Essa informação pode determinar se é possível utilizar essa mesma *string* em um inversor com bateria ou não.

- b. Há a possibilidade de se dividir as *strings* existentes de um inversor convencional para um inversor com bateria.
- IV. Projeto elétrico da unidade consumidora
 - a. No projeto elétrico é possível verificar como o sistema fotovoltaico foi instalado na UC. É possível verificar quais são os circuitos que estão em paralelo com o inversor e se há como fazer separação de cargas dentro dessa mesma unidade.
- V. Modelo de inversor
 - a. Como apresentado na pesquisa de mercado, há soluções de mercado que dependem que sejam do mesmo fabricante para funcionar.

4.2.3 Análise de impeditivos para a integração

Parte da integração é também analisar se há algum impeditivo relacionado a aplicação do sistema de bateria. Esse impeditivo pode se dar por meio normativo ou puramente técnico.

A seguir é apresentado pontos possíveis de impedimentos que o sistema pode sofrer:

- I. Incompatibilidade dos módulos ou *strings* para a integração do sistema.
- II. Incompatibilidade da tensão de alimentação das cargas existentes.
- III. Insuficiência de energia para aplicação de *backup*.
- IV. Restrição de potência do sistema na rede da distribuidora – uma vez que esse sistema é homologado pela distribuidora de energia, há a necessidade de se respeitar a potência inicialmente homologada.
- V. Restrição de injeção de energia da rede por normativa da distribuidora local ou por insuficiência de normativa legal da ANEEL.
- VI. Restrição de uso de equipamento não homologado pelo INMETRO.

4.2.4 Levantamento das opções de integração

Com base nos objetivos de integração, nos dados técnicos do sistema existente e nos impeditivos identificados, é possível determinar o caminho mais adequado para a escolha da tecnologia de armazenamento por baterias. A seleção deve levar em consideração tanto os aspectos técnicos do sistema quanto os objetivos

de operação, como arbitragem de energia, aumento do autoconsumo fotovoltaico, redução de demanda e *backup*.

De modo geral, há três opções principais para a integração de baterias: a troca completa do inversor por um com tecnologia de suporte a baterias, a adição de um novo inversor com a tecnologia de armazenamento trabalhando em paralelo. Na segunda opção, o inversor pode ser do tipo acoplamento sem entrada fotovoltaica (PV) ou um inversor com a tecnologia de armazenamento com entrada fotovoltaica (PV). Essas opções podem ser subdivididas de acordo com as características da instalação e as especificidades da tecnologia a ser implementada. As alternativas incluem:

- I. **Troca completa do inversor:** Substituir o inversor atual por um modelo que integre a tecnologia de armazenamento por baterias, permitindo o controle otimizado das funções de arbitragem, *backup* e autoconsumo.
- II. **Inversor adicional:** Instalar um inversor dedicado para trabalhar em paralelo com o inversor existente, permitindo a integração das baterias sem comprometer o funcionamento original do sistema. Este inversor adicional pode ser:
 - a. Acoplamento CA: inversor com a tecnologia de armazenamento sem as entradas para módulos fotovoltaicos.
 - b. Inversor com bateria: inversor conectado à rede com bateria e entrada para módulos fotovoltaicos.

Essas alternativas dependem das características específicas da instalação, como a configuração das *strings* de módulos, a capacidade de carga da instalação e as normas aplicáveis, sendo crucial analisar esses fatores antes da decisão final. Em alguns casos, pode ser necessário realizar ajustes na rede elétrica interna, como a separação das cargas em quadros distintos, ou a adição de transformadores para adequar a tensão de saída dos inversores no modo *backup*.

4.3 Exemplo de integração de bateria no Escritório Verde

O Escritório Verde (EV) é uma edificação que se encontra nas dependências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná e adotou diversas estratégias de sustentabilidade, entre elas, a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (URBANETZ *et al.*, 2014).

A Figura 27 ilustra a edificação do EV e o sistema fotovoltaico instalado.

Figura 27 - SFCR instalado no Escritório Verde da UTFPR

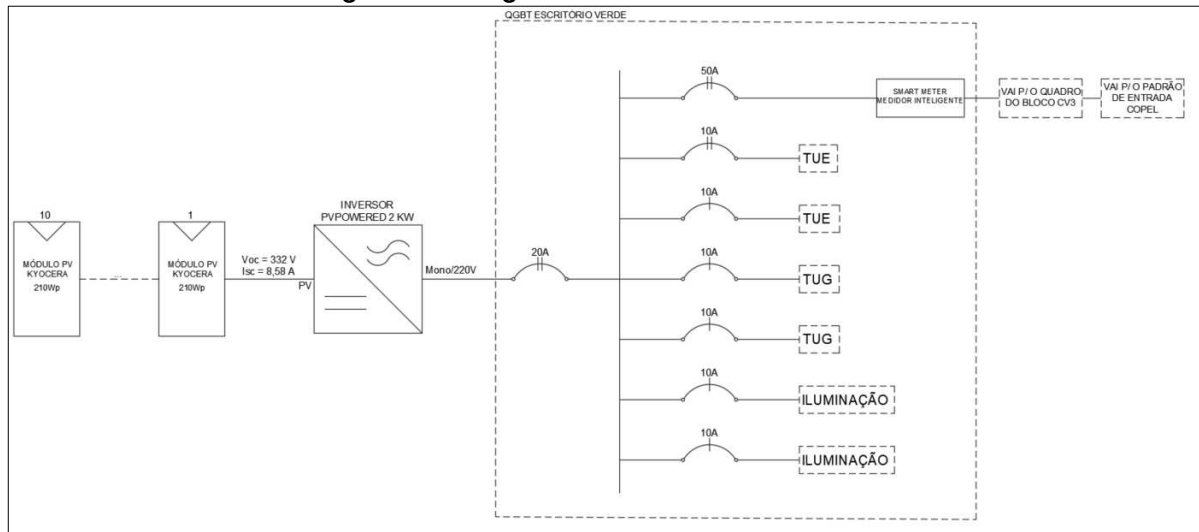


Fonte: URBANETZ *et al.*, 2014.

O sistema do EV é composto por uma potência instalada de 2,1 kWp (10 módulos KYOCERA modelo KD210GX-LP conectados em série) e 1 inversor monofásico 220V de 2 kW (da fabricante PVPOWERED modelo PVP2000) (URBANETZ *et al.*, 2014).

A Figura 28 ilustra o diagrama unifilar simplificado das cargas e do sistema fotovoltaico instalado na unidade consumidora do escritório verde.

Figura 28 - Diagrama unifilar Escritório Verde



Fonte: O Autor.

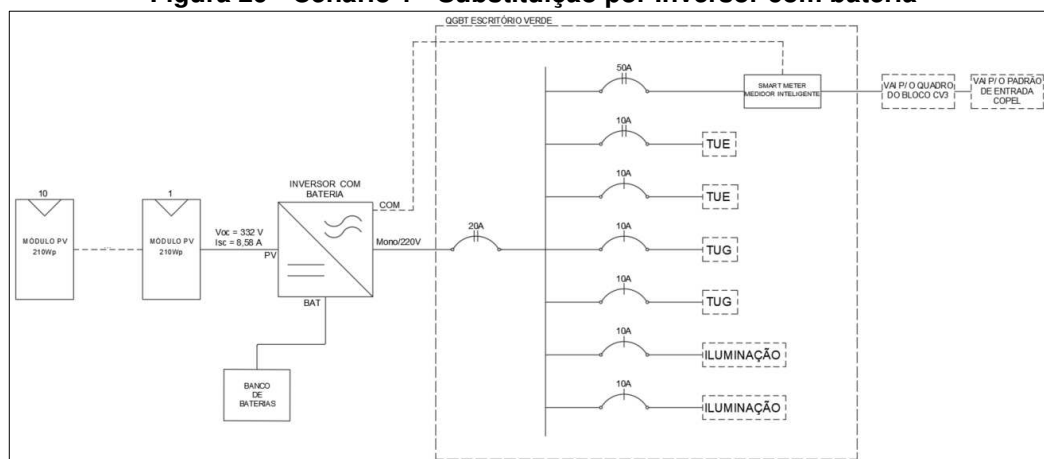
Como pode ser observado no diagrama, o sistema fotovoltaico do escritório verde está instalado em paralelo com as cargas. Como o inversor possui tensão monofásica CA de 220 V e a rede da Copel fornece tensão monofásica 127 V, a alimentação do quadro até o inversor é dada por 2 (duas) fases. Entretanto, as cargas ainda permanecem em um padrão monofásico 127 V.

