



SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SMART GRIDS

JULIANA OLIVEIRA DA SILVA

novembro de 2020

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM *SMART GRIDS*

JULIANA OLIVEIRA DA SILVA

1180070

2020

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Mecânica



SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SMART GRIDS

Juliana Oliveira da Silva

1180070

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação do Professor Doutor Pedro Faria

2020

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Mecânica



JÚRI

Presidente

Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Orientador

Doutor Pedro Faria
Professor, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Co-orientador

Doutor Ivan Todorović
Professor, Faculdade de Ciências Técnicas de Novi Sad

AGRADECIMENTOS

A todos os docentes do Instituto Superior de Engenharia do Porto que foram sempre solícitos e usaram do seus conhecimentos para aumentar os meus, em especial, ao Prof. Doutor Pedro Faria e ao Prof. Doutor Carlos Felgueiras.

Assim ficarei eternamente grata como a grande ajuda e paciência do Prof. Ivan Todorović da Faculdade de Ciências Técnicas de Novi Sad.

Agradeço a todos os meus amigos, familiares e colegas de trabalho que estão no Brasil no qual me incentivaram a não desistir deste sonho e que torceram para o meu sucesso. Para meus novos amigos de mestrado que sempre me ajudaram a chegar até aqui, principalmente, José Micael Costa e Jonas Sandonato.

Tenho profunda gratidão e carinho por uma pessoa que precocemente se foi e não está mais entre nós chamada Renata Luzes Araujo. Ela foi a pessoa que mais confiou em que tudo isso seria possível, e como grande acadêmica que era, instigava a todos com sua luz, sabedoria e alegria de que tudo era realizável desde que houvesse boa vontade e dedicação. Ela foi a minha grande inspiração para esse caminho.

Em meio a este período conturbado que afeta toda a humanidade, obtive muita sorte em conhecer pessoas que iluminaram meu percurso. Ana Tavares Machado, sem seus gestos, palavras de carinho e todo suporte que me foi dado nunca chegaria até aqui.

PALAVRAS CHAVE

Armazenamento de energia, *Smart Grid*, Viabilidade, Simulação em tempo real

RESUMO

Muitas pessoas ainda não dispõem de uma rede de energia elétrica fiável e inconvenientes deste sistema poderiam ser mitigados através de sistemas de armazenamento de energia. O armazenamento de energia aplicadas no contexto das redes modernas ainda não são largamente difundidas. Compreender, as características destas tecnologias, verificar a viabilidade técnica através de dois modelos fotovoltaicos usando tecnologias de armazenamento e constatar o auxílio prestado à rede. Simulações em tempo real a utilizar a técnica *hardware-in-the-loop* em laboratório a captar os sinais pertinentes e interpretar os eventos. Foi constatado que ambos os modelos a utilizar baterias de lítio auxiliam a rede atrasando a injeção de energia ativa, servindo de backup em caso de produção insuficiente do sistema fotovoltaico e integra de maneira harmoniosa com a rede elétrica. É verificado muitos obstáculos para o alargamento de maior instalação destes dispositivos, porém com a maturidade tecnológica prevê-se maior introdução ao longo dos anos. A simulação em tempo real aparece como fator decisivo para determinar a eficiência dos sistemas de armazenamento, bem como, abrangir a sua implantação em redes inteligentes.

KEYWORDS

Energy Storage Systems, Smart Grid, Feasibility, Real time simulation

ABSTRACT

Many people still do not have a reliable electricity network, and the inconvenience of this system could be mitigated through energy storage systems. The storage of energy applied in the context of modern networks is still not widespread. Understand the characteristics of these technologies, check the technical feasibility through two photovoltaic models using technology energy storage, and verify the network's assistance. Real-time simulations using the hardware-in-the-loop technique in the laboratory to capture the relevant signals and interpret the events. It was found that both models using lithium batteries help the network by delaying the injection of active energy, serving as a backup in case of insufficient production of the photovoltaic system and integrates harmoniously with the electrical network. There are many obstacles to expanding the greater installation of these devices. However, with technological maturity, a greater introduction is expected over the years. Real-time simulation appears as a decisive factor in determining the efficiency of storage systems and covering the deployment in smart grids.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Lista de Abreviaturas

SAE	Sistema de armazenamento de Energia
PHES	<i>Pumped Energy Storage</i>
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
FES	<i>Flywheel Energy Storage</i>
SCES	<i>Supercondensadors Energy Storage</i>
SMES	<i>Superconducting Energy Storage</i>
PCS	<i>Power Converter Systems</i>
DC	<i>Direct Current</i>
AC	<i>Alternating current</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
GEE	Gases do Efeito Estufa
BTM	<i>Behind-the-meter</i>
FTM	<i>Front-the-meter</i>
BOP	<i>Balance Operation Plant</i>
O&M	Operação e manutenção
C&C	Construção e comissionamento

Lista de Unidades

Termo	Designação
<i>Joules</i>	Energia elétrica
Watt	Potência elétrica

Lista de Símbolos

Termo	Designação
°C	Graus Celsius
ΔT	Diferença de temperatura
E	Permissividade de capacitância do material elétrico

GLOSSÁRIO DE TERMOS

Termo	Designação
Microrrede ou <i>microgrid</i>	Definida como um grupo de recursos distribuídos de energia, incluindo fontes de energia renovável e sistemas de armazenamento que operam localmente como uma entidade autónoma. As microrredes podem ser encontradas em faixas de operação de baixa e média tensão, geralmente de 400V a 69 kV
Serviços de sistemas	É usado para se referir a uma variedade de operações, além da geração e transmissão necessárias para manter a estabilidade e a segurança da rede. Esses serviços geralmente incluem controle de frequência, reservas girante e reservas operacionais.
<i>Off-grid</i>	Sistemas isolados são caracterizados por não serem conectados à rede elétrica, ou seja, o sistema se auto-sustenta através da utilização de baterias.
SCADA	Proveniente do seu nome em inglês <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> também chamado de software supervisorio ou software SCADA, são sistemas que utilizam software para monitorar e supervisionar as variáveis e os dispositivos de sistemas de controle conectados através de servidores e ou drivers de comunicação de específicos.
<i>Hardware</i>	é o conjunto dos componentes que compõem a parte material (física) de um computador.
<i>Software</i>	é o equipamento lógico e intangível de um computador. Noutros termos, o conceito de software abarca todas as aplicações informáticas, como os processadores de texto, as folhas de cálculo e os editores de imagens. Assim, o <i>software</i> através de diversas linguagens de programação, permitem controlar o comportamento de uma máquina. Estas linguagens consistem num conjunto de símbolos e regras sintácticas e semânticas, que definem o significado

dos seus elementos e expressões. Uma linguagem de programação permite aos programadores do *software* especificarem, com precisão, sobre que dados um computador deve operar.

Simulação em tempo real

Implica na modelagem de um processo ou sistema, de tal forma que o modelo imite as respostas do sistema real em uma sucessão de eventos que ocorrem ao longo do tempo

Emulador

É definido como um *software* que reproduz as funções de um determinado ambiente, a fim de permitir a execução de outros *softwares* sobre ele. Pode ser pela transcrição de instruções de um processador alvo para o processador no qual ele está operando, ou pela interpretação de chamadas para simular o comportamento de um hardware específico. O emulador também é responsável pela simulação dos circuitos integrados ou chips do sistema de *hardware* em um *software* expondo as funções de um sistema para reproduzir seu comportamento

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1- CAPACIDADE GLOBAL DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (KEMPENER, RUUD, VIVERO, 2015)	27
FIGURA 2- PRINCIPAIS SERVIÇOS PRESTADOS PELOS SAE POR TECNOLOGIA EM 2017 (IRENA, 2017)	28
FIGURA 3- TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO. ADAPTADO DE (GARDNER ET AL., 2016).	33
FIGURA 4- ESQUEMA DE CENTRAIS HIDROELÉTRICAS REVERSÍVEIS (GAZOLI ET AL., 2018)	35
FIGURA 5- ESQUEMA DE ARMAZENAMENTO CAES (POULLIKKAS & NIKOLAIDIS, 2017)	36
FIGURA 6- ESQUEMA DE VOLANTES DE INÉRCIA (POULLIKKAS & NIKOLAIDIS, 2017)	37
FIGURA 7- SISTEMA TES (GAZOLI ET AL., 2018)	39
FIGURA 8- ARMAZENAMENTO DIRETO DE DOIS TANQUES (GAZOLI ET AL., 2018)	40
FIGURA 9- ARMAZENAMENTO INDIRETO DE UM E DOIS TANQUES (GAZOLI ET AL., 2018)	40
FIGURA 10- A) BIDIMENSIONAL SIMPLIFICADA REPRESENTAÇÃO DA ESTRUTURA DO SUPERCONDENSADOR, B) CONSTRUÇÃO REAL (TIPO CILÍNDRICO) (SCIENCE & OSIJEK, 2018)	42
FIGURA 11- FUNCIONAMENTO DE SISTEMAS MAGNÉTICOS SUPERCONDUTORES (NADEEM ET AL., 2019).	43
FIGURA 12- ESQUEMA DE BATERIAS QUÍMICAS (H2SYS, 2020)	45
FIGURA 13- BATERIA DE SÓDIO-ENXOFRE (KOCER ET AL., 2019)	50
FIGURA 14- CONCEITO DE BATERIAS DE FLUXO(DOETSCH ET AL., 2015)	50
FIGURA 15-SISTEMAS BEHIND THE METER E FRONT-THE METER (UTILITY ET AL., 2018)	57
FIGURA 16- TIPOS DE APLICAÇÃO PARA SAE. ADAPTADO DE: (POULLIKKAS & NIKOLAIDIS, 2017)	58
FIGURA 17- DEMONSTRAÇÃO DE FUNCIONAMENTO DA APLICAÇÃO <i>PEAK SHAVING</i> . ADAPTADO DE: (21ST CENTURY TECH, 2015)	63
FIGURA 18- DIFERENÇAS DE COMPORTAMENTO ENTRE APLICAÇÕES LOAD LEVELLING E PEAK SHAVING (CUNHA ET AL., 2016)	64
FIGURA 19- CUSTO ANUAL DOS SISTEMAS DE BATERIA (MONGIRD ET AL., 2019).	83
FIGURA 20- CUSTO ANUAL COMPARATIVO A SISTEMAS PHES (MONGIRD ET AL., 2019)	83
FIGURA 21- CUSTO ANUAL DE OURAS TECNOLOGIAS (MONGIRD ET AL., 2019).	85
FIGURA 22- CUSTOS ANUAIS DOS SAE EM DÓLARES/KW (MONGIRD ET AL., 2019).	85
FIGURA 23- CUSTO ANUAL DOS SAE EM DÓLARES/KWH (MONGIRD ET AL., 2019)	86
FIGURA 24- ESQUEMA DO SISTEMA ELÉTRICO CONVENCIONAL (ELECTRICAL TECHNOLOGY, 2020)	96
FIGURA 25- COMPARATIVO ENTRE REDES TRADICIONAIS E MODERNAS DE ENERGIA (“ENERGY ATLAS,” 2018)	100
FIGURA 26- SIMULADOR TYPHOON HIL 600	108
FIGURA 27-CONTROLADOR TEXAS INSTRUMENT	109
FIGURA 28- O EMULADOR TYPHOON HIL A REALIZAR SIMUAÇÃO EM LABORATÓRIO	109
FIGURA 29- ESTUDO DE CASO 1	111
FIGURA 30 ESTUDO DE CASO 2	113
FIGURA 31- RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 1- TODOS OS CENÁRIOS	116
FIGURA 32- RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 1 - CENÁRIO 1	117
FIGURA 33- RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 1 - CENÁRIO 2	118
FIGURA 34- RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 1 - CENÁRIO 3	119

FIGURA 35-RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 2 -RESPOSTA DO CENÁRIO 1	121
FIGURA 36- RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 2 - RESPOSTAS DO CENÁRIO 2	122
FIGURA 37- RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 2 - RESPOSTAS DO CENÁRIO 3	123
FIGURA 38- RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 2 - RESPOSTAS DO CENÁRIO 4	124

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1- ANÁLISE TÉCNICA DOS SAE (NADEEM ET AL., 2019).	67
TABELA 2- ANÁLISE TÉCNICA DE MATURIDADE DOS SAE (NADEEM ET AL., 2019).	68
TABELA 3- APLICAÇÕES TÉCNICAS DOS SAE (POULLIKKAS & NIKOLAIDIS, 2017) .	70
TABELA 4- METODOLOGIA DOS IMPACTOS SOCIAIS (FLORIN ET AL., 2017)	72
TABELA 5- METODOLOGIA DOS IMPACTOS AMBIENTAIS (FLORIN ET AL., 2017)	72
TABELA 6- IMPACTOS SÓCIO-AMBIENTAIS CAUSADOS PELOS SAE (FLORIN ET AL., 2017)	76
TABELA 7- CUSTOS RELACIONADOS AOS SISTEMAS DE BATERIA ELETROQUÍMICA (MONGIRD ET AL., 2019)	82
TABELA 8- CUSTOS RELACIONADOS A OUTRAS TECNOLOGIAS (MONGIRD ET AL., 2019) .	82
TABELA 9- PARÂMETROS DE TESTE DO ESTUDO DE CASO 1	112
TABELA 10- PARÂMETROS DE TESTE DO ESTUDO DE CASO 2	114

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	25
1.1	Projeções.....	26
1.2	Objetivos	28
1.2.1	Geral.....	28
1.2.2	Específicos.....	29
1.3	Estrutura do trabalho.....	29
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	32
2.1	Tecnologias.....	32
2.2	Sistemas mecânicos	33
2.2.1	Centrais hidroelétricas reversíveis	Erro! Indicador não definido.
2.2.2	Sistemas de ar comprimido.....	35
2.2.3	Sistemas <i>flywheel</i>	36
2.3	Sistemas térmicos	38
2.4	Sistemas elétricos.....	40
2.5	Sistemas químicos.....	44
2.5.1	Parâmetros característicos de baterias secundárias.....	46
2.5.2	Sistema de baterias íons de lítio (<i>Li-ion</i>).....	47
2.5.3	Sistema com baterias chumbo-ácido	47
2.5.4	Baterias de níquel-cádmio.....	48
2.5.5	Baterias de sódio (Níquel-Cloreto de Sódio)	49
2.5.6	Baterias de sódio-enxofre	49
2.5.7	Baterias de fluxo.....	50
2.5.8	Baterias de redução de vanádio.....	51
2.5.9	Baterias de ferro-cromo	51
2.5.10	Baterias de zinco-bromo.....	52
2.5.11	Baterias zinco-ar	53
2.6	Sistemas a gás	54
2.6.1	Armazenamento em hidrogênio	54

2.6.2	Armazenamento de gás sintético	54
2.7	Aplicações	55
2.7.1	Conversores de energia	55
2.7.2	Sistemas <i>behind-the-meter</i> e <i>front-the-meter</i>	56
2.7.3	Tipos de aplicações a rede	58
2.8	Comparação e avaliação técnica	66
2.9	Análise de impactos ambientais	71
2.9.1	Visão geral	75
2.10	Análise financeira	76
2.10.2	Visão geral	80
2.10.3	Comparação financeira entre sistemas	82
2.11	Barreiras	87
2.12	Sistema elétrico.....	95
2.12.1	Perdas	96
2.12.2	Redes inteligentes	97
2.12.3	<i>Prosumers</i> e tecnologia V2G.....	100
2.13	Simulação em tempo real	101
3.	DESCRIÇÃO DO TRABALHO	107
3.1	Typhoon HIL 600	107
3.2	CONTROLADORES DE SINAL DIGITAL	108
4	DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO	111
4.1	Estudo de caso 1	111
4.2	Estudo de caso 2.....	113
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	116
5.1	Resultados do estudo de caso 1	116

5.2 Resultados do estudo de caso 2.....	120
6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	126
6.1 CONCLUSÕES.....	126
6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	128
7 BIBLIOGRAFIA.....	131

INTRODUÇÃO

1.1 PROJEÇÕES

1.2 OBJETIVOS

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

1. INTRODUÇÃO

Para quase todos desafios e oportunidades que o mundo enfrenta atualmente, o acesso a energia se apresenta como uma das grandes soluções para a vida humana. Seja para a geração de empregos, produção de alimentos, diminuição dos efeitos do aquecimento global, o acesso a energia de fontes renováveis com fiabilidade em todos os seus processos são cruciais para atingir esses objetivos. Os dados que constam do relatório do *Global Tracking Framework* (Roser, 2020), elaborado pelo Banco Mundial, estima que em 2017 havia mais de 938 milhões de pessoas sem acesso a energia elétrica e outras mais de 207 milhões de famílias a usufruírem de uma rede não regular, isto é, com conexão de baixa qualidade ou inconsistente. Em prol de minimizar esses problemas, uma rede que dispõe de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) possui relevante importância na performance da rede, bem como, na distribuição de energia elétrica.

Os SAE como seu próprio nome diz, consistem em reter energia gerada por qualquer fonte. Ao conseguir armazenar energia, é possível assegurar o bom funcionamento da rede de energia como solucionar a intermitência das fontes renováveis, evitar perdas por transporte, além de proporcionar este recurso onde não há infraestrutura. Em consequência destes benefícios, é possível reduzir os efeitos colaterais do aquecimento global ajudando na implementação de energias mais limpas, diminuindo o congestionamento da rede evitando o seu colapso.

Os seus benefícios cruzam as fronteiras entre a cadeia de valor do sistema energético como em sua geração, transmissão, distribuição e uso final. Pode-se considerar a integração de energia entre consumidores finais por meio de aplicativos de armazenamento, como por exemplo, em veículos elétricos. Assim, pode-se dizer que os SAE estão associados ao conceito de redes inteligentes (Claudia Zanabria, Kathan, & Strasser, 2016).

Apesar das vantagens citadas, esse recurso possui pouquíssima implementação por diversas razões, entre elas, práticas regulatórias pouco atraentes, altos custos de aquisição e incerteza sobre as tecnologias. Desse modo, esses obstáculos impedem a participação de que todos os setores da sociedade tenham papel ativo dificultando a

ampliação das redes inteligentes de energia. Para isso, é necessário estudar as várias utilidades, benefícios técnicos e propor políticas que garantam consistência do escopo no que tange as normas regulatórias, incluindo mecanismos de preços e criação de novos mercados. Esta dissertação tem como objetivo, estudar os problemas que originam a pouca adoção da geração de eletricidade em conjunto com os SAEs, desenvolvendo possíveis soluções, bem como, abordando conteúdo técnico e económico direcionada as aplicabilidades em redes inteligentes.