Nota-se também que o sistema atual no Escritório Verde possui um medidor inteligente utilizado para medir as grandezas elétricas do quadro.

Nesse modelo é possível analisar alguns cenários de integração de inversor por bateria. Em primeiro momento, foi analisado a integração substituindo o inversor em operação por um com bateria, posteriormente a integração com um inversor com bateria trabalhando em paralelo.

4.3.1 Cenário 1 - substituição por inversor com bateria sem *backup*

No diagrama ilustrado na Figura 29 é apresentado o cenário 1 com a substituição do inversor em operação por um com a tecnologia de armazenamento por bateria.

Figura 29 - Cenário 1 - Substituição por Inversor com bateria**Fonte: O Autor**

Nessa topologia, é possível a aplicação dos modos de funcionamento como Arbitragem, Redução de Demanda e Aumento do Autoconsumo FV. A ausência de uma chave para ilhamento das unidades consumidoras não permite uma função de *backup*. Outra limitação é a tensão de alimentação do inversor que em modo *backup* também funcionaria em 220 V o que torna necessário a substituição das cargas ou a adição de um transformador.

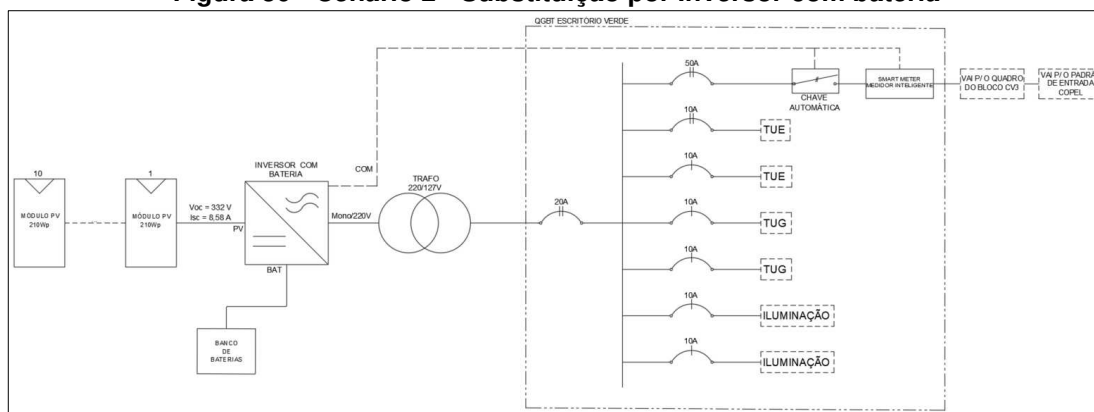
Importante destacar que para os modos de Redução de Demanda e Aumento do Autoconsumo operarem da forma correta, é necessário a presença de um medidor de energia inteligente (*Smart Meter*). Como visto nos estudos dos manuais dos fabricantes, é o medidor de energia que fornece os dados de potência instantânea com a informação de qual a direção do fluxo de corrente atual. Com esse dado, o inversor consegue tomar a decisão de aumento ou diminuição da potência injetada ou consumida no sistema. Para esse e os demais cenários apresentados, foi considerado para os dois modos de funcionamento a presença do medidor inteligente, que no caso do Escritório Verde, já é um elemento presente no sistema.

A energia comercializada no modelo de arbitragem ou autoconsumo depende de um dimensionamento da capacidade do banco de baterias conectado ao inversor. Assim como, a redução de demanda, depende em parte da potência do inversor escolhido que não necessariamente precisa ser da mesma potência que o anterior em operação.

4.3.2 Cenário 2 - substituição por inversor com bateria com *backup* total

No diagrama ilustrado na Figura 30 é apresentado o cenário 2 com a substituição do inversor em operação por um com a tecnologia de armazenamento por bateria com *backup* total.

Figura 30 - Cenário 2 - Substituição por Inversor com bateria



Fonte: O Autor

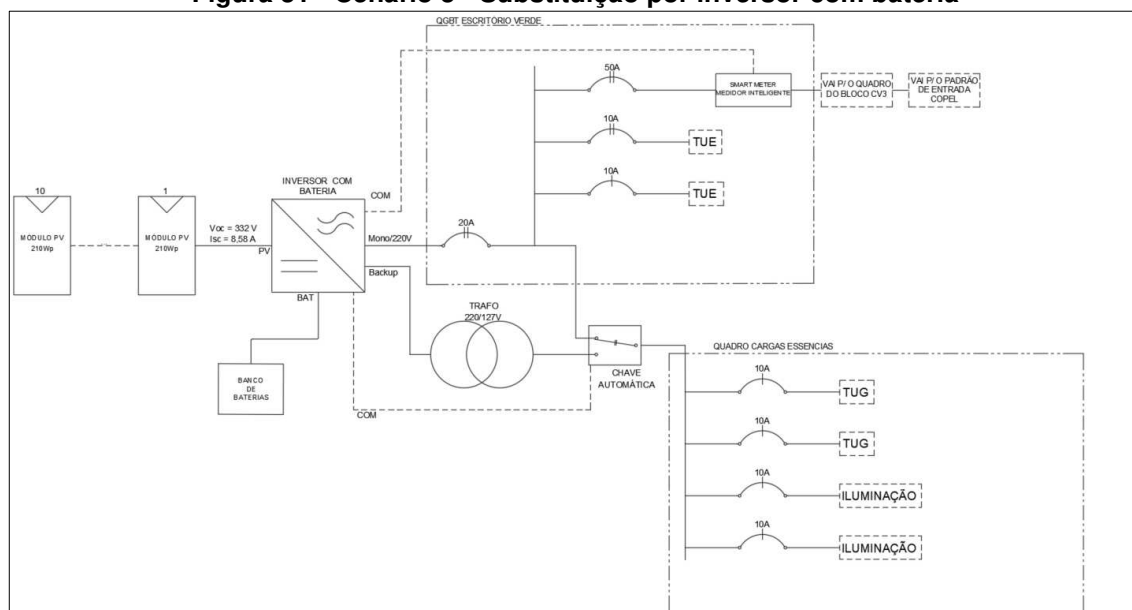
Neste caso, os mesmos modos de operação do cenário 1 poderão ser aplicados no cenário 2. Todavia, diferente do cenário 1, há dois elementos que permitem que o modo de operação *backup* também funcione: a inserção de uma chave de desconexão da rede elétrica da distribuidora que permite o ilhamento completo da unidade consumidora e a adição de um transformador para adequar a tensão de saída do inversor para as cargas no modo *backup*.

Nesse modelo em específico, o *backup* das cargas é do tipo total, ou seja, todas as cargas podem ser alimentadas pelo inversor em caso de falta da rede. Para esse caso, é necessário levar em conta que a potência do inversor e a capacidade de carga e descarga do banco de baterias precisa ser equivalente a potência necessária para alimentar essas cargas. Da mesma forma, o tempo que essas cargas poderão ficar ligadas em uma falta dependerá do quanto de energia é possível ser armazenada no banco.

4.3.3 Cenário 3 - substituição por inversor com bateria com *backup* parcial

No diagrama ilustrado na Figura 31 é apresentado o cenário 3 com a substituição do inversor em operação por um com a tecnologia de armazenamento por bateria com *backup* parcial.

Figura 31 - Cenário 3 - Substituição por inversor com bateria



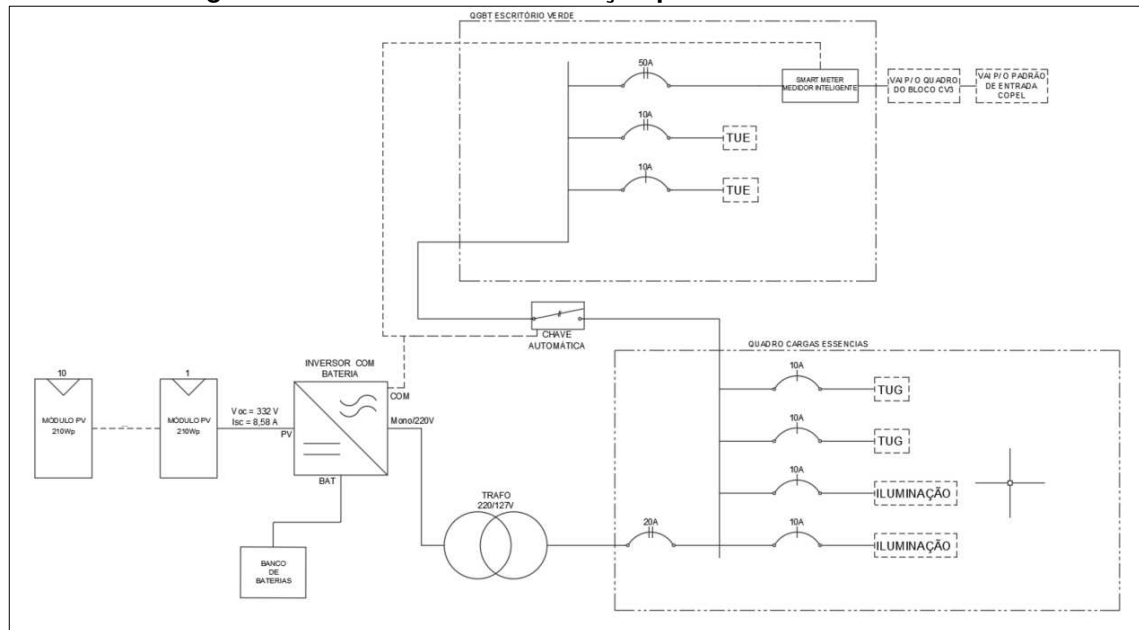
Fonte: O Autor

Para o cenário 3, todos os modos de operação do cenário 2 também são possíveis. A diferença principal está na separação das cargas como essenciais e não essenciais. Neste caso, o somatório da potência das cargas é menor, logo, o banco de baterias possui um armazenamento menor assim como o inversor pode ser de menor potência. Nessa topologia, o inversor possui 2 saídas separadas, uma convencional do tipo conectada à rede e outra do tipo *backup*.

É possível verificar que nesse caso é necessário realizar adequações na infraestrutura elétrica separando as cargas em dois quadros. Foi também adicionado uma chave de transição que permite que as cargas essenciais durante uma operação normal sejam alimentadas em paralelo com a rede elétrica e, em caso de falta, sejam isoladas da rede e alimentadas apenas pelo canal de *backup* do inversor. Outra adequação é a instalação de um transformador para manter a mesma tensão de atendimento das cargas.

Nesse mesmo modelo é possível utilizar um inversor sem saída de *backup* separada. Essa variação é apresentada como cenário 3B na Figura 32.

Figura 32 - Cenário 3B - Substituição por inversor com bateria

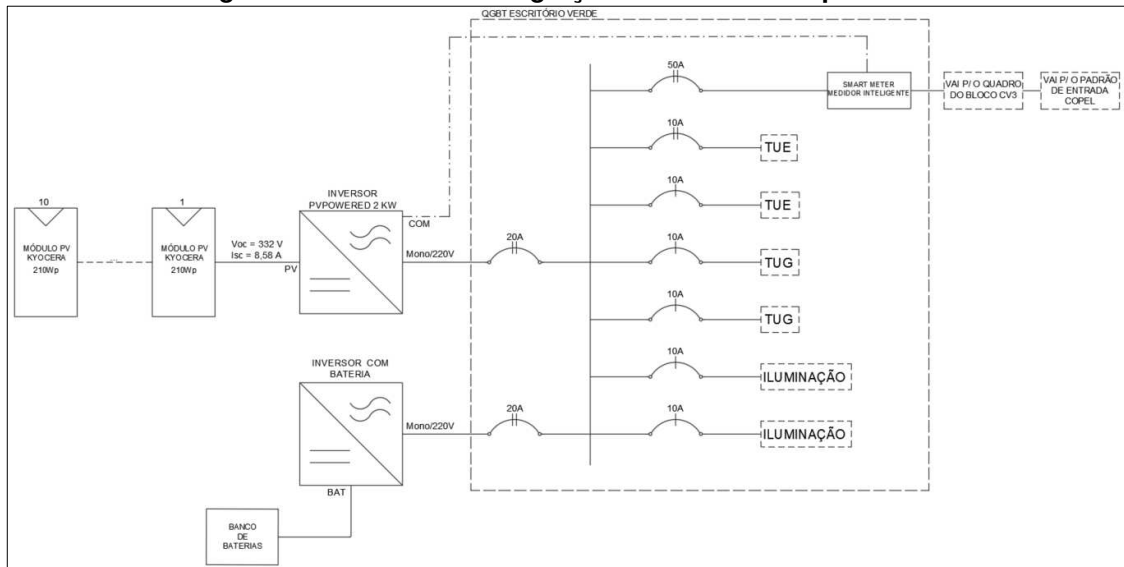


Fonte: O Autor

Nesse cenário o inversor é instalado no quadro de cargas essenciais, que por sua vez deriva do quadro de cargas não essenciais. A chave para ilhamento do sistema fica instalada entre os dois quadros permitindo que os circuitos sejam isolados da rede em caso de falta. Nota-se que diferente do primeiro modelo que utiliza uma chave do tipo 3 vias, a chave do cenário 3B é de 2 vias.

4.3.4 Cenário 4 – integração de inversor de acoplamento sem *backup*

No diagrama ilustrado na Figura 33 é apresentado o cenário 4 com a integração de um inversor com a tecnologia de armazenamento por bateria ao sistema existente.

Figura 33 - Cenário 4 - Integração inversor de acoplamento**Fonte: O Autor**

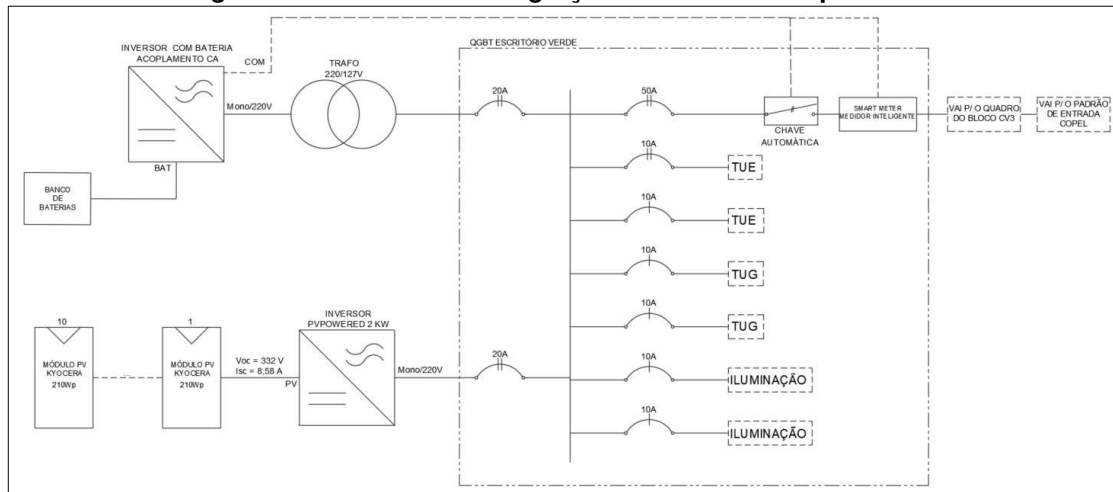
Diferente dos cenários 1 a 3, o cenário 4 traz uma integração de um inversor a mais no sistema existente. O inversor em questão é do tipo de acoplamento e não possui entrada para módulos fotovoltaicos. Nesse cenário, há uma pequena alteração na infraestrutura por conta da instalação de um novo equipamento, entretanto, os demais itens não são alterados.