1.1 Projeções

A fim de descarbonizar o meio ambiente e reduzir os impactos causados pelo aquecimento global, governos, empresas e a sociedade vêm unindo esforços para reverter o risco de catástrofes devido as mudanças climáticas. Em 2015, foi realizada a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima conhecido como o “Acordo de Paris”. Nesta conferência, 200 países se comprometeram em utilizar recursos mais limpos a fim de manter o aumento da temperatura do planeta abaixo dos 2 °C. (Sutter, J. D., & Berlinger, 2015). No intuito de diminuir as emissões de poluentes que causam esse aquecimento, é necessário a troca de fontes poluidoras por outras com menor impacto ambiental. Assim, para impulsionar a geração de energia limpa, porém intermitente, os SAE são de fundamental importância para a implementação destes recursos e cumprimento de tais metas.

Para que a geração de energia seja majoritariamente limpa, é necessário que mitigue a intermitência das fontes renováveis o que faz das tecnologias de armazenamento protagonistas na luta contra a descarbonização do ar. Os SAEs estão presentes em toda a cadeia de valor do sistema elétrico, bem como, a consumidores finais. Assim, a capacidade de armazenamento de eletricidade pode reduzir o congestionamento da rede de transmissão e adiar a necessidade de grandes investimentos em infraestrutura solucionando não apenas os problemas da fonte. Isso também se aplica à distribuição, independentemente se as restrições refletirem o crescimento de fontes renováveis ou uma mudança nos padrões da procura.

Embora haja um grande otimismo, a capacidade de armazenamento de energia elétrica instalada mundialmente ainda é de apenas 2.2% da capacidade elétrica total (Storage & Committee, 2018). Destes 2%, 99% refere-se ao armazenamento por bombeamento hidráulico, como é verificado no gráfico adaptado na figura 1.

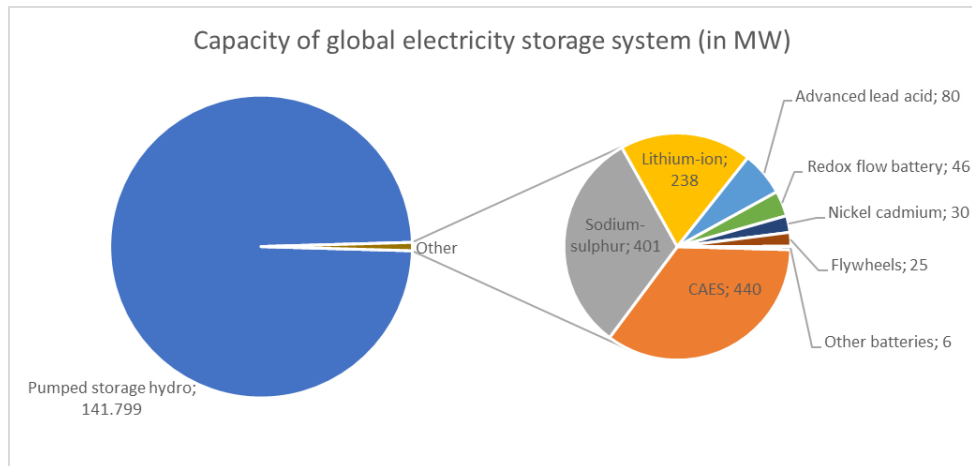


Figura 1- Capacidade global dos sistemas de armazenamento de energia (Kempener, Ruud, Vivero, 2015)

Apesar de atualmente o armazenamento por bombeamento hidráulico pode ser a maior fonte de capacidade de armazenamento de eletricidade e o mais económico ao fornecer segurança ao sistema elétrico, porém se encontra em maturidade tecnológica com pouco potencial para reduzir o custo total instalado. Além disso, a pouca flexibilidade quanto a tamanho, mobilidade e longos prazos de desenvolvimento do projeto são motivos de estagnação dessa tecnologia. Como não possui características de modularidade comparável a outras apresentadas, a expectativa é que outras soluções tenham maior adesão por características mais ajustáveis de acordo com as necessidades.

Conforme apresentado pela figura 2 elaborado em 2017 (IRENA, 2017), o armazenamento hidrelétrico com bombagem tem sido mais usado para serviços de *time-shifting*, em prol de reduzir os custos de geração, o mudando o fornecimento de eletricidade de períodos de baixa procura para períodos de pico. No entanto, sistemas eletroquímicos têm ocupado espaço em serviços de regulação de frequência, geração própria de sistemas fora de rede ou on-site power e restauração de sistemas. Sistemas

térmicos, por sua vez têm atuado na supressão de flutuação ou *capacity firming* suportando as intermitências das fontes renováveis de energia.

Figure ES2: Global energy storage power capacity shares by main-use case and technology group, mid-2017

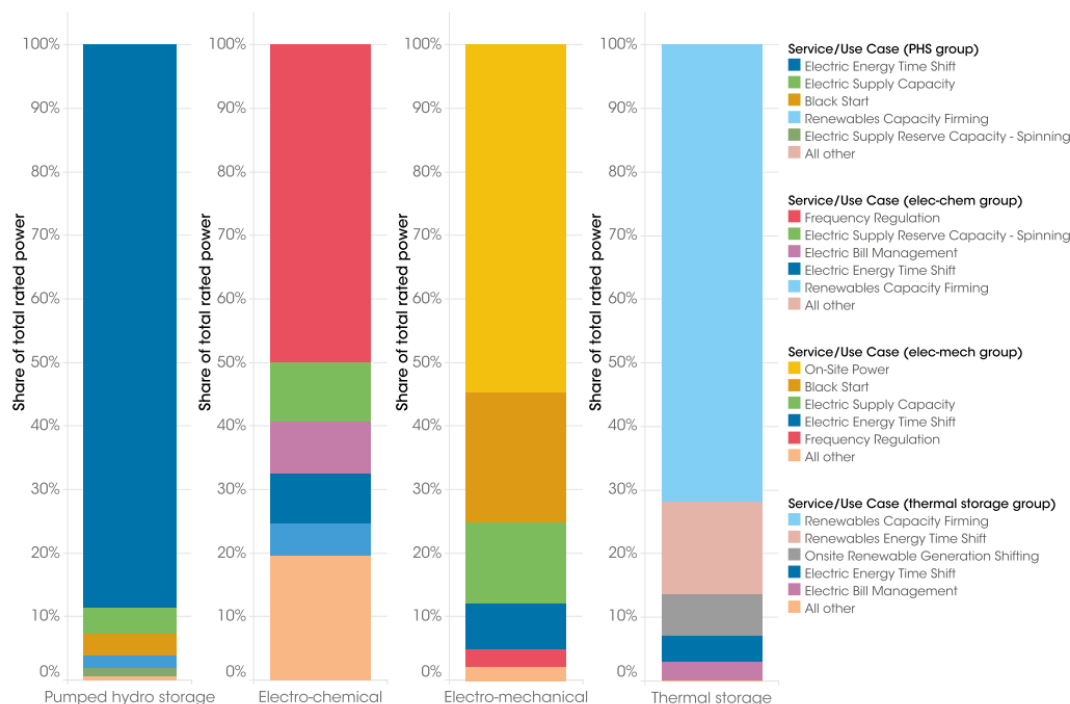


Figura 2- Principais serviços prestados pelos SAE por tecnologia em 2017 (IRENA, 2017)

Embora o custo de tecnologias menos maduras sejam ainda altos como baterias e sistemas térmicos, estes sistemas vêm fornecendo diferentes serviços que tendem a crescer ao longo dos anos. Conforme o desempenho destas tecnologias aumentem e os serviços para a rede sejam regulamentados, as tecnologias em desenvolvimento virá a ser mais implementadas diversificando o seu uso.

1.2 Objetivos

Os itens 1.2.1 e 1.2.2 apresentam, respectivamente, os objetivos gerais e específicos desta dissertação.

1.2.1 Geral

O objetivo geral desta dissertação é proporcionar a informação sobre os diferentes tipos de tecnologia de armazenamento, analisando seus prós e contras e realizar a simulações em tempo real do uso desse sistema.

1.2.2 Específicos

Os objetivos específicos desta dissertação são:

1. Realizar um estudo bibliográfico sobre as tecnologias de armazenamento, características principais, vantagens e desvantagens, seu campo de aplicação em redes tradicionais e inteligentes, aspectos económicos de impacto ambiental e regulatórios.
2. Descrever a simulação em tempo real do método *hardware-in-the-loop* e aplicá-lo em dois modelos de sistemas fotovoltaicos utilizando baterias e conversores, analisando seu comportamento em interação com a rede e verificar e constatar o auxílio prestado das baterias.

1.3 Estrutura do trabalho

A pesquisa partiu do levantamento de um problema tratado globalmente: a inserção dos sistemas de armazenamento de energia elétrica nas redes inteligentes de maneira otimizada. Considera-se importante a realização desta dissertação, pois são necessárias ainda bases para a inserção eficiente de tais tecnologias na rede elétrica, bem como a regulação deste novo mercado, o qual já está a se desenvolver em países da União Europeia.

A partir da elaboração do problema, são definidos os objetivos do estudo e realizada a revisão da literatura, a qual é composta pela explanação acerca de três pontos principais: características das tecnologias de armazenamento; aspectos económicos, tecnológicos, regulatórios e de impacto ambiental relacionados a estas tecnologias; e implementação de sistemas de armazenamento em redes inteligentes. Finalizado o referencial teórico, é desenvolvida a lógica do problema, a qual é implementada através de simulações de comportamento da rede ao introduzir tais sistemas.

A pesquisa foi dividida em 6 capítulos. No capítulo 1 é realizada a introdução, mostrando o cenário geral em que se aplicam as tecnologias de armazenamento. O capítulo 2 aborda com mais profundidade os SAE, apresentando conceitos e especificações, suas aplicações tendo em conta fatores técnicos, económicos e de impacto ambiental, bem como, exposição mais abrangente sobre barreiras regulatórias

e redes inteligentes. No capítulo 3, é feita a descrição do trabalho e a metodologia adotada. No capítulo 4, são expostos os estudos de caso a serem avaliados. No capítulo 5, revela os resultados obtidos dos estudos de caso. E por fim, o capítulo 6 trata da conclusão e indica sugestões para futuros trabalhos.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

- 2.1 TECNOLOGIAS
- 2.2 SISTEMAS MECÂNICOS
- 2.3 SISTEMAS TÉRMICOS
- 2.4 SISTEMAS ELÉTRICOS
- 2.5 SISTEMAS QUÍMICOS
- 2.6 SISTEMAS A GÁS
- 2.7 APLICAÇÕES
- 2.8 COMPARAÇÃO E AVALIAÇÃO TÉCNICA
- 2.9 ANÁLISE DE IMPACTOS AMBIENTAIS
- 2.10 ANÁLISE FINANCEIRA
- 2.11 BARREIRAS
- 2.12 SISTEMA ELÉTRICO
- 2.13 SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O ato de manter ou acumular algo para uso futuro é o principal conceito de armazenamento (Angus Stevenson, 2011). Assim, o objetivo de armazenar energia é acumular e distribuir este recurso quando a produção não supre as necessidades momentâneas. Deste modo, os SAEs apresentam diversos benefícios técnico-econômicos que podem solucionar diversos inconvenientes da rede elétrica. Um sistema de armazenamento pode ser descrito conforme as seguintes características (Renewable & Agency, 2013) :

- A capacidade define a energia armazenada no sistema e depende do processo de armazenamento, do meio, e o tamanho do sistema;
- Pela rapidez com que a energia armazenada no sistema pode ser descarregada e carregada;
- Eficiência é a razão entre a energia fornecida e a energia necessária para carregar o sistema de armazenamento. Assim, em sistemas de armazenamento a quantidade de energia entregue na fase de descarga, em relação à energia absorvida pelo sistema na fase de carga. Portanto, durante o processo de retenção de energia, há um duplo consumo de energia no processo, pois tanto a fase de carga, quanto a de descarga apresentam uma perda de energia geralmente em forma de calor.
- O período de armazenamento define por quanto tempo a energia é armazenada, ou seja, horas, dias, semanas e meses (este último, para armazenamento sazonal);
- O tempo de carga e descarga define quanto tempo é necessário para carregar/descarregar o sistema;
- O custo referente à capacidade do sistema de armazenamento em relação aos custos de capital e operação do equipamento e sua vida útil;

2.1 Tecnologias

Para se tornar tecnicamente e economicamente viável, o processo de armazenamento de energia consiste em convertê-la em outra forma conveniente armazenável como química, mecânica ou térmica durante o seu carregamento. Em seu

descarregamento, a energia armazenada é novamente transformada em energia elétrica. No entanto, o mesmo não acontece em sistemas de armazenamento elétrico quando esta é armazenada diretamente em um campo elétrico ou magnético não havendo necessidade de conversão.

A utilização de dispositivos de armazenamento de energia é baseada em necessidades técnicas, de capacidade e, claro, econômica. No mercado há várias possibilidades de captação de energia para determinados tipos de projeto podendo ela ser de curta ou longa duração, de diversos tamanhos, formas, etc. Em toda a gama de tecnologias existentes, verifica-se uma perda de energia no processo de carga-descarga, o que determinará a eficiência do sistema de armazenamento. A figura 3 adaptada de (Gardner et al., 2016), apresenta uma visão das principais tecnologias, considerando o princípio de armazenamento.

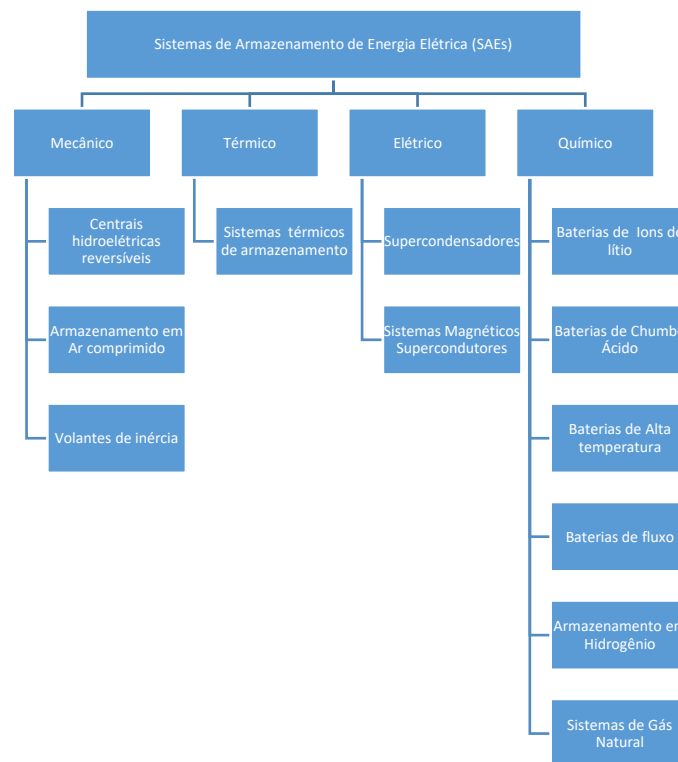


Figura 3- Tecnologias de armazenamento. Adaptado de (Gardner et al., 2016).

2.2 Sistemas mecânicos

A energia mecânica pode ser definida como a transferência de energia produzida pelo trabalho de um corpo. Energia mecânica é uma grandeza física escalar, medida em

Joules (J), de acordo com o SI correspondente ao montante energético produzido pelo movimento dos corpos com a sua energia mantida em repouso. Assim, esta grandeza é equivalente à soma das energias cinética e potencial de um sistema físico.

$$E_m = E_c + E_p$$

Equação 1- Energia mecânica

A energia mecânica permanece constante quando não há atrito o que pode ser classificado como um sistema conservativo. A energia potencial está relacionada a energia repousada; enquanto energia cinética é aquela relativa à velocidade da partícula. Sendo assim, dizemos que a energia potencial é a energia que está armazenada em um corpo e que pode ser utilizada a fim de realizar trabalho podendo ser transformada em outras formas de energia. As mais comuns, entretanto, são as energias: gravitacional e elástica (será abordado neste documento apenas as energias gravitacional devido sua relevância tratada nos sistemas de armazenamento).

A energia cinética em um objeto é a energia produzida devido ao seu movimento. Assim, energia cinética representa o trabalho necessário para acelerar um corpo de massa em repouso para que este adquira velocidade. Tendo ganho essa energia durante a aceleração, o corpo mantém essa energia cinética a menos que a sua velocidade mude. A quantidade de trabalho gerado por um corpo ao desacelerar é a mesma para um de estado de repouso. Assim, energia cinética é definida pela equação 2 onde a massa (m) e a velocidade (v) do corpo, é dada por:

$$E_c = \frac{m * v^2}{2}$$

Equação 2- Energia cinética

A definição de energia potencial gravitacional está relacionada a sua posição (altura associada a um ponto referencial), com a sua massa e com a força da gravidade. Assim, quando se usa uma força para elevar um objeto a uma determinada altura, nesse ponto mais alto o objeto possui energia potencial e ao descer este libera sua energia convertida em energia cinética devido ao seu movimento. Assim, a exigência de força para elevar um objeto é igual ao seu peso, a energia potencial gravitacional é igual ao seu peso ($m \times g$) multiplicado pela altura h a que foi elevado.

$$E_p = m * g * h$$

Equação 3- Energia gravitacional

2.2.1 Centrais hidroelétricas reversíveis

Centrais hidroelétricas reversíveis ou PHES (*Pumped Hydro Energy Storage*) é a tecnologia que utiliza turbinas reversíveis que podem funcionar como bombas juntamente a motores síncronos que trabalham também como geradores. No reservatório inferior, as turbinas reversíveis são instaladas e realizam o trabalho de duas maneiras: bombeando água para um reservatório superior durante o processo de armazenamento, na forma de energia potencial gravitacional e nos períodos de descarga, turbinando a água quando o reservatório superior é esvaziado, conforme representação esquemática na figura 4.

O volume do reservatório superior e a quantidade das turbinas/ geradores determinam o quanto de energia é produzida, assim, este sistema pode armazenar energia por longos períodos e em grandes volumes.

Devido a perdas por evaporação, clima adverso e infiltrações no solo, além das perdas relacionadas dos geradores e das bombas podem comprometer a eficiência deste sistema.