Nessa configuração o sistema possui a capacidade de ter as mesmas funções que o cenário 1 (Arbitragem, Redução de Demanda e Aumento do Autoconsumo FV), também não podendo funcionar em modo *backup*.

4.3.5 Cenário 5 – Integração de inversor de acoplamento com *backup* total

Na Figura 34 apresentado o cenário 5 com a integração de um inversor de acoplamento com a tecnologia de armazenamento por bateria ao sistema existente.

Figura 34 - Cenário 5 – Integração inversor de acoplamento



Fonte: O Autor

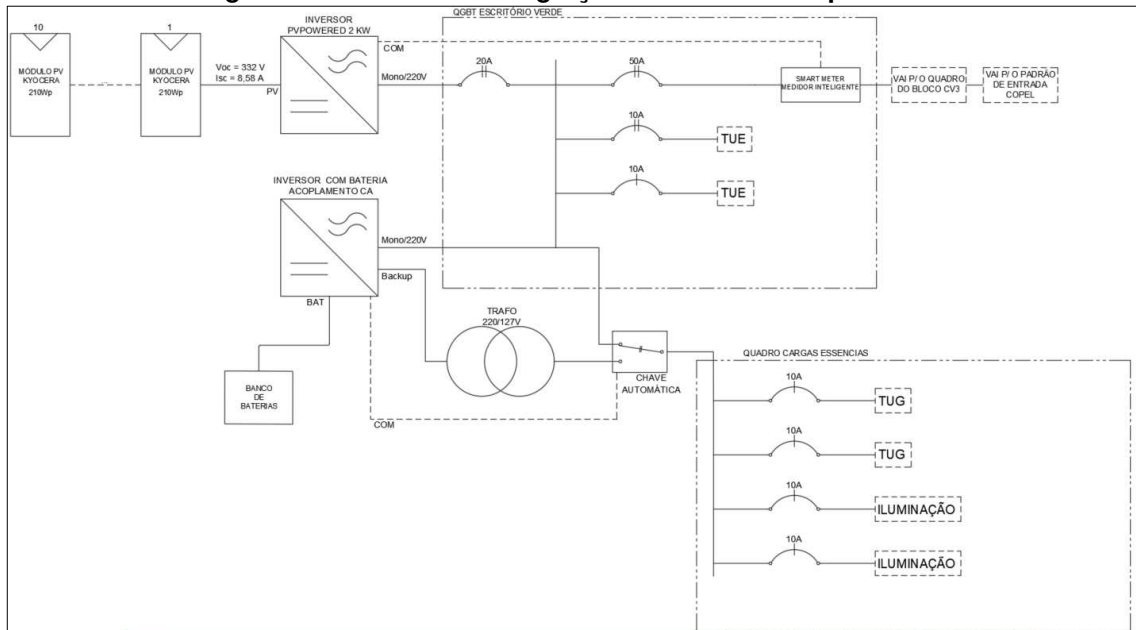
No cenário 5, diferente do 4, há a integração do inversor de acoplamento possibilitando os serviços de *backup* total da mesma forma que cenário 2. As considerações acerca da capacidade do banco de baterias permanecem as mesmas que no cenário 2.

Nota-se que o inversor sem bateria permanece conectado ao quadro de cargas em uma eventual falta. Há modelos de mercado que permitem que o inversor permaneça gerando energia sincronizado e em paralelo com o inversor com bateria. Entretanto, caso o modelo em questão não seja compatível com essa tecnologia, é necessário que se instale uma chave para islar o inversor sem bateria enquanto estiver funcionando no modo *backup*.

4.3.6 Cenário 6 – integração de inversor de acoplamento com *backup* parcial

Na Figura 35 é ilustrado o cenário 6 com a integração de um inversor com a tecnologia de armazenamento por bateria ao sistema existente.

Figura 35 - Cenário 6 - Integração inversor de acoplamento



Fonte: O Autor

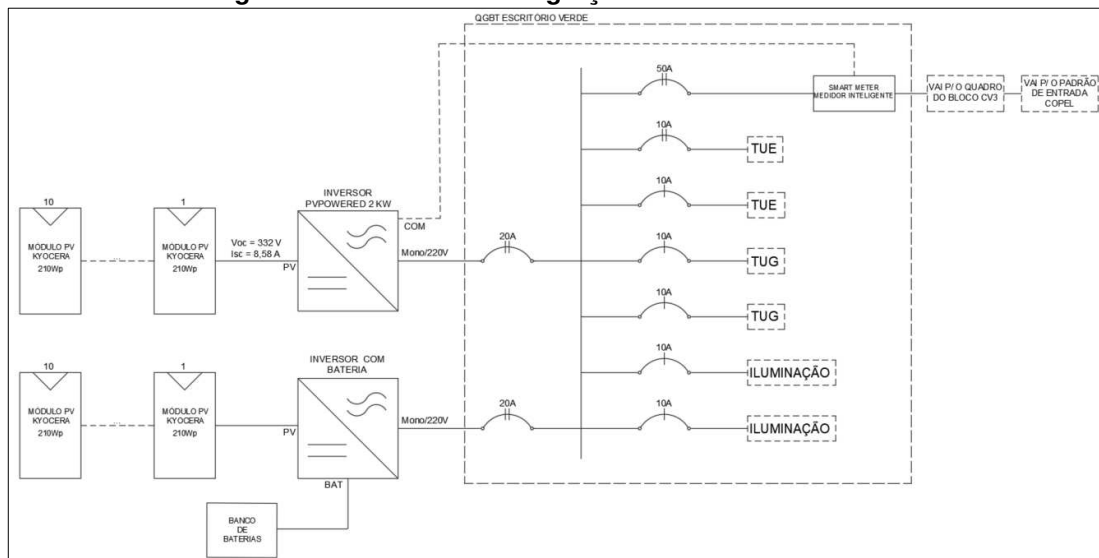
Neste cenário com inversor de acoplamento, há a possibilidade de se trabalhar com o *backup* parcial com a separação dos quadros de cargas essenciais e não essenciais.

Para este cenário também há a mesma possibilidade apresentada no cenário 3B onde é possível utilizar um inversor sem saída *backup* separada apenas alterando a chave de iluminação e o inversor de posição.

4.3.7 Cenário 7 – integração de inversor com bateria

No diagrama ilustrado na Figura 36 é apresentado o cenário 7 com a integração de um inversor com a tecnologia de armazenamento por bateria ao sistema existente.

Figura 36 - Cenário 7 - Integração inversor com bateria



Fonte: O Autor

No cenário 7, a integração do inversor com bateria se dá com um inversor com tecnologia de armazenamento e entrada fotovoltaica trabalhando em paralelo com o inversor conectado à rede original.

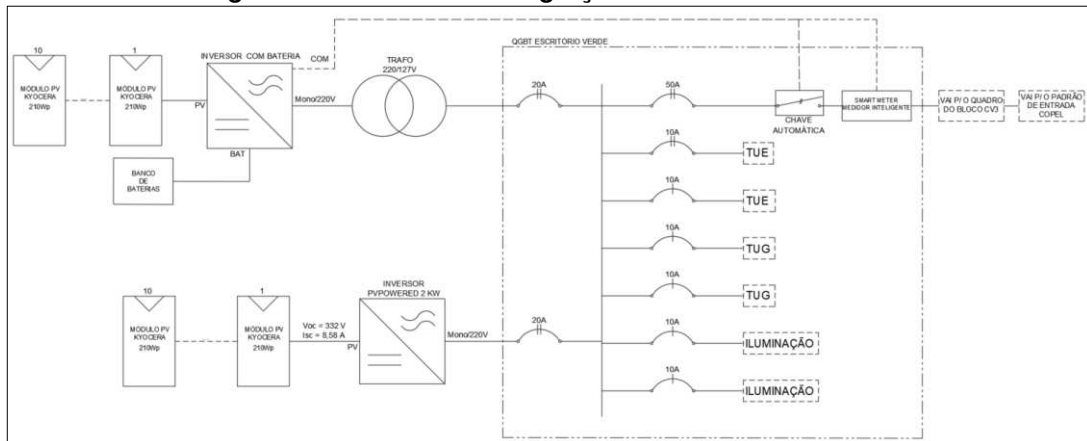
Nessa configuração, há a possibilidade de dividir *strings* conectadas ao inversor convencional com o inversor com bateria elaborando um novo arranjo. Ou na impossibilidade disso, adicionar *strings* novas ao inversor com bateria. Para essa última opção é necessário avaliar se há espaço para instalação de novos módulos ao sistema. No caso do sistema instalado no escritório verde não é possível mais instalar novos módulos já que os módulos iniciais ocupam toda a área do telhado.

Nesse cenário os modos de operação disponíveis são: Arbitragem, Redução de Demanda e Aumento do Autoconsumo FV.

4.3.8 Cenário 8 – integração de inversor com bateria com *backup* total

Na Figura 37 é apresentado o cenário 8 com a integração de um inversor com a tecnologia de armazenamento por bateria ao sistema existente.

Figura 37 - Cenário 8 - Integração inversor com bateria



Fonte: O Autor

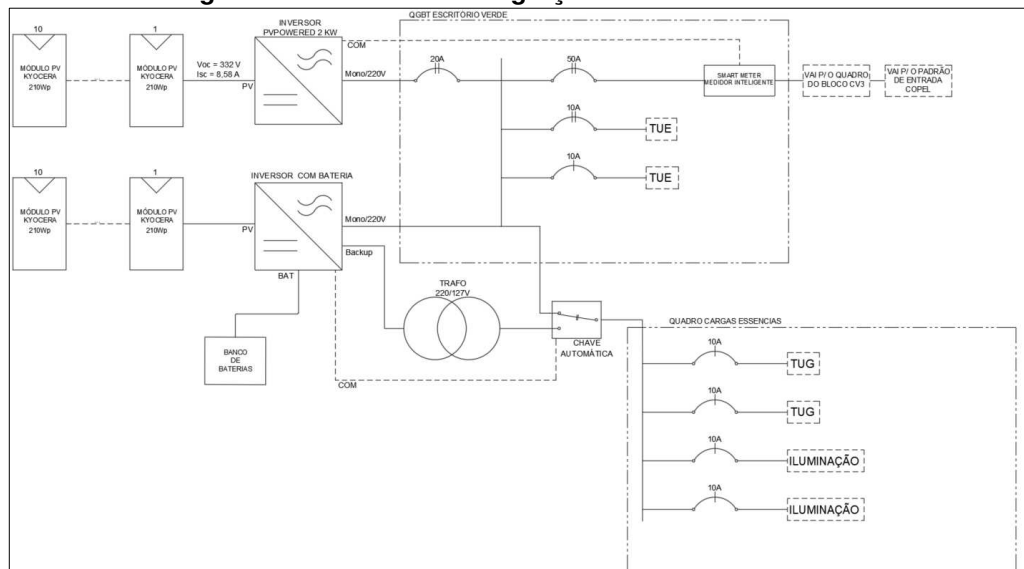
No cenário 8 apresentado, as considerações permanecem as mesmas que a do cenário 7. O diferencial ao cenário 7 se encontra na possibilidade de *backup* total das cargas.

Nota-se que o inversor sem bateria permanece conectado ao quadro de cargas em uma eventual falta. Deste modo, para essa configuração também é válido a ressalva feita no cenário 5 a respeito do ilhamento do inversor sem bateria.

4.3.9 Cenário 9 – integração de inversor com bateria com *backup* parcial

Por fim, é ilustrado na Figura 38 é apresentado o cenário 9 com a integração de um inversor com a tecnologia de armazenamento por bateria ao sistema existente.

Figura 38 - Cenário 9 - Integração inversor com bateria



Fonte: O Autor

Diferente do cenário 8, este cenário apresenta a possibilidade de *backup* parcial utilizando um quadro de cargas essenciais. Da mesma forma que o cenário 3B e 6B é possível utilizar um inversor sem a saída *backup* alterando o tipo de chave e a posição do inversor.

4.3.10 Cenário ideal para o Escritório Verde

Foi apresentado nas seções anteriores os cenários de integração para o Escritório Verde da UTFPR. Considerando as opções levantadas, é possível destacar que o cenário 5 (Integração com inversor de acoplamento) é o mais atraente para o *retrofit*. Isso se dá pelos seguintes motivos: a substituição do inversor por outro seria uma perda inestimável para a universidade já que o inversor atual está em operação desde 2012 com mais de uma década de estudos; o inversor deste cenário é do tipo acoplamento CA, não tendo entrada PV, permitindo um menor investimento para sua aplicação já que retira a necessidade de módulos fotovoltaicos; por fim, o cenário 5 também permite o uso de todos os serviços estudados, inclusive o *backup*, o que permite ampliar as pesquisas possíveis para essa tecnologia dentro da universidade.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O estudo realizado abordou as possibilidades de *retrofit* em microusinas fotovoltaicas para integrar sistemas de armazenamento de energia por baterias, destacando a importância e o potencial dessa tecnologia no contexto da geração distribuída (GD) no Brasil. Com o crescimento expressivo da energia solar fotovoltaica nos últimos anos, fica evidente que a modernização dos sistemas já instalados é uma alternativa viável para otimizar o uso dessa fonte renovável, especialmente quando acoplada a soluções de armazenamento de energia.

A pesquisa explorou as diferentes topologias de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) com baterias, analisando as configurações existentes na literatura, nas normas brasileiras e nas tecnologias de mercado. O estudo demonstrou que há diversas formas de realizar um *retrofit*, sendo que as opções partem da troca completa por um inversor com a tecnologia de armazenamento, a integração com inversor do tipo acoplamento sem entrada para módulo fotovoltaicos e da integração com inversor com entrada para módulos trabalhando em paralelo. Contudo, dependendo da topologia escolhida, pode ser necessário realizar ajustes no arranjo dos módulos existentes e modificações na infraestrutura da rede elétrica interna, como adição de transformadores, chaves automáticas e medidores inteligentes, o que deve ser levado em consideração no planejamento do *retrofit*.

O trabalho também apresentou um estudo de cenários possíveis para um sistema real no Escritório Verde da UTFPR. Ao todo foram possíveis 9 cenários diferentes sendo que o cenário 5 com o inversor do tipo de acoplamento e *backup* total seria o mais indicado.

Além disso, de um modo geral, a integração de baterias em sistemas fotovoltaicos oferece uma série de benefícios tanto para o usuário quanto para o sistema elétrico como um todo, como a melhoria da confiabilidade da rede, a possibilidade de *backup* em situações de queda de energia e o gerenciamento da demanda de potência. Os principais modos de operação identificados foram: Arbitragem de Energia, em que se armazena energia em momentos de menor custo para utilizar quando os preços são mais altos; Redução de Demanda, que permite otimizar a contratação de demanda elétrica evitando picos tarifários; Aumento do Autoconsumo Fotovoltaico, maximizando o uso da energia gerada para consumo

próprio; e *Backup*, garantindo fornecimento ininterrupto de energia durante faltas da rede.

No Brasil, apesar da ausência de regulamentações específicas que tratem diretamente da integração de baterias com SFCR, as normas e leis existentes, como a Lei 14.300, indicam uma tendência de crescimento dessa prática.