Pumped Hydroelectric Energy Storage (PHES)

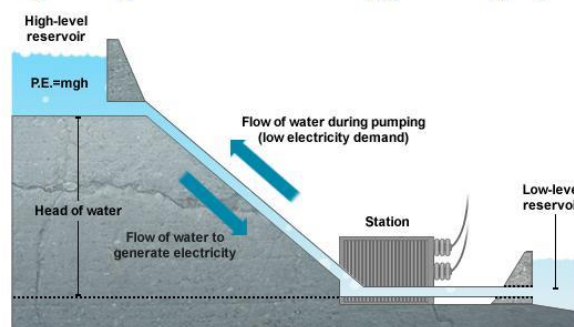


Figura 4- Esquema de Centrais hidroelétricas reversíveis (Gazoli et al., 2018)

2.2.2 Sistemas de ar comprimido

Sistemas de Ar Comprimido, conhecidos por CAES (*Compressed Air Energy Storage*), comprime o ar com a ajuda de um compressor acionado por um motor. Oportunamente quando a energia elétrica custa menos, geralmente em horas de ponta o ar é comprimido em um reservatório de caverna subterrânea em pressão superior à

atmosférica, normalmente de grande volume. Deste modo, durante horários de pico quando a energia está mais cara ou quando esta é solicitada, o ar é expandido impulsionando uma turbina, convertendo trabalho mecânico em energia elétrica. Este estoque é essencialmente semelhante aos dos sistemas de Centrais hidroelétricas reversíveis.

Durante o processo de armazenamento, o ar sofre aquecimento devido a pressão superior e o calor é removido por um radiador. No processo de descarga, o ar expandido resfria-se, e para recuperar essa perda, o ar é reaquecido pela queima de combustíveis convencionais ou de biocombustíveis. Na sequência, o ar atinge a turbina/gerador da unidade e este fornece energia à rede. Assim, há uma perda de eficiência do processo total, que não é completamente livre de emissão de CO₂.

Em outros sistemas CAES como os adiabáticos, durante o processo de compressão retém o calor gerado para reaquecê-lo, melhorando sua eficiência em 20%, sem utilização de combustível e sem a emissão de CO₂. A figura 5 representa o esquema de funcionamento. (Poullikkas & Nikolaidis, 2017)

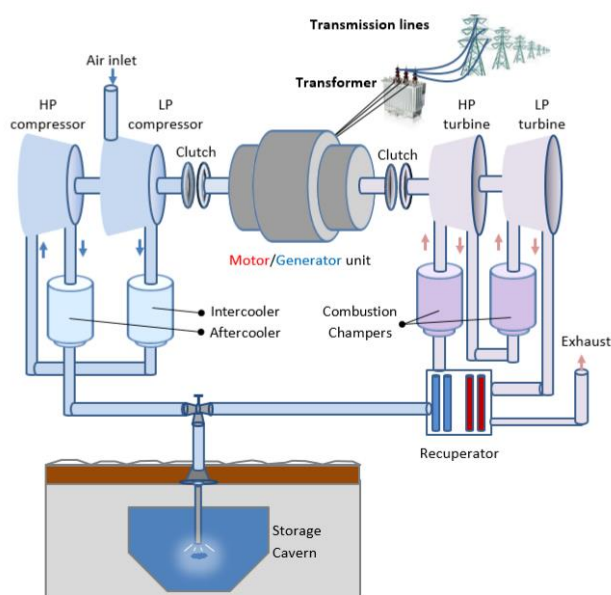


Figura 5- Esquema de armazenamento CAES (Poullikkas & Nikolaidis, 2017)

2.2.3 Sistemas *flywheel*

Os sistemas *flywheel* ou também chamados de volante de inércia, funciona através de um disco maciço suportados por rolamentos em alta rotação com o objetivo de conservar energia cinética. Durante o seu trabalho, o disco ou volante mantém uma

velocidade superior aproximadamente 150.000 rotações por minuto e utiliza a energia elétrica retida. Para proteger o sistema de distúrbios externos e perdas por atrito devido ao movimento, o disco é ligado a uma bomba de vácuo ou gás de baixa viscosidade, como hidrogênio ou hélio) e mancais magnéticos. A figura 6, (Poullikkas & Nikolaidis, 2017), representa um diagrama de seu funcionamento.

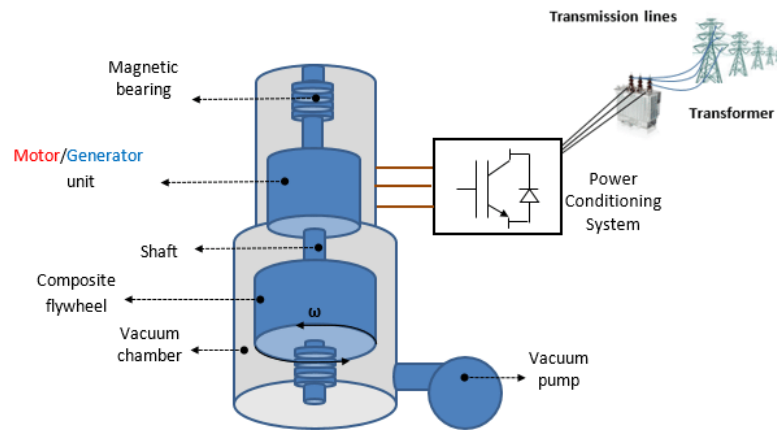


Figura 6- Esquema de volantes de inércia (Poullikkas & Nikolaidis, 2017)

A energia acumulada por uma flywheel é dada pela equação 4, onde K representa a energia cinética, I o momento de inércia e ω a velocidade angular. De acordo com a representação da fórmula, quanto maior a massa dos disco, maior é a inércia. Assim, há um maior acúmulo de energia. Por suas características necessitarem de grandes velocidades, o sistema requer proteções contra a possibilidade de ruptura da massa girante, contentores especiais a fim de evitar acidentes.

$$k = \frac{I * \omega^2}{2}$$

Equação 4- Energia acumulada por uma flywheel

Os volantes de Inércia possuem rápida resposta e podem armazenar quantidades relativamente grandes de energia e obter infinitos ciclos de carga e descarga. Entretanto, não podem armazenar energia por longos períodos, devido às perdas por atrito. O uso de mancais magnéticos e atmosfera controlada (ou vácuo) reduzem as perdas por atrito, porém aumentam o investimento e o custo operacional, além de requererem mais energia para manter esta infraestrutura em operação. Assim, sistemas

“Flywheel” são adequados a aplicações que necessitem altos picos de potência durante curtos períodos, com alto número de ciclos de carga e descarga, como na produção eólica.

2.3 Sistemas térmicos

O armazenamento de energia térmica ou inglês *Thermal Energy Storage* (TES) é a tecnologia que armazena energia através do aquecimento ou resfriamento de um material que pode ser aplicada posteriormente em climatização de ambientes, sistemas AQS (água quente sanitárias) e ou geração de energia (Sarbu & Sebarchievici, 2018). As tecnologias de armazenamento são classificadas em dois tipos: as de calor sensível e as de calor latente.

O armazenamento de calor sensível, representa a retenção onde o elemento sólido ou líquido não altera o seu estado durante a fase de acumulação e este é obtido através do aquecimento de um material sólido, ou líquido (sal fundido, armazenamento de tanques de água, subterrâneos e de leitos compactados). Já os sistemas de armazenamento de calor latente estão associados a materiais de mudança de fase, como por exemplo, aquecer a água no estado líquido transformando-a em vapor acionando um sistema turbo-alternador. A capacidade de armazenamento de energia é dada pela equação 5 definida como:

$$Q = m * cp * \Delta T$$

Equação 5- Energia calorífica armazenada

onde Q é a quantidade de energia armazenada, em *Joules*; m a massa do material em kg; cp é o calor específico, em J/(kg*K); ΔT como a diferença de temperatura, em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$). Portanto, quanto maior a diferença de temperatura, massa e calor específico, maior a capacidade de energia térmica.

O seu funcionamento consiste em produzir material resfriado/aquecido durante horários fora de pico, através de coletores solares ou cogeração, estocá-lo um tanque de armazenamento de energia térmica e depois retirada e distribuída durante períodos de pico. Um exemplo, é o uso concentradores cilindro-parabólicos a fim de concentrar a irradiação solar direta em um tubo receptor no qual aquece um fluido de transferência térmica - HTF (*Heat Transfer Fluid*), que circula no seu interior. O calor é enviado pelo

fluido no circuito primário através de trocadores de calor para um outro fluido de trabalho em um circuito secundário, transformando-o em vapor que movimenta uma turbina acoplada a um gerador elétrico (turbogerador), obtendo eletricidade.

Na saída do turbogerador, o vapor é resfriado e condensado através de sistema de arrefecimento, no qual é bombeado aos trocadores de calor em um circuito fechado. Após ceder calor ao fluido de trabalho, o HTF é bombeado ao campo solar, fechando-se o ciclo. O sistema formado pelo gerador de vapor, turbogerador e condensador pode ser tratado pelo termo Sistema de Potência ou *Power Block*. Numa maneira de armazenar a energia térmica e utilizá-la posteriormente, um módulo pode ser integrado ao circuito primário da usina. A Figura 7 apresenta de maneira simplificada o layout típico de uma usina termosolar de concentradores cilindro-parabólicos.

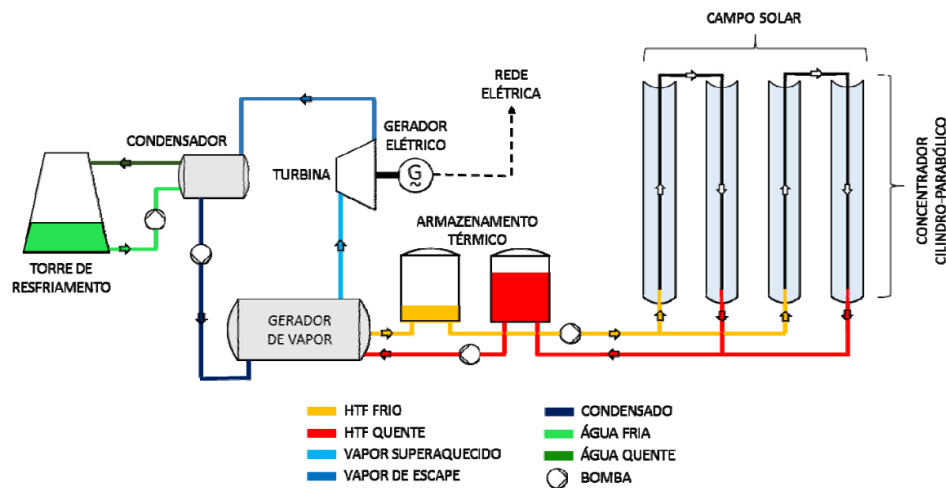


Figura 7- Sistema TES (Gazoli et al., 2018)

Assim, o sistema pode ser usado com um ou dois tanques. No armazenamento de um tanque o deslocamento do fluido quente e frio se dá através de difusores localizados na parte superior e inferior a fim de eliminar a turbulência da estratificação. Assim, o fluido mais frio e mais denso permanece na parte inferior e o mais quente na parte superior criando-se a termoclina (camada de transição, formada entre as regiões quente e fria). No armazenamento de dois tanques, os fluidos quente e frio são separados. Em ambos os sistemas, os tanques são termicamente isolados com finalidade de não se perder calor. A figura 8 representa um esquema de funcionamento de ambos os sistemas.

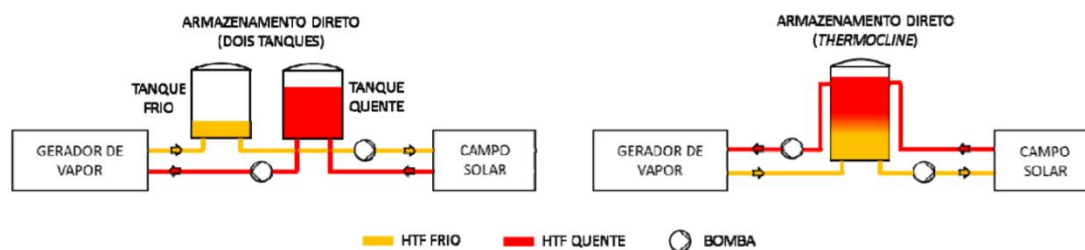


Figura 8- Armazenamento direto de dois tanques (Gazoli et al., 2018)

Em seqüência, a energia térmica pode ser acumulada em um sistema indireto isolado do circuito primário. Em seguida, o fluido é transferido por trocadores de calor, permitindo diferentes meios de armazenamento, como sal fundido e cerâmica. É possível visualizar este tipo de armazenamento na figura 9.

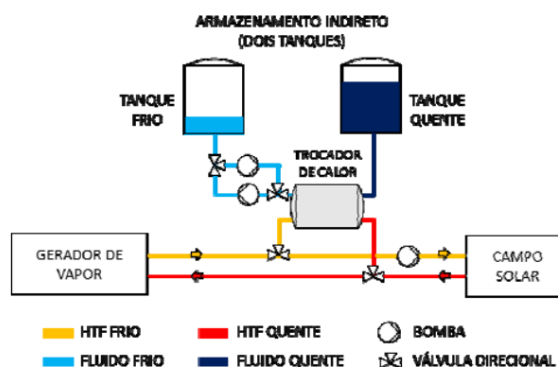


Figura 9- Armazenamento indireto de um e dois tanques (Gazoli et al., 2018)

Os componentes de armazenamento de calor bombeado geralmente duram décadas. Embora haja muitos parâmetros que tornam os sistemas TES apropriado em energias renováveis, este possui suas desvantagens como baixa eficiência - o que significa que a quantidade de eletricidade retornada durante a descarga é maior que a quantidade de eletricidade investida durante o carregamento. O objetivo da maioria dos sistemas de armazenamento bombeado é de 50 -70% de eficiência, em comparação com 80-90% das baterias de íon de lítio.

2.4 Sistemas elétricos

Energia elétrica são cargas elétricas negativas (elétrons) que se movem através do condutor elétrico devido à diferença de potencial entre suas extremidades. Geralmente, o condutor deve possuir baixa resistência em prol de manter os elétrons livres. A energia elétrica tem uma função que se destaca, ela se transforma em outros

tipos de energia, como: energia mecânica e a energia térmica. Para ser calculada a energia elétrica, se usa a equação 6, onde E_{el} é a energia elétrica em (W), o P é a potência e Δt refere-se à variação do tempo.

$$E_{el} = P * \Delta t$$

Equação 6- Energia elétrica

2.4.1.1 Supercondensadores

Condensadores são dispositivos que armazenam energia através de duas chapas de metal (condutores) separadas por um isolante (cerâmica, metal ou plástico). Diferentemente das baterias nas quais captam energia por reação química, condensadores a realizam por campo elétrico. Os condensadores funcionam quando os elétrons fluem de um lado a outro causado pela diferença de potencial onde os elétrons se concentram em uma das placas, fazendo com que um lado fique com a carga negativa e o outro com a positiva.

Os supercondensadores ou SCES (*Supercapacitors Energy Storage*) são caracterizados pela grande capacidade de armazenar energia em relação a um condensador comum. As principais diferenças encontram-se em suas placas metálicas revestidas por nanotubos de grafeno, onde fica imerso em eletrólito, sendo a distância entre as cargas bem menor.

Então, grandes condensadores de armazenamento de energia com grandes áreas de placa são os chamados supercondensadores. A energia armazenada em um condensador se dá pela equação 7 onde E é a energia em *Joules* (J) e V a tensão do condensador.

$$E = 0.5C * V^2$$

Equação 7- Energia armazenada em supercondensadores.

A equação que representa a capacitância C de um condensador em *Farad* (F) é:

$$C = \frac{\epsilon * A}{d}$$

Equação 8- Capacitância dos supercondensadores.

onde, (ϵ) é a permissividade elétrica do material entre as placas, (A) a área das placas e (d) é a distância entre placas. Como o tamanho do campo elétrico está inversamente relacionado à distância entre cada carga, esse sistema tem maior capacidade de armazenamento, e a porosidade do carbono aumenta a área superficial, o que facilita a captura de íons.

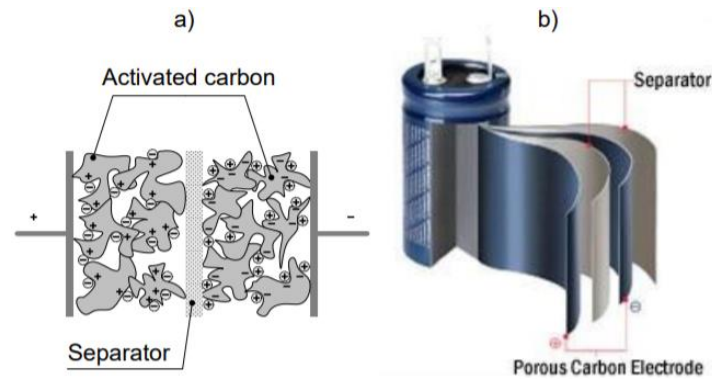


Figura 10- a) Bidimensional simplificada representação da estrutura do Supercondensador, b) construção real (tipo cilíndrico) (Science & Osijek, 2018)

Deste modo, os supercondensadores são capazes de entregar grandes quantidades de energia num tempo de resposta muito rápido, porém com baixa captação. Comparados às baterias por exemplo, os supercondensadores têm um ciclo de vida bastante superior (podem realizar uma quantidade muito maior de ciclos de carga e descarga), mas com uma densidade de energia (W/kg) bastante inferior retendo mais energia se comparado a um condensador comum de mesmo tamanho, porém menos que uma bateria pode armazenar. No entanto, este pode ser carregado de maneira mais rápida, suportando altas temperaturas (fator que afeta o desempenho e a vida útil de baterias comuns). Devido às suas características, a sua aplicação é dada em sistemas onde são exigidos altas potências momentâneas ou em sistemas híbridos, em conjunto com as baterias, aumentando sua vida útil.

2.4.1.2 Sistemas magnéticos supercondutores

O armazenamento de sistemas magnéticos supercondutores, também conhecidos como SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), armazenam energia em um campo magnético, assim como os supercondensadores. Para isso, o

o sistema é composto por uma bobina condutora, um conversor de energia e um sistema de resfriamento criogênico. O estoque de energia se dá pelo campo magnético que por sua vez é criado através do fluxo de corrente passado pela bobina de muita baixa resistência. Assim, para que o supercondutor mantenha sua integridade para que não derreta devido ao aquecimento provocado pelo fluxo de corrente, a bobina é resfriada, normalmente obtidas com hélio líquido, o que exige tecnologias e infraestrutura especiais a -264°C (9,2K) (Poullikkas & Nikolaidis, 2017). A energia armazenada em supercondutores é proporcional à indutância do fio (L) e ao quadrado da corrente direta (I), conforme verificado na equação 9.

$$E = \frac{L * I^2}{2}$$

Equação 9- Energia acumulada em sistemas magnéticos

A fim de obter maior eficiência, são utilizados supercondutores com resistência baixa para não perder energia por aquecimento. Devido a necessidade de refrigeração, as instalações apresentam consumo de energia elevado mesmo quando em flutuação (*standby*). Eles armazenam energia por curtos períodos, suprem grandes picos de potência com tempo de resposta muito rápido, perdem pouca energia em relação a outros métodos de armazenamento considerando que esta não converte energia armazenada e por oferecer quase nenhuma resistência durante a circulação de corrente. No entanto, não possui grandes capacidades de armazenamento.

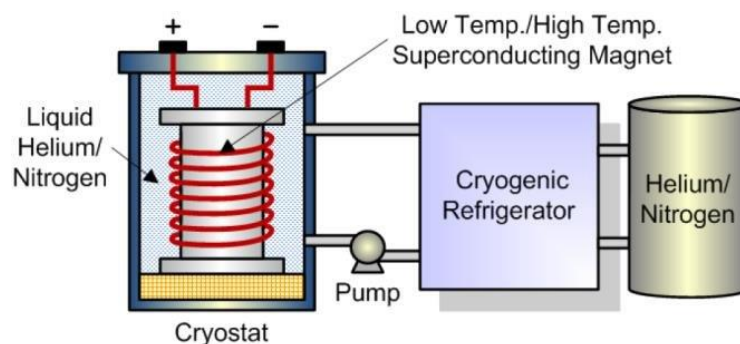


Figura 11- Funcionamento de sistemas magnéticos supercondutores (Nadeem et al., 2019).

2.5 Sistemas químicos

Os sistemas químicos convertem energia química em energia elétrica na qual a realizam por meio dos processos de oxidação e redução. Seus dispositivos são chamados de baterias ou acumuladores. Há dois tipos de baterias: as primárias e as secundárias. As primárias (chamadas comercialmente de pilhas) não são recarregáveis em contraste das secundárias. A transferência de elétrons é produzida a partir de uma reação química dos materiais que se oxidam para os materiais reduzidos através de um circuito elétrico. O processo inverso é feito no caso de uma bateria recarregável.

Embora o termo “bateria” seja utilizado comercialmente, a unidade eletroquímica básica é chamada de célula. Uma bateria consiste no conjunto de uma ou mais dessas células, conectadas em série ou em paralelo, ou ambos, de acordo com as necessidades de tensão e capacidade desejada. Uma célula é composta por ânodo, cátodo e eletrólito.

O ânodo ou eletrodo negativo abastece os elétrons para o circuito externo e oxida-se durante a reação eletroquímica. O cátodo ou eletrodo positivo (eletrodo oxidante), recebe os elétrons do circuito externo e reduz-se durante o processo. Dentro da célula, o condutor iônico também chamado de eletrólito transporta a carga iônica entre o ânodo e o cátodo. Geralmente, o eletrólito é um líquido, tal como água ou outros solventes com sais dissolvidos, ácidos ou alcalinos, que permite a condutividade iônica. Existem baterias que utilizam eletrólitos sólidos, na qual são condutores de temperatura como as baterias de sódio que será abordado mais adiante.

Além desses três elementos principais, as baterias possuem separadores, recipientes, terminais e em alguns casos componentes de proteção tais como fusíveis e placas eletrônicas. À medida que o dispositivo é utilizado, a quantidade do material que sofre oxidação diminui até que este interrompe a corrente elétrica. Desse modo, a bateria se encontrará descarregada. Os componentes do redutor voltam a ser originados ao ligar a bateria a uma fonte elétrica externa tornando-a reversível e recarregável.

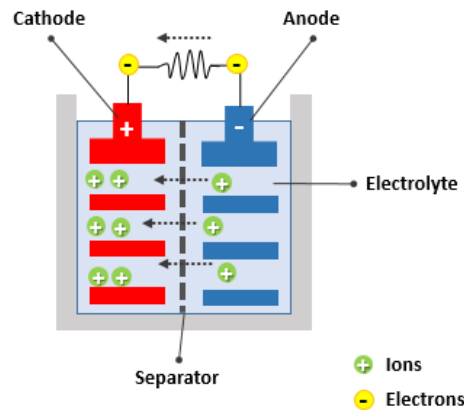


Figura 12- Esquema de baterias químicas (H2SYS, 2020)

Para ajustar a geração de energia à demanda variável, muitas tecnologias foram propostas e, dependendo dos materiais usados como eletrodos e eletrólitos, as baterias secundárias podem ser divididas em ácido-chumbo, alcalino, metal-ar, alta temperatura e íons de lítio. Assim, o armazenamento de energia nas baterias dependerá da tensão da bateria e da carga armazenada. O valor teórico é o valor máximo entregue por um determinado sistema eletroquímico. Para aplicações práticas, usa-se a unidade Watt-hora (Wh). A energia armazenada é dada pela equação 10:

$$E(Wh) = V * Ah$$

Equação 10- Energia armazenada em uma bateria

em que V é a tensão em *Volts* e Ah é a capacidade em *Ampère-hora*.

Atualmente, a comunidade científica vem desenvolvendo maneiras de construir baterias com maior densidade e número de ciclos, além de menores perdas de processo, taxas de autodescarga. Há uma preocupação no aprimoramento de baterias oriundas de materiais não tóxicos e que facilitem o processo de descarte ou reciclagem minimizando riscos ambientais.

2.5.1 Parâmetros característicos de baterias secundárias

Para a avaliação e dimensionamento de um sistema de baterias é necessário perceber as diferentes características em prol de uma seleção mais adequada para cada tipo de aplicação. As condições de funcionamento, bem como os parâmetros são determinantes para uma melhor eficiência do sistema. A particularidade de cada tipo de bateria pode ser resumida a partir das seguintes características (Belu, 2019):

- **Capacidade:** refere-se o valor teórico de corrente fornecida durante uma hora de funcionamento em *Ampère*-hora (Ah). Por exemplo, uma bateria de 100Ah significa que esta fornece 1A por 100 horas.
- **Tempo de descarga:** Tempo de descarregamento da bateria.
- **Energia específica:** A quantidade de energia armazenada por unidade de massa da bateria (Wh/kg).
- **Densidade energética:** Quantidade de energia que uma bateria é capaz de fornecer por unidade de volume, para uma dada taxa de descarga. Usualmente, a densidade de energia é expressa em energia por volume (Wh/m³)
- **Eficiência energética:** é definida como uma razão entre a energia elétrica fornecida pela bateria e a energia elétrica necessária para retornar a bateria ao seu estado antes da descarga. A eficiência energética de uma célula ou bateria é expressa pela relação energia de entrada/energia de saída nos terminais.
- **Ciclos de vida útil:** é definido pelo número de ciclos de carregamento e descarregamento até que a sua capacidade de carga não atinja 80% de sua capacidade de carga nominal.
- **Taxa de autodescarga:** perda de carga em função modo de espera expressa em percentagem. Isto ocorre devido a reações químicas internas ou através do auto-consumo de energia.
- **Profundidade de descarga ou DoD (*Depth of Discharge*):** refere-se à quantidade de carga retirada da bateria num ciclo de funcionamento, expressa em percentagem da capacidade nominal.
- **Temperatura de trabalho:** a maioria das baterias funcionam em temperatura ambiente, embora existam tipos de bateria que precisam de aquecimento no início e resfriamento em uso.

2.5.2 Sistema de baterias íons de lítio (*Li-ion*)

A tecnologia de baterias de íons de Lítio foi apresentada na década de 1970, mas ganhou popularidade a partir de 2010. Metal alcalino de maior potencial eletroquímico na tabela periódica, as baterias de íons de lítio são seguras desde que não sejam expostas em temperaturas extremas, pois são sensíveis a temperaturas altas: o eletrólito é inflamável e a densidade de energia é elevada. Desse modo, um defeito interno (como um curto-circuito) pode causar um incêndio.

Por proporcionar alta energia específica (120-230 Wh/kg) e baixo peso estas são largamente utilizadas nas aplicações eletrônicas. Devido sua alta capacidade de armazenamento, (a ordem de 20 kWh até 50 kWh), as baterias de lítio se mostram como a tecnologia mais promissora para veículos elétricos. Além disso, não apresentam o efeito memória e sua alta eficiência 85-95% vem atraindo grandes investimentos. Elas conseguem suportar centenas de ciclos de carga/descarga. Baterias de íon de lítio têm vida de aproximadamente 400-500 ciclos com baixíssima profundidade de descarga.

Baterias de íons de Lítio estão a dar os seus primeiros passos para aplicações na rede. Um exemplo é a empresa americana *San Diego Gas and Electric* que investiu em *El Cajon* na Califórnia um banco de baterias com potência de 3MW em 2017 capaz de prover 4h de energia a 20.000 pessoas (GEUSS, 2017).

2.5.3 Sistema com baterias chumbo-ácido

A bateria chumbo-ácido foi inventada em 1859 sendo uma das primeiras a serem lançadas como recarregáveis difundidas principalmente na indústria automotiva e nos sistemas de *back-up* e (*nobreaks*) para telecomunicações. As baterias Chumbo-Ácido são adequadas a sistemas de rápido armazenamento. Sua eficiência varia entre 75% a 85% conforme a temperatura e seu ciclo de trabalho (Breeze, 2018).

Como o nome indica, utilizam em sua composição o chumbo (metal pesado tóxico) e o ácido sulfúrico, corrosivo. Trabalham com temperaturas entre -5°C e 40°C. Existem dois tipos de baterias chumbo-ácido: as ventiladas ou abertas (VLA) e a estanques ou reguladas por válvulas (VLRA). No tipo VLA, o eletrólito encontra-se no estado líquido, o que força funcionamento numa posição vertical para que não haja vazamento de eletrólito, e à manutenção periódica do nível de solução aquosa. Uma vez

em condições de sobrecarga, a eletrólise da água faz o oxigênio e o hidrogênio serem libertados em seu estado gasoso (Breeze, 2018). Requerendo reposição periódica da água, a sua baixa energia específica (25Wh/kg) e profundidade de descarga (70%), eles se tornam desvantajosos para aplicações em grande escala.

As baterias (VLRA) possuem a propriedade de serem seladas, assim, as válvulas têm por função assegurar que a pressão de saída dos gases não atinja níveis perigosos. Por obter maior energia específica (30-50Wh/kg), profundidades de descarga de 80% e com requisitos de manutenção inferiores às de VLA, bancos de baterias VRLA vem sendo adotadas. (Poullikkas & Nikolaidis, 2017). Um exemplo bem-sucedido é a instalação de armazenamento do Serviço Municipal de Eletricidade de Berlim, que opera desde 1986, para controle de frequência, com potência de 20 MW (Breeze, 2018).

2.5.4 Baterias de níquel-cádmio

A bateria de níquel cádmio (NiCd) ou também chamada como baterias alcalinas foi inventada no final do século XIX, porém somente nos anos 60 foi largamente produzida. Por possuir alta energia específica (60Wh/kg) e ser mais leve que as baterias de chumbo-ácido, foi amplamente aplicada em eletrônicos portáteis, porém vem sendo substituída por baterias de íons de lítio. Este sistema oferece muitas vantagens, pois é mais tolerante com temperaturas mais baixas (-40°C a 50°C), obtém alto ciclos de vida (1500-3000), sua eficiência entre 70 a 85% e rápido tempo de carga, além de boa profundidade de descarga (Poullikkas & Nikolaidis, 2017).

No entanto, o efeito memória devido a formação de grandes cristais nas placas das células causadas pela descarga completa, o que leva à perda gradual de sua capacidade. Quando ocorre o efeito memória, a pilha deixa de ser carregada totalmente, pois sua composição química envia a falsa mensagem de que a carga está completa. As baterias NiCd estão cada vez mais em desuso, pois, além do efeito memória, da menor capacidade perante outras tecnologias e elevada taxa de autodescarga, também representa alta toxicidade. Em 2010, foi instalada uma unidade de baterias de Níquel-Cádmio em *Fairbanks* no Alasca com potência de 40MW, com capacidade de atender 90.000 pessoas espalhados por 2.200m² (Dvorak).

2.5.5 Baterias de sódio (Níquel-Cloreto de Sódio)

Baterias de Sódio (NaS ou Na-NiCl₂), chamadas também de *Zebra (Zero Emission Battery Research Activities)* operam em altas temperaturas. Durante o carregamento, o cloreto de sódio (NaCl) reage com o Níquel (Ni), produzindo cloreto de níquel (NiCl₂) e sódio fundido. No ciclo de descarga, a reação é volta ao original. A temperatura de operação é de 270°C a 350°C, pois é nessa temperatura que o sódio começa a derreter e assim obtém condutividade suficiente (baixa resistência interna) para a transferência de massa no eletrólito na condição fluída. No entanto, apesar de obter isolamento térmico, há um consumo de energia para manter a temperatura interna, funcionando com sistema de autodescarga.

Caso a bateria seja resfriada, a seu funcionamento deixa de existir sendo necessário reaquecê-la à temperatura de trabalho na qual há riscos de surgirem trincas e na cerâmica. Geralmente, há uso desse sistema em veículos elétricos (carros e ônibus) em suprimento de ponta e deslocamento de carga no tempo como aplicações estacionárias onde aconteçam ciclos de período curto de tempo, portanto, este sistema se mostra inadequado em aplicações de longos períodos como em *nobreaks*, sendo mais adequado em ciclos de operação (diário).

2.5.6 Baterias de sódio-enxofre

Baterias NaS (Sódio-Enxofre) possui funcionamento semelhante as de Níquel-cloreto de sódio. Assim, ambas têm um eletrólito em estado sólido, em lugar de fluído, requerendo temperaturas elevadas para alcançar a baixa resistência interna para que na condição fluída se faça a transferência de massa no eletrólito. Sua vantagem é a utilização de materiais abundantes e de menor custo.

As baterias NaS são utilizadas em aplicações estacionárias oferecendo suprimento de emergência, em nivelamento de carga, integração de geração intermitente (eólica e solar) e *microgrids*. A tecnologia NaS tem potencial para aplicação em serviços auxiliares de rede devido apresentar baixa autodescarga e descarregamento de longa duração, Esse sistema é considerado um dos mais promissores para aplicações de alta potência (X. Luo, J. Wang, M. Dooner, 2015).

Os focos de pesquisa e desenvolvimento estão principalmente no aprimoramento dos índices de desempenho celular e na redução das restrições operacionais de alta temperatura. Com isolamento térmico adequado, a temperatura interna será mantida apenas com as perdas no processo de carga e descarga durante o ciclo normal de operação (diário). Os fabricantes incluem uma resistência interna que serve para o aquecimento inicial e para uma possível recuperação da bateria no caso de resfriamento total. São tipicamente adequadas para tempos médios de armazenamento.

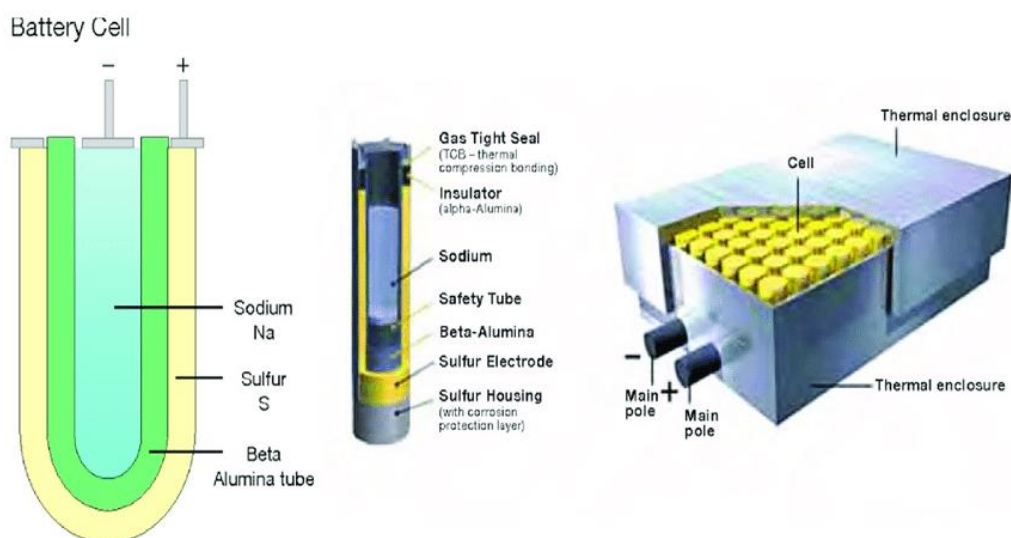


Figura 13- Bateria de Sódio-Enxofre (Kocer et al., 2019)

2.5.7 Baterias de fluxo

Nas baterias de fluxo, o armazenamento do eletrólito é feito em tanques e, durante a de carga-descarga, o líquido é bombeado para os eletrodos, realizando reação química gerando a corrente elétrica. O tamanho dos tanques define o seu armazenamento de energia e a potência fornecida, determinada pelo reator onde estão os eletrodos. A figura 14 representa o esquema de funcionamento das baterias de fluxo.

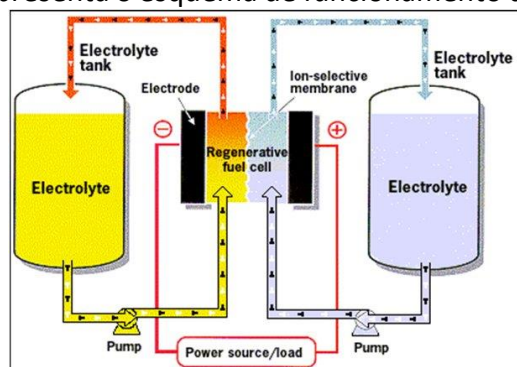


Figura 14- Conceito de Baterias de fluxo(Doetsch et al., 2015)

Por apresentar modularidade podendo ser construídos com dimensões desejadas, as baterias de fluxo são adequadas a armazenamentos de médias a grandes quantidades de energia. Em contraste das baterias eletroquímicas, baterias de fluxo são flexíveis por possuir armazenamento de curta ou longa duração. Entretanto, há elevado custo de manutenção e perdas de energia devido à autodescarga nos reagentes líquidos utilizados. As baterias de fluxo de maior valor comercial disponível são a do tipo Vanádio *Redox-Flow*, ofertada em vários tamanhos modulares escaláveis. Existem instalações de demonstração, principalmente no Japão, para supressão de ponta de carga, nas potências de algumas centenas de *quilowatts*. Outras baterias estão em pesquisas de desenvolvimento.