Portanto, este estudo contribui para o entendimento das possibilidades de *retrofit* de sistemas fotovoltaicos e das estratégias mais adequadas para a integração de armazenamento por baterias, fornecendo um panorama sobre as oportunidades e desafios para o futuro da geração distribuída no Brasil. A aplicação das soluções propostas tem o potencial de fomentar a adoção de tecnologias de armazenamento de energia, com impactos positivos na sustentabilidade do setor elétrico e na eficiência energética em um cenário de crescente demanda por fontes renováveis.

Por fim, recomenda-se para trabalhos futuros o estudo da implementação real de alguma das opções de integração de baterias apresentadas neste trabalho demonstrando a operação dos serviços na prática. Recomenda-se também o estudo de a integração destes modelos considerando a implementação de carros elétricos em modelos como V2G (*Vehicle-to-Grid* – termo em inglês para Veículo para Rede).

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2016. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília: [s. n.], 2016. 34 p. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/conteudo-educativo/cartilhas-educativas>. Acesso em: 30 jul. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2024a. **SIGA - Sistema de Informação de Geração da ANEEL**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>. Acesso em 25 de out. de 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2022b. **SISGD - Sistema de Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em 25 de out. de 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2022c. **Postos Tarifários**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>>. Acesso em 25 de set. de 2022.
- AKHIL, A. A.; HUFF, G.; CURRIER, A. B.; KAUN, B. C.; RASTLER, D. M. CHEN, S. B.; COTTER, A. L.; BRADSHAW, D. T.; GAUNTLETT, W. D. **DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA**. Sandia National Laboratories. Julho de 2013. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/08/f2/ElecStorageHndbk2013.pdf>>. Acesso em 15 de set. de 2022.
- AZEVEDO, M.; SILVA, D. M. R. Autoconsumo Fotovoltaico: A democratização da Energia. **Neutro à terra**, Instituto Superior de Engenharia do Porto, v. 13, p. 5-13, 1 jun. 2014. Disponível em: https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/6485/1/RevistaNeutroATerra_N13_2014_ART_2.pdf. Acesso em: 25 set. 2022.
- BARBOSA, E. M.; SILVA, D. O.; MELO, R. O. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM BATERIAS SISTEMA UFPE-BRASIL. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, Argentina, v. 11, p. 77-83, 16 nov. 2007. Disponível em: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/92711>. Acesso em: 28 jul. 2022.
- BELLINASSO, L. V. **Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede com Armazenamento de Energia – Classificação, Recomendações Técnicas e Gerenciamento**. 2017. Tese de doutorado, PPGEE, UFSM, Santa Maria.
- BRANDÃO, D. I. **Sistema de geração fotovoltaico multifuncional**. Orientador: Fernando Pinhabel Marafão. 2013. Dissertação (Mestrado em engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Bauro, SP, 2013. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/87209>. Acesso em: 28 jul. 2022.
- Brasil. **Presidência da República**. 2022. Lei nº 14.300 de janeiro de 2022 - Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em 30 de jul. de 2022.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. **Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de energia Elétrica no Brasil**. Associação Brasileira De Armazenamento e Qualidade de Energia, Belo Horizonte - MG, p. 1-62, 1 jan. 2015. Disponível em: http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf. Acesso em: 27 jul. 2022.

CERVANTES, R.; ROBERTO, C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2002. 118p. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP. Disponível em: http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/Tese__Carlos.pdf. Acesso em: 27 jul. 2022.

COSTA, S. P. L. **Armazenamento de Energia Térmica Através de Materiais de Mudança de Fase**. Orientador: Carlos Manuel Coutinho Tavares de Pinho. 2014. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica) - Universidade do Porto, [S. l.], 2014. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/73754/2/31464.pdf>. Acesso em: 25 jul. 2022.

DIORIO, N. A; FREEMAN, J. M; BLAIR, N. **"DC-connected Solar Plus Storage Modeling and Analysis for Behind-The-Meter Systems in the System Advisor Model"** 2018. IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), 2018, pp. 3777-3782, doi: 10.1109/PVSC.2018.8547329.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE). 2019. **Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em 11 de set. de 2022.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE). 2024. **Balanço Energético Nacional 2024 – Relatório Síntese**. 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf >. Acesso em 25 de out. de 2024.

FITZGERALD, G.; MANDEL, J.; MORRIS, J.; TOUATI, H. **The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid**. Rocky Mountain Institute, setembro de 2015. Disponível em: <https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/03/RMI-TheEconomicsOfBatteryEnergyStorage-FullReport-FINAL.pdf>. Acesso em 11 de set. de 2022.

FRANCO, F. L.; MORANDI, A.; RABONI, P.; GRANDI, G. **"Efficiency Comparison of DC and AC Coupling Solutions for Large-Scale PV+BESS Power Plants"**. Energies 2021. n° 14(16): 4823. Disponível em <https://doi.org/10.3390/en14164823>. Acesso em 27 de set. de 2022.

FRONIUS. Operating Instructions Fronius Primo GEN24. **Manual de instruções**, Brasil, p. 1-224, 18 jan. 2024. Disponível em: <https://manuals.fronius.com/html/4204102165/pt-BR.html>. Acesso em: 4 mar. 2024.

GOODWE. Manual do utilizador Inversor fotovoltaico ligado à rede. **Manual de instruções**, Brasil, p. 1-55, 20 set. 2022. Disponível em: https://br.goodwe.com/Ftp/EN/Downloads/ZUO/GW_ES%20G2%206.0kW_User%20Manual-PT.pdf. Acesso em: 10 mar. 2024.

GREENER. Estudo Estratégico de Geração Distribuída. **Mercado Fotovoltaico**, Brasil, p. 1-150, 1 fev. 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2024/>. Acesso em: 6 fev. 2024.

HE, J.; YANG, Y.; VINNIKOV, D. **Energy Storage for 1500 V Photovoltaic Systems: A Comparative Reliability Analysis of DC and AC-Coupling**. 2020. Energies 13, no. 13: 3355. Disponível em <https://doi.org/10.3390/en13133355>. Acesso em 27 de set. de 2022.

HUAWEI. User Manual - Inversor Huawei e bateria LUNA2000-(5-30)-S0. **Mercado Fotovoltaico**, Brasil, p. 1-165, 12 jan. 2024. Disponível em: <https://support.huawei.com/enterprise/br/doc/EDOC1100149277>. Acesso em: 4 mar. 2024.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Institucional**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/inmetro/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/institucional-index>>. Acesso em 10 de abr. de 2023.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Portaria nº 140, de 21 de março de 2022**. 2022. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-140-de-21-de-marco-de-2022-389587680>>. Acesso em 26 de mar. de 2023.

LOPES, S. A. S. **Tecnologias de Armazenamento de Energia para Fornecimento de Serviços de Sistema**. Orientador: Pedro Manuel Soares Moura. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Universidade de Coimbra, [S. l.], 2015. Disponível em: <https://estudogeral.sib.uc.pt/handle/10316/40488>. Acesso em: 26 jul. 2022.

MAIA, W. URBANETZ JR, J. **Configurações e topologias para integração de sistemas de armazenamento por baterias em sistemas fotovoltaicos de microgeração**. 2022. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Florianópolis, SC, 2022.

OCACIA, G. C.; SANTOS, J. C. V.; CONSUL, R. Á. Sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos para eletrificação residencial rural. **Encontro De Energia No Meio Rural**, 4., 2002, Campinas. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000200056&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 28 jul. de 2022.

PEREZ, F. **Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2015 Dissertação de Mestrado, PPGEE, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A., 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL - CRESESB.

RASIN, Z.; RAHMAN, M. F. **Control of Bidirectional DC-DC Converter for Battery Storage System in Grid-connected Quasi-ZSource PV Inverter**. 2015. IEEE Xplore. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7409540>>. Acesso em 27 de jul. de 2022.

REN21. **Renewables 2021 Global Status Report**. Paris France: [s. n.], 2021. ISBN 978-3-948393-03-8. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 25 jul. 2022.

REN21. **Renewables 2022 Global Status Report**. Paris France: [s. n.], 2022. ISBN 978-3-948393-04-5. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 25 jul. 2022.

REN21. **Renewables 2024 Global Status Report – Energy Supply**. Paris France: [s. n.], 2024. ISBN 978-3-948393-15-1. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2024_Supply.pdf. Acesso em: 25 out. 2024.

SERRA, E. T.; ORLANDO, A. F.; MOSSÉ, A.; MARTINS, N. **Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações**. Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia, [S. l.], p. 1-46, 1 dez. 2016. Disponível em: https://energiasroraia.com.br/wp-content/uploads/2020/01/ACUMULACAO-DE-ENERGIA-_Armazenamento-de-Energia-Fev-2017.pdf. Acesso em: 25 jul. 2022.

SIMPSKINS, T.; ANDERSON, T.; CUTLER, D.; OLIS, D. Optimal Sizing Od. **A Solar-Plus-Storage System For Utility Bill Savings And Resiliency Benefits**. National Renewable Energy Laboratory – NREL. 2016. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66088.pdf>>. Acesso em 25 de jul. de 2022.

URBANETZ JR, J.; CASAGRANDE JR, E. F; TIEPOLO, G. M. Análise Do Desempenho De Dois Anos De Operação Do Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Elétrica Do Escritório Verde Da Utfpr. **V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Recife, p. 1-7, 3 abr. 2014. Disponível em: < <https://utfpr-ct-static-content.s3.amazonaws.com/utfpr.curitiba.br/wp-content/uploads/sites/85/2016/06/URBANETZ-et-al-V-CBENS-2014a.pdf> >. Acesso em: 5 ago. 2024.

ZONDAG, H. A. "Seasonal and daily heat storage for heating & cooling of buildings". Energy in the built environment. 2012. Eindhoven University of Technology.

APÊNDICE A – Outros tipos de armazenamento de energia elétrica

1.1 Tipos de armazenamentos de energia elétrica

Há diversas formas de armazenar energia, como: campo elétrico, campo magnético, energia mecânica, vetores energéticos etc. Entretanto, a utilização de baterias eletroquímicas é a forma mais convencional, por ser mais conveniente e eficiente (PINHO; GALDINO, 2014). As diversas formas de armazenamento de energia podem ser observadas com mais detalhes na Figura 1.

Figura 1 - Formas de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de Bueno e Brandão (2015)

1.1.1 Armazenamento mecânico

O armazenamento da energia mecânica é na verdade o armazenamento da energia cinética de um movimento linear ou rotativo, como por exemplo: energia potencial de um objeto a uma certa altura, a energia da tensão resultante de um material elástico ou compressão de um gás (COSTA, 2014).

A seguir é descrito três tipos de armazenamento de energia mecânica: hidrelétrico bombeado, ar comprimido e volante de inércia.

1.1.1.1 Hidrelétrico bombeado

Segundo Serra et al. (2017), o armazenamento hidrelétrico bombeado, que se protagoniza como uma tecnologia de bombeamento reverso (ou *PHS – Pumped Hydro Storage*), é conhecido e muito utilizado no mundo. Serra reforça que em 2016 existiam 352 empreendimentos de usinas reversíveis totalizando cerca de 193 GW de capacidade instalada. Seu sistema é tipicamente formado por turbinas reversíveis, que trabalham como turbinas ou bombas, conectadas a motores síncronos, que por

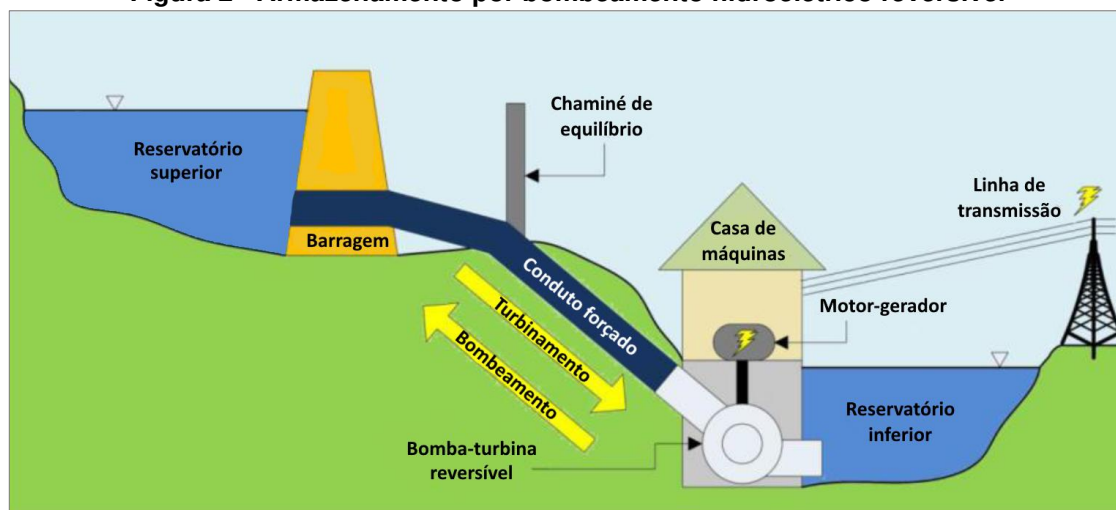
sua vez podem trabalhar bombeando água ou gerando energia elétrica (BUENO; BRANDÃO, 2015).

O funcionamento é simples, primeiramente há a necessidade da implantação de um reservatório em dois ou mais níveis (inferior e superior). Durante um período de menor demanda de eletricidade, a água armazenada no nível inferior é bombeada para o reservatório superior. Quando há um período de maior demanda por eletricidade, a água até então armazenada na forma potencial, faz o caminho inverso geralmente pelas mesmas turbinas, que por sua vez trabalham como gerador (SERRA et al., 2017).

Durante o processo ocorrem perdas no ciclo de carga e descarga. Essas perdas podem ser elétricas nos motores/geradores e mecânicas nas bombas/turbinas. Além disso, outras perdas também devem ser levadas em consideração como as perdas por evaporação e infiltração. A eficiência desse sistema se encontra na faixa de 75 a 85% (SERRA et al., 2017; BUENO; BRANDÃO, 2015).

Na Figura 2 é possível verificar o sistema de bombeamento reverso com mais detalhes.

Figura 2 - Armazenamento por bombeamento hidroelétrico reversível



Fonte: Serra et al. (2017)

1.1.1.2 Ar comprimido

Assim como nas usinas hidrelétricas reversíveis, o armazenamento de ar comprimido, também conhecido como CAES (*Compressed Air Energy Storage*), ocorre nas horas de baixa procura, sendo acumulado, geralmente, em reservatórios subterrâneos. Da mesma forma, em períodos de alta demanda de energia elétrica, o ar é liberado para acionar um gerador de turbina a gás (COSTA, 2014; BUENO;

BRANDÃO, 2015). De forma geral, o sistema se baseia na compressão (4-8 Mpa) do ar em cavernas rochosas ou de sal, em rochas porosas, em minas abandonadas ou em tanques estanques. Quando é necessário a geração de energia elétrica, o ar armazenado é direcionado a uma turbina de expansão junto com gás natural ou outro combustível como hidrogênio e biogás. Na turbina de expansão a mistura dos dois gases é queimada, provendo energia térmica ao sistema (SERRA et al, 2017).

Por mais que seja uma tecnologia madura do ponto de vista de desenvolvimento, datando as primeiras utilizações no ano de 1970, carece de maturidade no aspecto de implementação real. A eficiência de um sistema de ar comprimido está na faixa de 50 e 89% (SERRA et al, 2017).

Na Figura 3 é demonstrado com mais detalhes um sistema de armazenamento de ar comprimido.