2.5.8 Baterias de redução de vanádio

Baterias de redução e oxidação de Vanádio também chamada de *Vanadium Redox*, é uma tecnologia na qual há a dissolução elemento ativo no eletrólito. Assim, os íons de vanádio permanecem solução ácida aquosa formada. O processo ocorre na formação de diferentes formas do vanádio durante reação de oxirredução. Durante o carregamento, os íons V^{3+} se tornam em íons V^{2+} no eletrodo negativo, recebendo elétrons. No eletrodo positivo, íons V^{4+} são convertidos em íons V^{5+} , a liberar elétrons. As duas reações retêm a energia elétrica fornecida e a condicionam na forma química. No descarregamento, a reação ocorre no sentido reverso. Possui alta resposta e pode operar entre 10.000 e 16.000 ciclos, com alta eficiência (85%). Entretanto, a tecnologia procura aprimorar as características de baixa qualidade da densidade energética e baixa estabilidade (X. Luo, J. Wang, M. Dooner, 2015).

2.5.9 Baterias de ferro-cromo

As baterias de fluxo de ferro-cromo foram pioneiras e estudadas extensivamente pela NASA nas décadas de 1970 a 1980 e pela Mitsui no Japão. A energia é armazenada empregando os pares redução $Fe^{2+} + - Fe^{3+} + e$ e $Cr^{2+} + - Cr^{3+} +$. As espécies químicas ativas são totalmente dissolvidas no eletrólito aquoso o tempo todo.

Durante o ciclo de descarga, o $Cr^{2+} +$ é oxidado em $Cr^{3+} +$ na meia célula negativa e um elétron é liberado na meia célula positiva durante a descarga, o $Fe^{3+} +$ aceita um

elétron do circuito externo e é reduzido para Fe_2^+ . Essas reações são revertidas durante a carga quando a corrente é fornecida pelo circuito. Os íons hidrogênio (H^+) são trocados entre as duas meias-células para manter a neutralidade da carga, pois os elétrons saem de um lado da célula e retornam ao outro lado. Os íons hidrogênio se difundem através do separador, que separa eletronicamente as meias células. Nas implementações iniciais da RFB ferrocromo, a difusão dos íons ferro e cromo no separador cria-se um desequilíbrio entre os eletrólitos positivo e negativo, resultando em uma perda irreversível da capacidade do sistema.

As modernas formulações de eletrólitos usando ferro e cromo misturados em ambos os lados do separador eliminaram a perda irreversível ao fazer o uso de materiais separadores porosos de baixo custo. Esses separadores porosos também eliminaram o modo de falha de “incrustação de membrana” que ocorridas durante de troca iônica usadas no início do ferrocromo e em algumas outras tecnologias atuais.

A tensão baixa das células resulta em uma baixa densidade energética, sendo utilizado em equipamentos maiores se comparado a outras tecnologias. A eficiência apresentada é de 70 a 80%. A eficiência deste sistema é aprimorada em temperaturas operacionais mais altas na faixa de 40-60°C (105-140 °F), tornando-a muito adequada para climas quentes e prática em todos os climas onde o armazenamento de energia eletroquímica é viável (X. Luo, J. Wang, M. Dooner, 2015).

O seu composto químico não apresenta toxicidade ao meio ambiente em comparação com outros sistemas eletroquímicos. Esses fatores fazem deste um dos sistemas mais seguros para armazenamento de energia em termos pessoais e ambientais e serem difundidos em larga escala. As baterias de fluxo de cromo-ferro estão disponíveis para *backup* de telecomunicações na escala de 5 kW - 3 horas e foram demonstradas em escala de utilidade.

2.5.10 Baterias de zinco-bromo

Nas baterias de zinco-bromo, o zinco encontra-se no estado sólido quando a bateria está carregada e dissolvido, quando descarregada. O brometo é sempre dissolvido no eletrólito aquoso. Cada célula possui duas superfícies de eletrodo e por

dois fluxos de eletrólito separados por um filme microporoso. Ambas as soluções eletrolíticas são aquosas de brometo de zinco (ZnBr_2).

Durante a carga, o elemento zinco é depositado sobre o eletrodo negativo, enquanto que o brometo é depositado no eletrodo positivo. O separador microporoso deixam os íons de zinco e os íons brometo se deslocarem para o fluxo de eletrólito oposto equalizando a carga elétrica. Seu sistema é modular onde pode fornecer potências entre 3kW a 500kW, alto ciclo de vida (entre 10 e 20 anos), duração de descarga aproximadamente de 10h, porém alta manutenção e eficiência entre 65 e 75%. Em 2011, foi instalada baterias de fluxo de Brometo de Zinco com capacidade de 1MW no distrito de Sacramento nos Estados Unidos (X. Luo, J. Wang, M. Dooner, 2015).

2.5.11 Baterias zinco-ar

As baterias de zinco-ar tem princípios de funcionamento semelhantes as de brometo de zinco, com a principal diferença de apenas um único canal eletrolítico. Por essa característica, o fluido alivia os problemas de desempenho e degradação relacionados a ambos os eletrodos. Para o eletrodo de zinco, o grande volume de eletrólito circulante evita os problemas de formação de dendritos, melhorando a distribuição atual e reduzindo gradientes de concentração. Já para lado do eletrodo de ar precipita carbonatos ou outros sólidos indesejados podendo lavado pelo eletrólito que flui e removendo-os por um filtro externo. Para estes razões, baterias recarregáveis de fluxo de zinco-ar devem proporcionar maior operacional e maior vida útil em comparação com configurações convencionais com um eletrólito estático (Fu et al., 2017).

Os aspetos negativos das baterias de fluxo de zinco-ar incluem o aumento da complexidade e a diminuição da eficiência energética, devido à necessidade de bombear e circular o eletrólito pelas células. O tubo, as bombas e o excesso de volume de eletrólitos também resultam em menor densidade de energia específica. No entanto, os três desenvolvedores comerciais mais proeminentes de baterias de zinco-ar eletricamente recarregáveis optaram por empregar eletrólitos fluidos (de acordo com suas patentes ou pedidos de patentes); Como exemplo, a empresa americana *Zinc-Nyx Energy Solutions* utiliza partículas de zinco suspensas, que permite descarregar e

carregar em compartimentos separados (cada um com seus próprios eletrodos de ar) (Fu et al., 2017). No entanto, por apresentar grande volume sua tecnologia limita a aplicações de armazenamento em grande escala, onde os requisitos de peso e espaço não são críticos.

2.6 Sistemas a gás

2.6.1 Armazenamento em hidrogênio

Nos sistemas de armazenamento em hidrogênio, o gás é produzido, durante o processo de carga, através de um eletrolisador e, seguidamente, comprimido e armazenado em um reservatório. Durante a descarga, o hidrogênio aciona turbinas de combustão ou células de combustível. Por ser um átomo formado por um próton, possui baixa viscosidade o que facilita a passagem por barreiras que normalmente seria retido por outros gases. O bombeamento ou compressão são normalmente feitas por bombas tipo membrana de baixa eficiência. Em contato com o ar, o hidrogênio é explosivo sendo suscetível a acidentes. Em sua produção, ocorrem perdas no processo eletrólise e a tecnologia mais eficiente para recuperar a energia contida no hidrogênio apresenta uma eficiência máxima de 60%.

Em todo o processo, este sistema requer uma infraestrutura complexa, de baixa eficiência (normalmente inferior a 40%) durante um ciclo de carga-descarga. Para aplicações em larga escala o uso de pilhas de combustível (células a combustível) ainda é complexo, mas tem o potencial de melhorar a eficiência do processo completo para até 50% (Fuchs et al., 2012). Por permitir o armazenamento a longo prazo (semanal, mensal, sazonal) possui a principal aplicação na integração de energia renovável. Mesmo apresentando ineficiência da conversão, mostra benefícios pelo seu baixo custo de capacidade de armazenamento.

2.6.2 Armazenamento de gás sintético

O armazenamento de gás natural sintético vem como um possível substituto ao armazenamento de hidrogênio. Através de uma reação exotérmica na qual ocorre o aquecimento do hidrogênio e dióxido de carbono formando gás natural chamada "metanação", também conhecida como processo de *Fischer-Tropsch*. O produto gerado

dessa reação é o gás metano, principal componente do gás natural na qual já possui na rede infraestrutura existente não havendo restrições podendo então ser utilizada como armazenamento de médio e longo prazo.

Devido a exigência de dióxido de carbono (CO_2) em seu processo, este sistema produz calor que se não for usado para outros fins, a eficiência do processo geral é reduzida. Como fontes de CO_2 , usinas de energia convencionais ou usinas de biogás podem ser usadas. No entanto, períodos de excesso de eletricidade para metanação e períodos de produção de CO_2 de usinas de energia não coincidem. Isso pode resultar na queima de carbono para gerar energia e no uso de eletricidade para gerar metano ao mesmo tempo. Em outras palavras, o armazenamento necessário de dióxido de carbono cria custos adicionais.

Esquemas de aplicação onde excesso de eletricidade, suprimento de CO_2 e demanda de calor coincidem estão sendo investigados, em ordem de poder oferecer a possibilidade de interconectar o sistema elétrico com o mercado de calor e combustível.

2.7 Aplicações

Geralmente têm abordagens mais populares em oferecer auxílio a dispositivos eletrônicos, automóveis ou em sistemas isolados as tecnologias dos SAE possuem um papel mais abrangente. Estes recursos apresentam diversas finalidades, principalmente no emprego de melhoria da rede elétrica. Para maior confiabilidade em todo o sistema, é necessário que a transmissão por corrente alternada tenha uma forma de onda puramente sinusoidal sem harmônicos e nem transientes, mantendo o fornecimento de energia elétrica sob todos os parâmetros nominais.

2.7.1 Conversores de energia

Algumas tecnologias de armazenamento de energia precisam de um equipamento adicional para condicionar a tensão ou corrente de saída como também a forma de onda necessárias para a alimentação. Baterias por exemplo necessitam de um sistema conectado à rede, com o objetivo de adaptar a saída de corrente que dentro da bateria está de forma contínua (CC) ou *direct current* (DC) ao nível de corrente alternada CA ou

alternating current (CA). O dispositivo usado para realizar esta tarefa é um conversor de energia (Vazquez et al., 2010).

Dependendo da tecnologia de armazenamento e do aplicativo, o conversor de energia deve permitir a conexão entre dois barramentos de nível de tensão CC diferentes, um barramento de tensão CC e um barramento de tensão CA, ou mesmo conectar uma fonte de corrente a um barramento de tensão. Por este motivo, a topologia usada para o conversor de energia depende tanto da tecnologia quanto da aplicação. Em geral, conversores de energia aplicados a sistemas de armazenamento devem apresentar os seguintes recursos:

1. gerenciar o fluxo de energia de forma bidirecional, controlando o processo de carga e descarga;
2. ter alta eficiência.

Além disso, conforme o objetivo do sistema de armazenamento a ser empregado, os conversores devem cumprir as seguintes características:

1. Fornecer resposta rápida (regulação de frequência);
2. Possuir tamanho e peso pequenos (aplicações de transporte);
3. Suportar alta potência de pico de energia (aplicações de *peak shaving*);
4. Gerenciar alta potência nominal (aplicações de nivelamento de carga).

2.7.2 Sistemas *behind-the-meter* e *front-the-meter*

O sistema elétrico está a se modificar em toda sua cadeia de valor, apresentando formas desde a geração energia até como é usada e distribuída. À medida que mais clientes estão a assumir o controle de sua produção e uso, é importante perceber as diferentes aplicações e as posições em que podem ser instaladas. As tecnologias de armazenamento e ou produção de energia podem ser ligados à rede estão situados "na frente do medidor" ou "atrás do medidor".

A diferença entre os sistemas atrás do medidor ou *behind-the-meter* (BTM) e na frente do medidor ou *front-the-meter* (FTM) se resume à posição de um sistema de energia em relação ao seu medidor elétrico. Um sistema BTM fornece energia que pode ser usada no local sem passar por um medidor, enquanto um sistema na frente do medidor fornece energia para locais externos. A energia fornecida por um sistema de frente do medidor deve passar por um medidor elétrico antes de chegar ao usuário final, conforme figura 15.

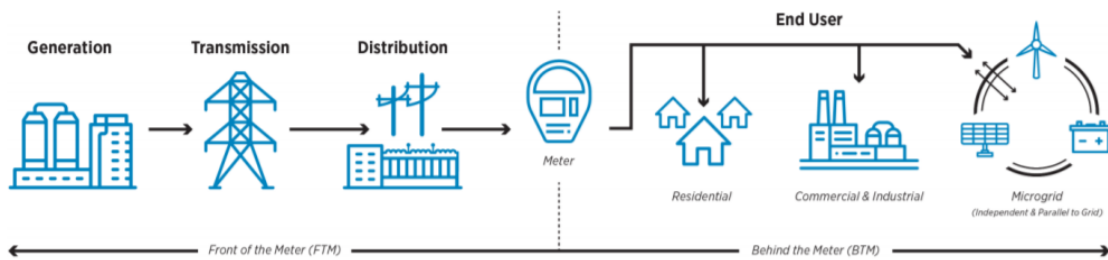


Figura 15-Sistemas Behind the meter e Front-the meter (Utility et al., 2018)

Em gerações de autoconsumo com sistemas de painéis solares domésticos, pequenas turbinas eólicas e até mesmo geradores movidos a gás, geralmente pertencem a sistemas BTM. No caso da energia eólica e solar, o excedente de geração pode ser enviado através do medidor usando como crédito na conta de luz (conhecido como *net metering*). Os sistemas de armazenamento de energia também são sistemas retroativos.

Uma microrrede é definida como um grupo de recursos distribuídos de energia, incluindo fontes de energia renovável e sistemas de armazenamento que operam localmente como uma entidade autônoma. As microrredes podem ser encontradas em faixas de operação de baixa e média tensão, geralmente de 400V a 69 kV. Neste tipo de sistema, todos os componentes estão atrás do medidor, pois não há necessidade da eletricidade da rede para manter o sistema energizado.

Em contrapartida, as gerações de grande escala de utilização e instalações de geração que alimentam a rede elétrica estão posicionadas na frente do medidor. Isso inclui a geração de combustível fóssil como carvão e gás, bem como energia renovável como eólica, solar e geotérmica. Em grandes centrais de geração de energia, linhas de transmissão e distribuição possuem instalações de armazenamento. Geralmente combinadas com usinas de geração de energia renovável, essas instalações de

armazenamento estão posicionadas em frente ao medidor, pois a eletricidade despachada deve passar por medidores elétricos em propriedades individuais.

2.7.3 Tipos de aplicações a rede

Algumas necessidades para manter a qualidade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia se deve ao tempo de duração e resposta dos SAE. Os armazenamentos de ação mais rápida, permitem a operação em segundos a alguns minutos os serviços de regulação da qualidade de energia. Há situações em que a possível escassez de fontes de energia não atenda a procura por eletricidade, assim, é realizada a permuta de uma fonte para outra, na qual são capazes de trabalhar durante essa mudança, operando em minutos a uma hora. Para outras funcionalidades é possível ter resposta na ordem de horas a dias ou até meses a fim de gerenciar o tempo de geração e consumo de energia elétrica. Abaixo há uma descrição mais detalhada de cada aplicativo é apresentada a partir da figura 16.

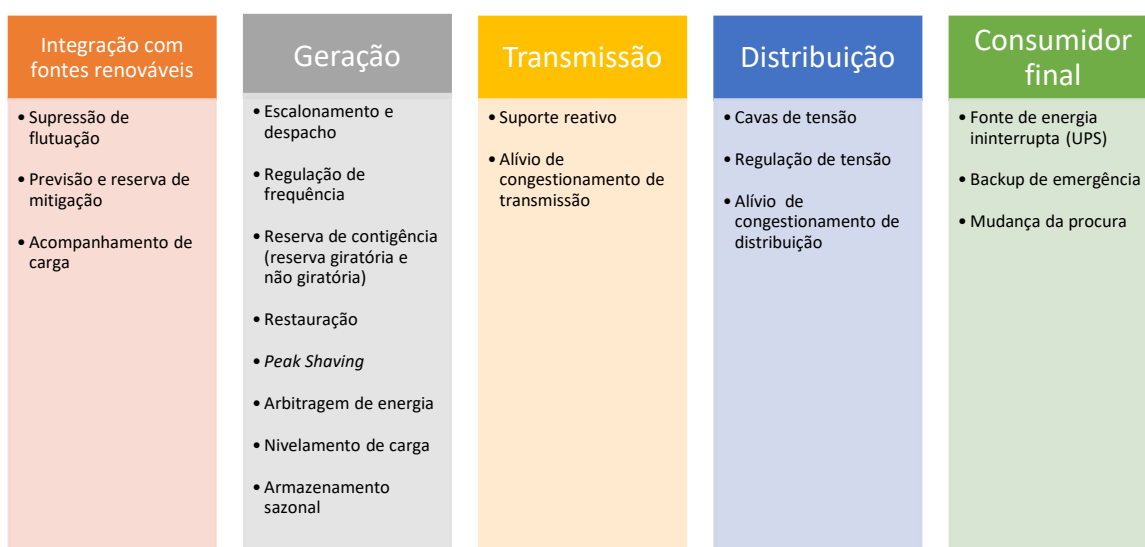


Figura 16- Tipos de aplicação para SAE. Adaptado de: (Poullikkas & Nikolaidis, 2017)

2.7.3.1 Supressão de flutuação

Durante a geração de energia através de fontes renováveis podem ocorrer variações nas condições climáticas resultando em flutuações rápidas em um intervalo de tempo de até um minuto. Essas mudanças do clima podem causar danos para sistemas eletrônicos, de informação e comunicação de energia na rede. Para suprimir

esse efeito, os SAE de tempo de resposta rápido podem fornecer dentro de um período de segundos a minutos uma elevada taxa de energia e tempo de ciclo.

2.7.3.2 Amortecimento da oscilação

A oscilação de energia ou *oscillation damping* é a variação na potência do fornecimento de energia. Essa oscilação pode ocorrer quando a energia elétrica é reduzida. As oscilações de potência acontecem de repente com grande queda de tensão. Especialmente em redes fracas ou isoladas, podem ocorrer instabilidade e distúrbios do sistema que pode ser danosa para os equipamentos eletroeletrônicos além de semiapagões ou apagão. Para evitar esta oscilação, é necessário um dispositivo que absorva e descarregue energia durante diminuições repentinas na produção de energia em variações de curta duração, logo, um SAE pode oferecer resposta rápida e altas taxas de rampa.

2.7.3.3 Regulação de frequência

Embora existam padrões diários, semanais e sazonais existe uma dificuldade da previsão do consumo de energia, o que leva a desequilíbrios na procura de geração (ou desvios de frequência nominal), que podem causar apagões. A regulação de frequência de onda (que pode ser de 50Hz ou 60Hz, a depender do padrão de cada país) é necessária para manter um sistema equilibrado. Assim, se faz necessário armazenar energia para que se equilibre as frequências de onda, adiantando ou atrasando a saída por segundos ou menos de energia, para mantê-la dentro dos padrões. Para essas aplicações, solicita-se sistemas de vida útil elevada e taxas de resposta rápidas em combinação com boas taxas de rampa (ou seja, 10-20 MW/s) (Poullikkas & Nikolaidis, 2017).

2.7.3.4 Suporte reativo

Apesar de alguns tipos de geradores eólicos consumir grandes quantidades de energia reativa, ainda assim, não a absorve completamente influenciando também a degradação da tensão e na sincronização da corrente elétrica. Além disso, muitas fontes de energias renováveis necessitam de conversores de corrente contínua (CC) para

corrente alternada (CA) o que pode causar distorção harmónica¹. Geradores, cargas e equipamentos de armazenamento de energia são dispositivos capazes de corrigir a diferença de fase fornecendo também como suporte reativo.

A vantagem de se usar um SAE é a sua disponibilidade energética, possuindo entregas e taxas de rampa altas no suporte de curto prazo. Esta regulação pode ser feita mecanicamente ou automatizado. Em ambos os casos, energia ativa e a reativa são compensadas a partir de um dispositivo de armazenamento.

2.7.3.5 *Cavas de tensão*

Cavas de tensão ou *fault ride through*, é definida pela diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão nominal, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto período de tempo. O restabelecimento da capacidade de um gerador de energia permanecer conectado à rede durante uma curta queda de tensão. A fim de evitar um possível evento da cadeia em que a tensão desça o suficiente para forçar outro gerador a disparar, é de extrema importância o suprimento da rede durante esse evento. Um sistema SAE integrada à rede, com alta capacidade de energia e resposta instantânea reduz o risco de colapso no ponto permitindo a conexão contínua da usina e da rede.

2.7.3.6 *Regulação de tensão*

Por segurança dos equipamentos de toda a cadeia, os níveis de tensão devem ser mantidos dentro dos limites técnicos. A tensão é geralmente controlada por transformadores, mas devido a mudanças dinâmicas na potência ativa e reativa este não pode ser totalmente eficaz. Os SAE de resposta rápida podem melhorar as quedas e aumentos de tensão retirando ou injetando eletricidade, respetivamente, principalmente em sistemas modernos.

¹ Distorção harmónica são correntes com frequências múltiplas da fundamental (diferentes da frequência nominal) que transitam no sistema causando grandes danos a equipamentos e condutores.

2.7.3.7 Fonte de energia ininterrupta

A fonte de alimentação ininterrupta ou *Uninterruptible Power Supply* (UPS) é um sistema de alimentação secundário que oferece suporte a energia estabilizada quando há interrupção na rede. Ao contrário de outros sistemas de emergência, um UPS realiza reabilitação instantaneamente em eventos de corte na rede. Nesta situação este sistema garante o funcionamento na ordem de minutos diante desligamento brusco. Um SAE de reação instantânea tem a função de proteger equipamentos que exigem a continuidade do fornecimento contínuo como sistemas de incêndio, computadores, bancos de dados de servidores e outros sistemas de automação. Deste modo, este sistema ao ser implantado e fornecer *backup* durante interrupções de energia e melhorar a qualidade da energia durante interrupções, picos de tensão ou oscilações.

2.7.3.8 Previsão e reserva de mitigação

A produção de energia proveniente de fontes renováveis varia de acordo com as procuras por energia por razões e condições climáticas, nos quais trabalham sob a imprevisibilidade. As incertezas sobre as produções de energias renováveis devido relação entre a procura e as unidades de geração a serem despachadas podem causar a alta dos preços. Portanto, a mitigação destes riscos se deve ao uso de sistemas de estoque de energia, podendo ser de grande valia económica.

2.7.3.9 Acompanhamento de carga

O suporte e a otimização da geração envolvem a adaptação precisa da saída de energia às mudanças na demanda. Dependendo da flexibilidade necessária, os geradores são atualmente despachados a pedido dos operadores do sistema de potência. No entanto, à medida que a penetração das energias renováveis aumenta, fontes alternativas com boa capacidade de rampa são necessárias para atender aos descompassos entre produção e consumo e moldar o perfil de energia. Isso é comumente referido como acompanhamento de carga e inclui dispositivos de armazenamento capazes de fornecer energia no período de minutos a uma hora. Um sistema EES adequado para esta finalidade poderia oferecer taxas de rampa de 0,3-1 MW se a energia armazenada e capacidade de energia forem suficientes.

2.7.3.10 Reserva de contingência

As reservas de contingência são diferenciadas pelas reservas girantes, não girantes e suplementares a fim de atingir sua potência máxima em serviços de sistema. As reservas girantes pertencem a reserva primária servidas na qual operam em sincronia com a geração. Assim, o objetivo desta é obter rápida resposta a possíveis défices de produção. Já as reservas secundárias e terciárias, não operam da mesma forma podendo ser ativadas por decisão do operador. As reservas não-giratórias devem estar disponíveis em dez minutos e operáveis até serem substituídas por reservas suplementares. A necessidade de fornecer as reservas de contingência necessárias de resposta rápida representa aumento nos custos de capital e de O&M (Operação e Manutenção), na qual aplicações de SAE podem auxiliar, principalmente em sistemas isolados.

2.7.3.11 Restauração ou Black-start

Para realizar operações de inicialização, muitas usinas de energia requerem energia elétrica da rede de modo a criar uma frequência de referência para sincronização e ajudar outras unidades a reiniciar. A restauração do sistema de energia é realizada usando geradores a diesel ou unidades hidroelétricas para suprir energia necessária para que a rede elétrica reinicie após interrupção total do fornecimento de energia. Para executar a sincronização e a inicialização de outras instalações, as unidades do SAE devem estar carregadas para que não se retire energia da rede.

2.7.3.12 Backup de emergência

O armazenamento de energia pode fornecer uma fonte de energia de reserva que permite que os clientes passem por uma interrupção da rede elétrica e continuem a operação normal. Diferentemente dos sistemas UPS, os backups de emergência de longa duração de descarga geralmente operado como um substituto de um gerador diesel de emergência, que normalmente é instalado e trocado para dar suporte a usuários importantes, incluindo instalações de assistência médica, serviços de telecomunicações, clientes comerciais e industriais. Para maior confiabilidade, os SAE com potência nominal e a capacidade de energia podem ser implantados para

auxiliar a inicialização do gerador de backup convencional ou realizar o suprimento da interrupção total.

2.7.3.13 *Peak shaving*

O corte do pico de energia ou *peak shaving* é a ação de armazenar energia em períodos de baixa procura, geralmente durante a noite, e injetá-la na rede nos períodos de máxima demanda durante o dia, gerando economia. Esse serviço é operado a fim de atender os picos de demanda diários e, portanto, desabilitar a operação de usinas de carga de base que apresentam elevados custos operacionais. O *peak shaving* é semelhante ao nivelamento de carga, mas o segundo tem o objetivo de reduzir as oscilações, sem o intuito de lucrar financeiramente com operação, como mostra a figura 18. O objetivo é evitar instalar a capacidade de suprir os picos de uma carga altamente variável. O armazenamento de energia fornece resposta rápida e operação livre, tornando-o a solução ideal para esta aplicação.

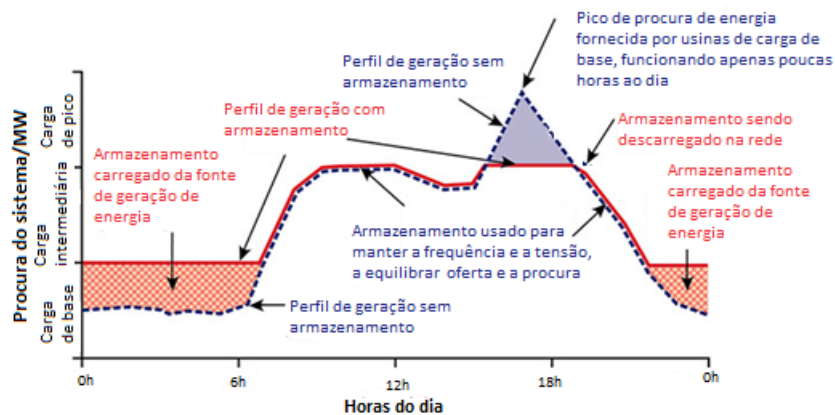


Figura 17- Demonstração de funcionamento da aplicação *peak shaving*. Adaptado de: (21st Century Tech, 2015)

2.7.3.14 *Nivelamento de carga*

Devido ao pico de demanda e geração de energia, a produção e a infraestrutura são superdimensionadas para produzir energia em alta demanda. Em períodos de baixa demanda, armazenando energia e entregando-a à rede conforme necessário, a diferença entre pico e fora de pico seja reduzida, minimizando os requisitos de pico do gerador. O nivelamento de carga pode ser um método para reduzir grandes flutuações nos recursos, utilidades, na produção ou na demanda do cliente (por exemplo, recursos,

incluindo a demanda de energia elétrica ou a montagem de energia durante os períodos fora de pico para armazenamento e uso durante os períodos de demanda de pico). Dessa forma, é possível aumentar a eficiência, economizar na compra dos equipamentos envolvidos e reduzir os custos de O&M.

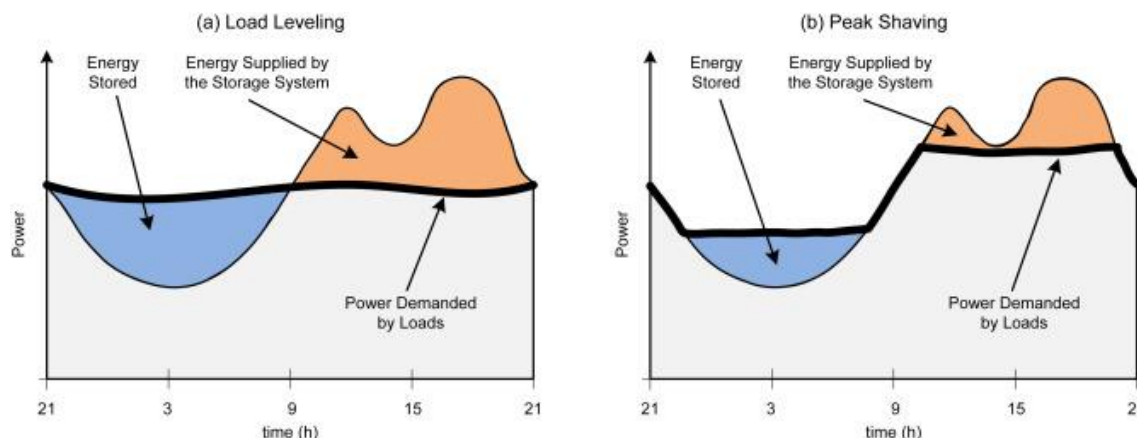


Figura 18- Diferenças de comportamento entre aplicações load levelling e peak shaving (Cunha et al., 2016)

2.7.3.15 Arbitragem de energia

Para aplicação do setor da geração, a arbitragem de energia tem como objetivo em comercializar energia. Assim, visa-se o lucro em armazenar energia durante a baixa dos preços e as vender no tempo de alta. Os preços da eletricidade são altamente instáveis, mas tendem a um padrão preços baixos no período noturno, portanto, fora do horário de pico e preços altos o horário diurno no horário de pico. Ao arbitrar o preço de produção dos dois períodos é possível melhorar o fator de carga da geração e consequentemente, o armazenamento de energia a granel torna-se economicamente vantajoso.

2.7.3.16 Alívio do congestionamento de transmissão e distribuição

Na maioria das redes de energia, a geração é centralizada e localizada em longas distâncias dos consumidores finais acarretando algumas perdas. Nas linhas de transmissão de alta tensão ou no sistema de distribuição o congestionamento ocorre devido a várias razões, como a infraestrutura limitada ou a sobrecarga da geração distribuída. Quando a geração de energia ou a procura de carga exceder a capacidade

máxima de fornecimento, é feita a redução de transmissão para acomodar ou atender as mudanças. Essas duas restrições são chamadas de redução de transmissão e diferimento de transmissão e distribuição. Um SAE capaz de fornecer energia no período de 5h a 12 h reduziria essas restrições de entrega de energia impostas pela incapacidade de fornecimento.

Em vez de restringir, o excesso de produção pode ser armazenado e inserido novamente quando a distribuição estiver menos carregada, além de reduzir as perdas por transmissão ao entregar energia em uma rede com menor congestionamento. Para esta finalidade, um SAE pode ser usado em larga escala ou menores, estacionários ou transportáveis para fornecer energia aos usuários finais durante situações de sobrecarga. Dessa forma, as atualizações de investimentos em equipamentos são adiadas, aumentando a vida útil da rede existente.

2.7.3.17 Mudança da procura

As contas de energia de grandes clientes comerciais e industriais são embasadas pelo seu pico medido em um determinado período. Portanto, isso pode ser conseguido ao alterar as compras de energia elétrica dos períodos de pico (com altas taxas de uso) para períodos fora de pico (quando os custos de tempo de uso são mais baixos). Assim, os consumidores ligados à rede podem lucrar com a variabilidade dos preços, reduzindo seus encargos das contas de energia.

Assim, ao utilizar tecnologias de armazenamento essas ações seriam possíveis através de sistemas entre 1kW a 10kW ou associadas à geração local ou em conjunto com uma formação de micro redes inteligentes capazes de ser operada no modo isolado. Neste segundo caso, as capacidades de energia podem precisar ser aumentadas por um período de 5 a 12 horas. A viabilidade de tais sistemas é altamente específica do local e depende dos incentivos existentes.

2.7.3.18 Escalonamento e despacho

O problema de escalonamento e despacho também conhecido como *Unit Commitment* (UC) é um problema de otimização onde se pretende determinar quais geradores devem estar ligados/desligados em um determinado tempo (com duração de um único dia a duas semanas, geralmente divididos em períodos de 1 hora) e os níveis

de produção em que devem estar a funcionar de modo que o custo total de produção seja minimizado. Essencialmente este problema procura satisfazer as cargas previstas em cada período, respeitando todas as restrições técnicas dos geradores e do sistema.

A parcela máxima de fonte renovável fornecida à rede é limitada pela capacidade mínima de geração das unidades convencionais comprometidas. À medida que a penetração de fontes intermitentes aumenta, é previsível que as concessionárias possam exceder o cronograma e mantenham as plantas parcialmente carregadas, em prol de evitar cortes. Assim, a entrega de energia aumenta seu custo devido ao aumento do uso de energia para inicialização e operação. As tecnologias de armazenamento são necessárias para fornecer energia no período de horas a dias, a fim de compensar erros de previsão no caso de uma fonte renovável produza menos do previsto e no aprimoramento de escalonamento eficiente da unidade.

2.7.3.19 Armazenamento sazonal

Alguns sistemas de geração de energia são dependentes de grandes variações sazonais de sua fonte de energia, logo, o seu armazenamento de eletricidade são de longo prazo. Apesar de haver SAEs de grande capacidade energética, a taxa de autodescarga não é comparável a outras de energia primária. No entanto, estes obtêm características em reduzir poluentes o que pode ser levado em consideração numa possível escolha onde a descarbonização seja levada em conta.

2.8 Comparação e avaliação técnica

As tecnologias de armazenamento de energia possuem diversos parâmetros mensuráveis a fim de caracterizar a melhor escolha para um determinado tipo de uso. Embora muitos desses dispositivos sejam compatíveis a mais de um tipo de serviço, não seria possível atribuir a um único sistema o cumprimento de todas as aplicações. As preferências por um sistema, possuem características técnicas como potências de grande (>100MW), média (10-100MW) e pequenas escalas (1-3MW). Outras como taxa de energia, capacidade (densidade de energia e densidade de potência), duração de armazenamento, tempo de descarga e resposta e eficiência, conforme evidenciado na tabela 1.

Tabela 1- Análise técnica dos SAE (Nadeem et al., 2019).