Figura 3 - Sistema de armazenamento de ar comprimido



Fonte: Costa (2014)

1.1.1.3 Volante de Inércia

Os sistemas com volante de inércia, também conhecidos como *Flywheel Energy Storage - FES*, armazenam a energia mecânica no momento de inércia de uma massa girante. Essa massa girante damos o nome de volante. De forma simplificada, o volante é acionado por um motor de alta velocidade. Quando há demanda de energia elétrica, a força giratória aciona o gerador que por sua vez produz eletricidade. Durante o processo de carga, um motor/gerador acelera a massa girante

a velocidades altas, podendo chegar a 150.000 rpm. No momento de descarga a massa perde velocidade desacelerando (BUENO; BRANDÃO, 2015; COSTA, 2014).

Sistemas com volantes de inercia possuem benefícios de uma resposta rápida e de poder armazenar grandes quantidade de energia. Entretanto, não é possível armazenar energia por longos períodos, devido a perdas por atrito. Dessa forma, esses sistemas, são mais adequados para aplicações que demandam altos picos de potência durante curtos períodos de duração (BUENO; BRANDÃO, 2015).

Na Figura 4 é demonstrado com mais detalhes um sistema de armazenamento por volante de inércia.

Figura 4 - Armazenamento de energia por volante de inércia



Fonte: Costa (2014)

1.1.2 Armazenamento térmico

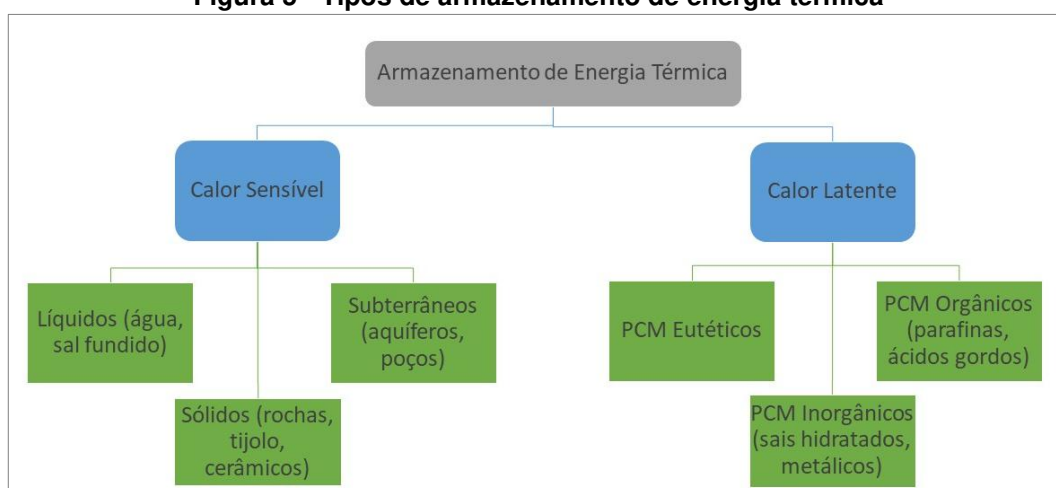
O armazenamento de energia térmica (*Thermal Energy Storage - TES*) é uma tecnologia, que se baseia no método de acumulação e conservação temporária de energia térmica para utilização futura em aplicações de aquecimento e resfriamento ou geração de energia elétrica (SERRA *et al.*, 2017; COSTA, 2014).

Esse método pode ser utilizado no armazenamento de energia a baixas temperaturas ou no armazenamento de energia em altas temperaturas. Alguns exemplos desses sistemas são: (a) acumulação de energia solar, (b) armazenamento de “calor” no verão para aquecimento em períodos de inverno, (c) armazenamento de “frio” no inverno para arrefecimento em períodos de verão e, por fim, (d) armazenamento estratégico em horários que as tarifas de energia elétrica são menores (COSTA, 2014; LOPES, 2015).

Segundo Bueno e Brandão (2015), tanto os sistemas que armazenam energia térmica em baixas temperaturas quanto os que armazenam em alta (até 600°), quando utilizados para a conversão em outros tipos de energia, como a mecânica, acabam se tornando sistemas complexos, caros, difíceis de operar e possuem baixa eficiência. Esse é o caso das usinas termosolares que utilizam sal fundido para armazenar o calor.

Na Figura 5 é demonstrado os tipos de armazenamento da energia térmica. Esse processo pode ocorrer por arrefecimento ou aquecimento, ou por mudança de fase de uma substância. No processo de aquecimento ou arrefecimento, dá-se o nome de armazenamento de calor sensível.

Figura 5 - Tipos de armazenamento de energia térmica



Fonte: Adaptado de Costa (2014)

1.1.3 Armazenamento elétrico

Fundamentalmente, há duas formas de se armazenar energia na forma elétrica: por condensadores (capacitores), que armazenam energia pela separação das cargas positivas e negativas, e por supercondutores, que armazenam energia através de campos magnéticos (COSTA, 2014; LOPES, 2015).

Os condensadores ou supercondensadores (também conhecidos como *DLC* – *Double Layer Capacitors*), podem ser considerados como capacitores com capacitância muito elevada, no qual a energia está armazenada no campo elétrico, entre eletrodos e nos íons do eletrólito. Enquanto ocorre a carga e descarga, os íons se movem entre os eletrodos (BUENO; BRANDÃO, 2015; LOPES 2015). Dessa forma, a principal diferença entre capacitores convencionais e supercapacitores é a troca do material isolante por um eletrólito (SERRA *et al.*, 2017).

No caso dos supercondutores, a energia é armazenada em um campo magnético. Esse fenômeno só é possível com a inserção de uma corrente elétrica contínua circulante em uma bobina supercondutora (BUENO; BRANDÃO, 2015). Os sistemas que armazenam energia magnética em supercondutores, também conhecidos como *SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage*, possuem ciclos de carga e descarga com eficiência elevada (90%), pois não envolvem conversões de energia elétrica através de outras fontes de energia (SERRA *et al.*, 2017).

Segundo Costa (2014), ambas as tecnologias de armazenamento elétrico são preferencialmente utilizadas em situações que requerem pequenas ou médias quantidades de energia, em curtos períodos e com taxas elevadas de energia.

1.1.4 Armazenamento químico

Os sistemas de armazenamento de energia na forma química são amplamente conhecidos e utilizados desde os primeiros estudos com energia elétrica. Esse tipo de armazenamento consiste em uma reação eletroquímica, do tipo reversível, onde há movimentação de cargas elétricas através de um eletrólito (BUENO; BRANDÃO, 2015). Segundo Costa (2014), as tecnologias de baterias são os tipos de armazenamento químico mais utilizados.

1.1.4.1 Armazenamento em gás

Segundo Bueno e Brandão (2015), existem pelo menos dois tipos de sistemas de armazenamento em gás: armazenamento em hidrogênio e armazenamento na forma de gás sintético (Singás).

Nos sistemas baseados em hidrogênio, o gás é produzido durante o processo de carga, por meio de um eletrolizador e, ao final do processo, comprimido e armazenado em um reservatório. Quando descarregado, o gás hidrogênio armazenado pode ser utilizado para acionar turbinas de combustão ou células de combustível. O processo de produção de hidrogênio utiliza outra fonte de energia primária, podendo ser: eólica, solar, biomassa e energia hidráulica secundária. No âmbito de tecnologias de armazenamento, existem pelo menos cinco que se destacam: compressão, liquefação, adsorção física, hidretos metálicos e hidretos complexos (BUENO; BRANDÃO, 2015; SERRA *et al.*, 2017).

Os sistemas de armazenamento de gás sintético são uma alternativa ao hidrogênio. O Singás, como também é chamado, pode ser produzido a partir do aquecimento do hidrogênio e dióxido de carbono em um recipiente fechado. Esse processo trata-se uma reação exotérmica chamada de “metanização” ou reação de Fischer-Tropsch. O resultado desse processo é um produto similar ao gás natural, podendo ser uma alternativa ao mesmo (BRUNO e BRANDÃO, 2015.)