ESS technology	Power range (MW)	Energy rating (kWh)	Energy density (Wh/kg)	Power density (W/kg)	Discharge time (ms-h)	Response time (ms-h)	Round trip efficiency (%)
Mechanical Energy Storage Systems							
PHS	10-5000	2x10 ⁵ - 5x10 ⁵	0.5-1.5	—	1 - 24+ hrs	min	70-85
FES	0.01-0.25	25-5k	5-80	700-12000	sec - 15 min	sec	90-95
CAES (underground)	5-300	2x10 ⁵ - 10 ⁶	30-60	—	1 - 24+ hrs	min	41-75
CAES (overground)	3-15	2 - 8.3	140-300 bar	—	2 - 4 hrs	sec - min	70-90
Electrical Energy Storage Systems							
SCES	0.01-0.3	10 ³ - 5	0.05 - 15	10 - 10 ⁶	ms - min	ms	85 - 95
SMES	0.01-10	15-100, 5x10 ⁶	0.5 - 5	500 - 2k	ms - sec	ms	90 - 97
Thermal Energy Storage Systems							
Low temp TES	0.01-300	—	100-200	10 - 30	1 - 8 hrs	Slower	30 - 50
High temp TES	1-60	—	80-250	—	1 - 24+ hrs	not rapid	80
Chemical Energy Storage Systems							
Hydrogen (FC)	0.3-50	< 200k	600-1.2k	5 - 800	sec - 24 hrs	Sec	30 - 50
Electrochemical Energy Storage Systems							
Conventional Pb-A	< 20	18k-100k	30-50	200-400	sec - 5 hrs	ms	70-90
Ni-Cd	< 40	6.75k	15-55	150-350	1 - 8 hrs	ms	75
Ni-MH	< 0.03	0.01-500	60-80	150-460	hrs	ms	70-80
Advanced Li-ion	0.05-100	250-25k	120-230	150-2k	min - 1 hr	ms	85-95
Na-S	10-34	245k	150-240	150-230	6 - 7.2 hrs	ms	75-90
Na-MeCl ₂ (ZEBRA)	0.005-1	120-5k	86-140	180-245	sec-hr	ms	90
Metal air Zn-air	0.01-1	60-150	1k - 1.3k	90-105	10 - 15 hrs	ms	50 - 65
Flow Battery VRFB	0.01-10	4k-40k	25 - 35	—	5 - 10 hrs	ms	60-75
HFB (ZBB)	2-10	50-500	65 - 75	—	8 - 10 hrs	ms	60-80

Além de outros dados técnicos como o ciclo de vida, temperatura de trabalho, taxas de autodescarga outras características são importantes para o projeto. Fatores económicos como custos de capital determinam a implementação desses sistemas. As incertezas sobre a tecnologias emergentes ainda afetam sobre a possível escolha, mesmo que estes custos sejam melhores, a maturidade técnica e a produção em massa terão maior relevância na seleção da tecnologia. Conforme apresentado pela tabela 2, entre as atuais tecnologias emergentes de baixa e média potência as baterias de zinco-ar fornecem a solução mais barata a ser adotada. No entanto, a escolha pode não ser atrativa devido baixa eficiência por perdas de conversão.

Entretanto, as baterias de altas temperaturas como as baterias de sódio como NaS e ZEBRA apresentam viabilidade por estarem comercialmente desenvolvidas. As eletroquímicas Ni-Cd, Ni-MH, Pb-A, íon-lítio, FES (*Flywheel Energy Storage*), SCES (*Supercondensadors Energy Storage*), SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) e TES (*Thermal Energy Storage*) possuem maturidade para suporte e instalação da rede distribuída.

Tabela 2- Análise técnica de maturidade dos SAE (Nadeem et al., 2019).

ESS technology	Lifetime (yr)	Lifecycle (cycles)	Total capital cost		Daily self-discharge (%)	Operating temperature (°C)	Nominal Voltage (V)	Technical maturity
			Power cost \$/kW	Energy cost \$/kWh				
Mechanical Energy Storage Systems								
PHS	30-60	—	500-2k	5-100	Null	Ambient	—	Mature
FES	15-20	20k-100k	100-300	1000-5000	1.3-100	20 to 50+	—	Commercial
CAES (underground)	20-40	8k-13k	500-1.8k	50-400	~ 0	Ambient	—	Developed
CAES (overground)	~ 20	0.5k-1.8k	1k-1.55k	200-250	~ 0	Ambient	—	Developed
Electrical Energy Storage Systems								
SCES	25-30	100k-500k	100-300	300-2k	10 - 40	-40 to 85	2.3-400	Developing
SMES	20-30	20k – 100k	200-350	1k – 10k	10-15	-162 to -253	—	Demo/early
Thermal Energy Storage Systems								
Low temp TES	10 – 40	—	200-300	20-50	0.5 - 1	-12 to -150	—	Developing
High temp TES	5 – 15	—	200-300	30-60	0.05 - 1	400-1k	—	Demo/early
Chemical Energy Storage Systems								
Hydrogen (FC)	5 - 15	1k – 10k	400-2k	1 – 15	~ 0	50-100, 600-1k	0.2 - 1.1	Developing/Demo
Electrochemical Energy Storage Systems								
Conventional Pb-A	5-15	500-2k	175-600	150-400	0.1 – 0.4	-30 to 50	2.0-2.35	Mature
Ni-Cd	10-20	800-2.5k	500-1.5k	600-2.4k	0.2-0.3	-45 to 60	1.2	Mature
Ni-MH	5-10	800-3k	120% of Ni-Cd	120% of Ni-Cd	0.4-1.2	-20 to 45	1.2	Mature
Advanced Li-ion	20--25	1k – 10k	1.2k-4k	400-2.5k	0.15-0.3	10 to 60, -20 to 60	3.6-4.2	commercial
Na-S	10-15	2.5k-4k	3.2k-4k	300-500	0.05-20	300-350	2.1	commercial
Na-MeCl ₂ (ZEBRA)	5-15	1k-1.2k	150-300	230-345	15	270-350	2.58	commercial
Metal air Zn-air	>1	1k - 2k	100-250	60-160	very small	0-50	1.0 – 1.3	Demo
Flow Battery VRFB	10-20	>12k	1.4k – 3.7k	500-800	small	10 - 40	1.4 – 1.5	Developing
HFB (ZBB)	5-10	>2k	1.8k – 2k	100-700	small	20 - 30	1.82	Developing

De acordo com os diversos usos citados, há muitos critérios nos quais os SAE podem ser aplicados como a mobilidade (se este funciona de forma estacionária ou móvel), densidade de energia, capacidade de armazenamento entre outros. Para

algumas aplicações são necessários sistemas de resposta rápida. Para sistemas fora de rede, a alta autonomia é característica primordial para esse tipo de atribuição.

Em seleções onde o objetivo é a qualidade de energia, livrando o sistema de distorções harmônicas, regulação de frequência, sistemas *flywheel*, supercondutores e supecondensadores são mais adequados. Com base na avaliação comparativa, um SAE apropriado pode ser selecionado para a aplicação desejada do sistema de potência conforme listadas na tabela 3 de acordo com a classificação de potência, tempo de resposta e duração de armazenamento necessários para cada tipo de aplicação.

Tabela 3- Aplicações técnicas dos SAE (Poullikkas & Nikolaidis, 2017) .

Power chain	Applications	Power rating (MW)	Storage duration	Response time	PHES	CAES	SS-CAES	FES	Pb-acid BES	Ni-based BES	Li-ion BES	Molten-salt BES	Metal-air BES	Flow batteries	Regenerative FC	Super-capacitor	SMES	
RES Integration	Fluctuation suppression	0.2-400	àLd'1min	msecs				✓								✓	✓	
	Oscillation damping	0.2-400	àLd'1min	msecs				✓								✓	✓	
	Forecast hedging	0.2-400	1min-1hour	secs			✓		✓			✓		✓			✓	
	Load following	10-1000	1min-1hour	secs					✓	✓		✓		✓			✓	
Generation	Unit commitment	10-1000	hours-days	mins	✓									✓				
	Frequency regulation	1-1000	àLd'1min	msecs				✓									✓	
	Spinning reserve	10-1000	àLd'1min	msecs				✓				✓					✓	
	Non-spinning reserve	10-1000	1min-1hour	secs							✓	✓		✓			✓	
	Black-start	100-1000	1min-1hour	secs			✓								✓		✓	
	Peak shaving	10-1000	1-10hours	mins	✓				✓			✓		✓			✓	
	Energy arbitrage	10-1000	5-12hours	mins	✓	✓			✓	✓		✓		✓			✓	
	Load levelling	10-1000	hours-days	mins	✓	✓								✓			✓	
	Seasonal storage	10-1000	àLd'4 months	mins	✓	✓							✓					✓
	Reactive support	0.002-10	àLd'1min	msecs				✓				✓				✓		✓
Transmission	Transmission congestion relief	0.25-100	5-12hours	mins	✓				✓		✓			✓			✓	
	Low voltage ride-through	0.002-10	àLd'1min	msecs				✓								✓	✓	
Distribution	Voltage regulation	10-100	àLd'1min	msecs								✓					✓	
	Distribution congestion relief	0.25-10	5-12hours	mins					✓		✓			✓			✓	
End-user	Uninterruptible power supply	0.002-10	àLd'1min	msecs				✓	✓	✓						✓		
	Emergency back-up	0.002-10	1min-1hour	secs			✓		✓	✓							✓	
	Demand shifting	0.001-0.01	2-4hours	mins					✓	✓	✓			✓			✓	

2.9 Análise de impactos ambientais

As tecnologias de armazenamento de energia são consideradas essenciais para os futuros sistemas de energia com grandes quantidades de geração renovável variável para garantir as metas de descarbonização e confiabilidade do sistema elétrico. Porém, mesmo com intenções de melhorar as redes de energia e, possivelmente, desacelerar a crescente poluição do planeta, frequentemente, essas tecnologias demandam elevados requisitos de recursos com consequentes impactos ambientais e sociais.

O relatório de Avaliação de Sustentabilidade de Tecnologias de Armazenamento de Energia preparado pelo *The Institute for Sustainable Futures for the Australian Council of Learned Academies* (Florin et al., 2017) identificou os impactos ambientais e sociais destes sistemas. Cinco tecnologias-chave de armazenamento de energia estacionária são revisadas: baterias eletroquímicas de íons de lítio, chumbo-ácido, de sódio e baterias de fluxo; armazenamento de energia hidráulica bombeada (PHES); armazenamento de energia de gás comprimido (CAES); armazenamento de energia de hidrogênio; e energia solar concentrada com armazenamento de energia térmica (CSP TES).

O estudo definiu seis critérios ambientais: eficiência energética do ciclo de vida, emissões de efeito estufa, criticidade da cadeia de suprimentos, intensidade do material, reciclabilidade e saúde ambiental, além de dois critérios de sociais: direitos humanos e saúde e segurança. Esses pontos foram aplicados para identificar e caracterizar os impactos ao longo da cadeia de provisão e estratégias de mitigação de impacto para as tecnologias de armazenamento.

Metodologia

A estrutura de avaliação de impacto consiste em parâmetros chave relacionados a elementos de avaliação do ciclo de vida ambiental e social, similares as medidas adicionais que são essenciais à sustentabilidade das tecnologias de armazenamento de energia estacionária. Os fatores são definidos de acordo com as categorias de impacto ambiental e social apresentadas nas tabelas 4 e 5.

A metodologia verifica amplamente a gama de tecnologias de armazenamento de energia, de acordo com os vários níveis de maturidade tecnológica. O estudo aborda

o impacto ao longo de toda a cadeia de abastecimento, incluindo mineração e processamento de materiais, fabricação (de componentes e produtos), uso (incluindo transporte, distribuição e instalação) e fim da vida útil. O relatório priorizou dados qualitativos dos impactos, destacados como ‘pontos críticos’ onde mais pesquisas ou intervenções são necessárias.

Tabela 4- Metodologia dos impactos sociais (Florin et al., 2017)

Impactos sociais		
Categoria	Definição	Importancia
Direitos Humanos	Para a comunidade local e a sociedade em geral, isso inclui condições de vida seguras e saudáveis, acesso a recursos e direitos indígenas; para os trabalhadores, isso inclui salário justo, sem trabalho forçado, sem trabalho infantil e condições de trabalho seguras	Um impacto de alto nível sobre os direitos humanos devido ao baixo respeito aos direitos humanos representa um risco significativo para a viabilidade da indústria emergente (com implicações para o desenvolvimento de tecnologia e tendências de adoção); ele destaca a necessidade de esforços e iniciativas globais harmonizados e liderança de marca e reconhecimento para promover melhores condições
Saúde e segurança	Exposição a riscos e perigos, incluindo incêndio, explosão e toxicidade, considerando quais partes interessadas estão expostas e a frequência da exposição	As questões de saúde e segurança de alto nível equivalem a fatores de risco que afetam muitas partes interessadas e sem estratégias de atenuação dos danos estabelecidas; apresenta um risco para a viabilidade da indústria emergente com consequências ao desenvolvimento de tecnologias e tendências de aceitação.

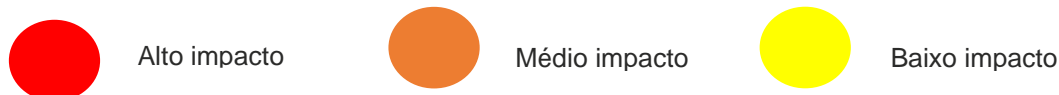
Tabela 5- Metodologia dos impactos ambientais (Florin et al., 2017)

Impactos ambientais		
Categoria	Definição	Importância

Eficiência do ciclo de vida	Eficiência energética considerando estatísticas essenciais, incluindo eficiência de ida e volta e vida útil esperada	A alta eficiência energética mantida ao longo de uma vida longa esperada equivale a um impacto de baixo pedido com o resultado essencial de minimizar os requisitos de absorção de tecnologia e impactos associados
Emissões de GEE do ciclo de vida	As emissões de gases de efeito estufa do ciclo de vida de uma tecnologia (diferenciando a matéria-prima e do ciclo de vida	Um impacto de baixa ordem para as emissões do ciclo de vida se correlaciona com uma eficiência de ida e volta competitiva porque, com a alta intensidade de emissão atual do mix de energia, as emissões da fase de uso normalmente contribuem com a maior quantidade para as emissões de GEE do ciclo de vida geral; o domínio relativo das emissões associadas à fabricação e desativação aumenta com a transição para um sistema de energia de baixo carbono
Críticidade da cadeia de suprimentos	A criticidade é uma medida da segurança da cadeia de abastecimento dos recursos materiais. Considera uma gama de fatores que contribuem para possíveis restrições de fornecimento (importância, substituíbilidade, suscetibilidade) e riscos de fornecimento (geológicos, tecnológicos e econômicos, geopolíticos, sociais e regulatórios)	A criticidade da cadeia de suprimentos reconhece as potenciais vulnerabilidades de fornecimento com implicações para as tendências de tecnologia futuras, enquanto a criticidade não é estática e é específica de cada nação. Compreender a criticidade fornece percepções essenciais que abrem novas oportunidades para a indústria e pesquisa.
Intensidade material	O uso de recursos não renováveis associados à produção, processamento e uso de materiais	Impactos de intensidade de material de alta ordem e questões ambientais e sociais associadas, minam os benefícios potenciais da transição para um sistema de energia renovável de baixo carbono

Reciclabilidade	A reciclabilidade inclui a reciclagem (por meio da qual os materiais são devolvidos aos processos de produção de matéria-prima), bem como outras estratégias de eficiência de materiais, incluindo extensão da vida útil do produto, reutilização e remanufatura. Esses caminhos são influenciados pelo valor de recuperação de material e maturidade da tecnologia/infraestrutura de reciclagem	A alta reciclabilidade equivale a um impacto de baixo pedido, oferecendo o potencial de compensar a intensidade do material; uma classificação de impacto de reciclabilidade de alto nível destaca a necessidade de planejar a infraestrutura de reciclagem e o desenvolvimento de tecnologia e / ou tecnologia alternativa ou design de sistema para melhorar a eficiência do material.
Saúde Ambiental	O dano potencial aos ecossistemas e à saúde humana em toda a cadeia de abastecimento com foco nos impactos locais, por exemplo, ar, solo, poluição da água e biodiversidade	Impactos ambientais de alta ordem na saúde podem prejudicar os benefícios potenciais da transição para um sistema de energia renovável de baixo carbono

O nível de impacto para a categoria foi classificado entre alto, médio e baixo de acordo com a legenda:



Baseados na definição de maturidade e nas estratégias de mitigação, os níveis de impacto para cada tecnologia foram encontrados através de revisão da literatura e entrevistas com as partes interessadas com especialistas. O estudo é classificado de acordo com o estágio tecnológico de cada sistema conforme definição:

- Imaturo - por exemplo, agenda de R&D, falta de política/incentivo
- Amadurecimento - por exemplo, a redução dos riscos relacionados à tecnologia existe, mas não é implantada em escala
- Maduro - por exemplo, estratégias de alta confiabilidade demonstradas no contexto industrial.

O estágio de maturidade influencia o ranking de impacto global. Por exemplo, potenciais impactos podem ser identificados para a tecnologia, mas se houver estratégia de mitigação estabelecida que seja tratada 'madura', então o nível de impacto final é calibrado de forma adequada.

2.9.1 Visão geral

A tabela 6 abaixo fornece uma análise das classificações de impacto ambiental e de segurança em todas as tecnologias de armazenamento. Em face das dificuldades em combinar uma comparação direta entre os grupos de tecnologia, esta observação é útil para sinalizar "pontos críticos" de impacto, informar uma agenda de pesquisa futura e apoiar o desenvolvimento de estratégias prioritárias de mitigação e gestão. No apêndice A, pode-se observar os detalhes de cada impacto dos SAE. Em abordagem de critérios como a eficiência energética e os de emissão de GEE do ciclo de vida, a análise mostra que as bateria de íon-lítio, PHES e CSP com TES apresentaram bom desempenho em comparação com outras tecnologias. Para intensidade de material e reciclabilidade, o potencial de impactos ambientais adversos associados ao uso de material de baterias é mais significativo, exceto baterias de chumbo-ácido para as quais a reciclagem está mais madura.

Por outro lado, isso destaca a oportunidade de desenvolver tecnologias de reciclagem para outras tecnologias de bateria. A criticidade da cadeia de abastecimento para baterias NMC (níquel-manganês-óxido de cobalto) é destacada devido ao uso de cobalto (grafite e lítio) que é fornecido exclusivamente da República Democrática do Congo. Os impactos na saúde ambiental local também são mais significativos para as tecnologias de bateria (associadas principalmente à intensidade do material). Embora haja um potencial impacto ambiental também seja sinalizado para o PHES, presume-se que as estratégias de gestão e mitigação para o PHES são mais confortáveis de implementar à medida que ocorrem em relação a outras jurisdições, como em projetos offshore.

Os impactos sociais adversos de ordem mais alta também são identificados para as tecnologias de bateria devido aos efeitos significativos da mineração e fabricação que ocorrem no mar em critérios como em direitos humanos e padrões de saúde segurança

deficientes. O risco de incêndio dos produtos químicos de íon-lítio também é sinalizado como um "alarmante". Estratégias de mitigação e gerenciamento em desenvolvimento de novas tecnologias (incluindo produtos químicos de íon-lítio alternativos) estão sendo desenvolvidos para armazenamento de energia em grande escala.

Tabela 6- Impactos sócio-ambientais causados pelos SAE (Florin et al., 2017)

		Alto	Médio	Baixo	Li-ion NMC	Li-ion LFP	Lead-based	Flow batterie	Sodium-ion	PHES	CAES	Hydrogen	CSP with TES
Impacto ambiental	Eficiência do ciclo de vida				●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Emissões de GEE do ciclo de vida				●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Criticidade da cadeia de suprimentos	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Intensidade material	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Reciclabilidade	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Saúde ambiental	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Impacto social	Direitos humanos	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Saúde e segurança	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Geral		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

2.10 Análise financeira

Em julho de 2019, o Departamento de Energia dos EUA realizou o relatório *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report* (Mongird et al., 2019) em que compara os custos e parâmetros de desempenho de diferentes tecnologias de armazenamento de energia. Além disso, são feitas previsões de parâmetros de custo. As métricas relatadas usadas para essa comparação incluem os custos de capital, custos dos conversores, *Balance of Operation* (BOP), Construção e Comissionamento (C&C), além dos custos fixos e variáveis de Operação e Manutenção (O&M).

2.10.1.1 Custos de capital

O custo de capital, cobre diferentes componentes que variam por tipo de tecnologia. Para baterias e condensadores, os custos de capital referem-se à aquisição da unidade de armazenamento de energia de corrente contínua (CC) e não incluem os outros custos. Assim, para dispositivos de armazenamento eletroquímico são normalmente expressos em dólares por quilowatt-hora (\$/kWh), enquanto aqueles para os sistemas *flywheel*, *Pumped Hydro Energy Storage* (PHES), *Compressed Air Energy Storage* (CAES) e Turbinas de Combustão (TC) são expressos em dólares por quilowatt (\$/kW). Embora ultracondensadores sejam dispositivos eletroquímicos, seu custo total pode ser representado como \$/kW ou \$/kWh com base na aplicação. Foi admitido expressar a tecnologia em termos de \$/kW.

Para unidades de armazenamento eletroquímico, o custo de capital relatado inclui elétrodos, eletrólitos e separadores. Para PHES, engloba gastos com hidrovias, reservatórios, bombas e geradores elétricos. Para CAES, abrange encargos com cavernas, compressores e geradores. Os custos com BOP não estava disponível para para sistemas eletroquímicos. Desse modo foi compilado e calculado a partir do consenso limitado encontrado na literatura e aplicado a todos os sistemas de armazenamento de energia de bateria. Para CAES e PHES, os custos totais do projeto, incluindo o custo de instalação, estavam normalmente disponíveis na literatura revisada. Embora alguns custos de capital do projeto tenham sido divididos por componente entre os tipos de tecnologia na literatura, os custos de TC foram relatados como um único valor.

Atualmente, os sistemas de bateria de íon-lítio têm os custos de capital mais baixos, chegando a US\$200/kWh devido à experiência e ao desenvolvimento da cadeia de suprimentos em suporte aos mercados automotivo e de eletrônicos de consumo. Outros sistemas eletroquímicos menos maduros, como sódio-enxofre, têm um custo de capital mais alto. Para este sistema, o custo isolado pela bateria apresentou uma faixa de preço entre US\$500/kWh a \$ 1.000/kWh. Para os sistemas *flywheel*, o custo de capital também inclui custos de conversores com uma variação de resultados encontrados na literatura e de fornecedores entre US\$600/kW-US\$2.000/kW. PHES, CAES e turbinas de

combustão, por outro lado, normalmente incluem todos os seus custos dentro dos custos de capital totais.

2.10.1.2 *Custos de conversores*

Este componente das baterias inclui o custo do inversor e da embalagem, bem como os controles do recipiente e do inversor. Espera-se que o custo dos conversores diminua conforme as tensões do sistema aumentam, porque uma corrente mais alta para a mesma classificação de energia leva a um custo mais alto. Para armazenamento em grande escala a 200MW, foi antecipado estes custos poderiam diminuir para \$140/kVA.

Além dos custos relacionados à tensão, que se enquadram na categoria de design do sistema, a padronização do conversor e a escala de fabricação também devem reduzir os custos. No entanto, em 2025, presume-se que todas as outras tecnologias de bateria terão se adaptado ao aumento da faixa de tensão de operação CC. Da mesma maneira, os sistemas de alta temperatura baseados em sódio têm sua tensão de célula unitária mais alta em relação as de bateria de fluxo. Assim, estas estão bem posicionadas para escalar a níveis de tensão CC mais elevados nos próximos anos.

O custo de conversores variou de \$130/kW a \$890/kW. Estimou-se uma redução de 50% para sistemas de grande escala. O uso de conversores é comum a todas as tecnologias de bateria (e ultracondensadores) afetando seus custos de forma semelhante.

2.10.1.3 *Balance Operation Plant*

O equilíbrio do sistema de armazenamento de energia, também tratado pelo termo em inglês como *Balance Operation Plant* (BOP), normalmente inclui componentes como fiação do local, transformadores de interconexão e outros equipamentos auxiliares adicionais e é medido com base em \$/kW. Os custos de BOP são atribuídos principalmente à fiação e conexões elétricas. A voltagem da célula unitária desempenha um papel na medida em que para a mesma capacidade de ampere-hora (Ah), a contagem de células diminui com o aumento da tensão, com a necessidade de um menor número de interconexões célula a célula.

No entanto, a maioria dos sistemas de bateria tem unidades ou módulos repetitivos básicos, que consistem em várias células. O custo do módulo já está capturado no custo do sistema de corrente CC. Portanto, em termos de interconexões de módulo para grandes sistemas, o número de dispositivos no sistema determinará os custos de conexão. O design série-paralelo dentro do sistema de bateria determina a corrente máxima entre os módulos adjacentes, determinando assim as especificações do condutor de corrente para um material específico (largura, espessura e comprimento). Como nenhuma melhoria tecnológica significativa é esperada, uma redução nominal de 5 por cento nos custos de BOP é atribuída para o ano de 2025 a fim de contabilizar as eficiências associadas à escala.

2.10.1.4 Construção e Comissionamento (\$/kWh)

Os custos de Construção e Comissionamento (C&C), consistem em custos de design do local, custos relacionados à aquisição/transporte de equipamentos e de mão de obra/peças para instalação. Não é esperado grandes reduções para C&C, pois esses custos são mais maduros relacionados àqueles mais diretamente vinculados aos SAE. Para integração de rede, o custo é principalmente uma função do peso do sistema (com etapas discretas nos custos), grau de montagem da fábrica *versus* montagem no local e arquitetura em termos de racks abertos e sistemas de contentores.

A queda de 5% foi assumida para o ano de 2025 dado que, embora os ganhos tenham sido feitos nos últimos anos, o custo C&C estimado em \$ 100/kWh se encontra no limite inferior das estimativas atuais, com pouco espaço para redução de custo adicional devido a experiência de projetos. Além disso, espera-se que quaisquer benefícios que vão além ao longo da curva de experiência, sejam parcialmente equilibrados por materiais mais elevados e custos de mão de obra com maior penetração de armazenamento.

2.10.1.5 Custos fixos e variáveis de O&M

O custos fixos de Operação e Manutenção (O&M) inclui todos os custos necessários para manter o sistema de armazenamento operacional ao longo de sua vida econômica, que não variam com base no uso de energia. Este valor é normalizado em relação à potência nominal do sistema de armazenamento e é expresso como \$/kWhano.

Os custos fixos de O&M disponíveis para todas as baterias eletroquímicas estavam na faixa de \$6-\$20/kWano, com a maioria na faixa de \$6-14/kWano. O custo fixo de \$10/kWano foi adotado para estes sistemas.

Entretanto, os custos variáveis de O&M abrangem todos os recursos exigidos para operar o sistema de armazenamento ao longo de sua vida econômica e é normalizado em relação à vazão anual de energia. Por esse motivo, esse valor é expresso em centavos/kWh. Os custos variáveis de O&M são responsáveis pelo desgaste do sistema durante a operação. Assumiu-se no estudo, o custo de 0,3 centavos/kWhano. Observe que o ciclo e a vida útil de cada sistema fornecem os custos variáveis corretos à medida que o sistema de armazenamento envelhece.

2.10.2 Visão geral

As tabelas 7 e 8 adaptadas, fornecem um resumo das características de custo e desempenho das tecnologias compiladas neste relatório. As estimativas primárias representam os valores de 2018 e os números entre parênteses representam 2025 valores de previsão. Na tabela 7, os custos totais do projeto são estimados para um sistema de baterias hipotético de 1 MW/4 MWh. Para determinar os custos totais do projeto para a tecnologia de bateria de íon-lítio, por exemplo, tomamos o produto dos custos de capital e C&C e sua capacidade de energia (4.000*\$372). Em seguida, adicionamos esse valor ao produto dos custos de PCS e BoP e a capacidade de energia da unidade (1.000*\$ 388). Esses cálculos geram um custo total de projeto de \$ 1,9 milhão para um bateria de íon-lítio de 1 MW/4MWh, o que se traduziria em custos de \$1.876 por kW ou \$ 469/kWh.

As baterias são listadas separadamente, pois requerem conversores. Todas as outras tecnologias não possuem um conversor separado, exceto ultracondensadores. Embora os ultracondensadores e em volantes de inércia também exijam um conversor, pois ambas as tecnologias têm baixas energias específicas. O custo total do projeto de \$/kWh é determinado pela soma do custo de capital, PCS, BOP e C&C, onde os valores medidos em \$/kW são convertidos para \$/kWh multiplicando por quatro horas dada a proporção energia-potência E/P assumida de quatro antes para somatório .O custo total

do projeto de $\$/kW$ é determinado dividindo o custo total de $\$/kWh$ por quatro, seguindo a mesma suposição.

Tabela 7- Custos relacionados aos sistemas de bateria eletroquímica (Mongird et al., 2019)

Parameter	Sodium-Sulfur Battery		Li-Ion Battery		Lead Acid		Sodium Metal Halide		Zinc-Hybrid Cathode		Redox Flow Battery	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025
	Capital Cost – Energy Capacity (\$/kWh)	400-1,000 661 (465)	(300-675)	223-323 271 (189)	(156-203)	120-291 260 (220)	(102-247)	520-1,000 700 (482)	(364-630)	265-265 265 (192)	(179-199)	435-952 555 (393)
Power Conversion System (PCS) (\$/kW)	230-470 350 (211)	(184-329)	230-470 288 (211)	(184-329)	230-470 350 (211)	(184-329)	230-470 350 (211)	(184-329)	230-470 350 (211)	(184-329)	230-470 350 (211)	(184-329)
Balance of Plant (BOP) (\$/kW)	80-120 100 (95)	(75-115)	80-120 100 (95)	(75-115)	80-120 100 (95)	(75-115)	80-120 100 (95)	(75-115)	80-120 100 (95)	(75-115)	80-120 100 (95)	(75-115)
Construction and Commissioning (\$/kWh)	121-145 133 (127)	(115-138)	92-110 101 (96)	(87-105)	160-192 176 (167)	(152-182)	105-126 115 (110)	(100-119)	157-188 173 (164)	(149-179)	173-207 190 (180)	(164-197)
Total Project Cost (\$/kW)	2,394-5,170 3,626 (2,674)	(1,919-3,696)	1,570-2,322 1,876 (1,446)	(1,231-1,676)	1,430-2,522 2,194 (1,854)	(1,275-2,160)	2,810-5,094 3,710 (2,674)	(2,115-3,440)	1,998-2,402 2,202 (1,730)	(1,571-1,956)	2,742-5,226 3,430 (2,598)	(2,219-3,804)
Total Project Cost (\$/kWh)	599-1,293 907 (669)	(480-924)	393-581 469 (362)	(308-419)	358-631 549 (464)	(319-540)	703-1,274 928 (669)	(529-860)	500-601 551 (433)	(393-489)	686-1,307 858 (650)	(555-951)
O&M Fixed (\$/kW-yr)	10	(8)	10	(8)	10	(8)	10	(8)	10	(8)	10	(8)
O&M Variable (cents/kWh)	0.03		0.03		0.03		0.03		0.03		0.03	

Tabela 8- Custos relacionados a outras tecnologias (Mongird et al., 2019)

Parameter	Pumped Storage Hydropower ^(a)	Combustion Turbine	CAES ^(a)	Flywheel ^(b)	Ultracapacitor ^(c)
Capital Cost – Energy Capacity (\$/kW)	1,700-3,200 2,638	678-1,193 940	1,050-2,544 1,669	600-2,400 2,400	240-400 400
Power Conversion System (PCS) (\$/kW)	Included in Capital Cost	N/A	N/A	Included in Capital Cost	350 (211)
Balance of Plant (BOP) (\$/kW)					100 (95)
Construction and Commissioning (\$/kW)				480 ^(d)	80 ^(d)
Total Project Cost (\$/kW)	1,700-3,200 2,638^(d)	678-1,193 940	1,050-2,544 1,669	1,080-2,880 2,880	930 (835)
Total Project Cost (\$/kWh)	106-200 165		94-229 105	4,320-11,520 11,520	74,480 (66,640)
O&M Fixed (\$/kW-year)	15.9	13.0	16.7	5.6	1
O&M Variable (cents/kWh)	0.00025	1.05	0.21	0.03	0.03

2.10.3 Comparação financeira entre sistemas

Ao realizar o cálculo de anualização com base na vida útil dos sistemas, é possível comparar tecnologias lateralmente para obter uma melhor compreensão dos componentes de custo e da economia de cada sistema. A Figura 19 mostra o custo anual no grupo das baterias eletroquímicas. Dada a natureza desses ativos de armazenamento, uma comparação de custos baseada em capacidade é usada em oposição a uma fundamentada em energia entregue. As métricas \$/kWh referem-se às capacidades totais e às potências dos sistemas de armazenamento em \$/kW.

Os resultados mostram que os sistemas de bateria de íon-lítio representam o menor custo total anual por energia, aproximadamente \$74/kWh. Isso é seguido pela tecnologia de cátodo híbrido de zinco por US\$ 91/kWh. Os diamantes vermelhos que são sobrepostos nos outros resultados, fornecem o custo previsto para cada tecnologia para o ano de 2025 em uma base de \$/kWh. O armazenamento bombeado, quando comparado adicionalmente com base em energia, ofereceu um custo muito baixo de

\$19/kWhano usando valores de 2018 se comparado às tecnologias de armazenamento de bateria, conforme mostrado na Figura 20.

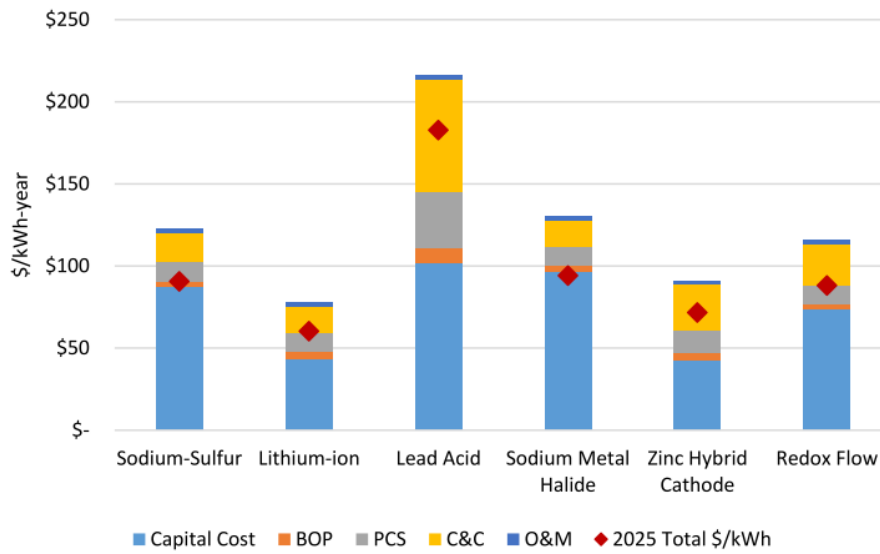


Figura 19- Custo anual dos sistemas de bateria (Mongird et al., 2019).

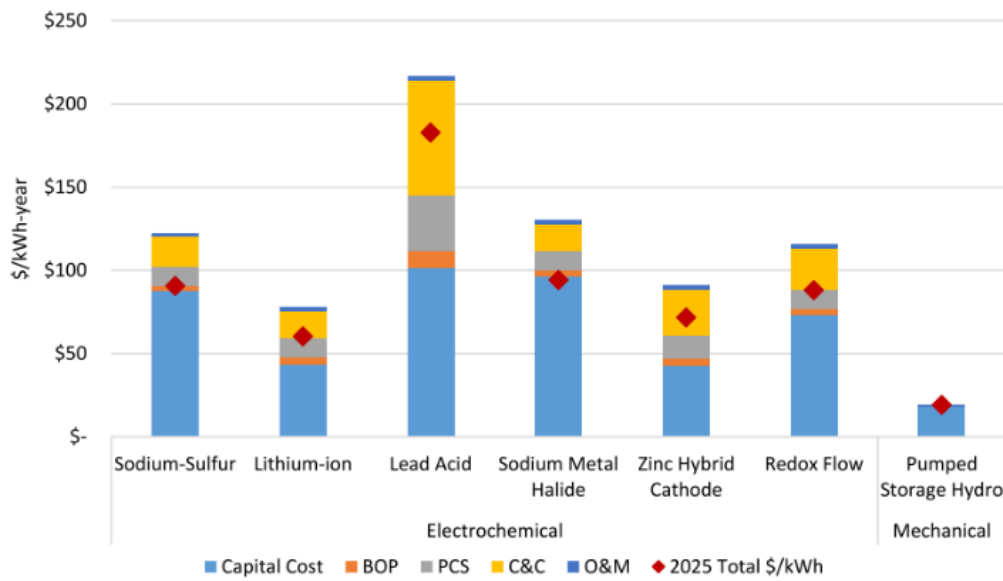


Figura 20- Custo anual comparativo a sistemas PHES (Mongird et al., 2019)

Os resultados das tecnologias restantes excluindo os sistemas eletroquímicos, com base em custo anual na potência de energia em $\$/kW$ em oposição a uma base de energia de $\$/kWh$ são mostrados no gráfico da figura 21. Das tecnologias avaliadas, os ultracondensadores são os únicos que necessitam conversores como parte de seu custo de investimento. Entretanto, esta opção oferece o menor custo anual das tecnologias analisadas. Em comparação com outros sistemas de armazenamento desta análise, a tecnologia de centrais hidroelétricas reversíveis (PHES) possui o custo mais alto apresentando o custo aproximadamente de $\$308/kWano$.

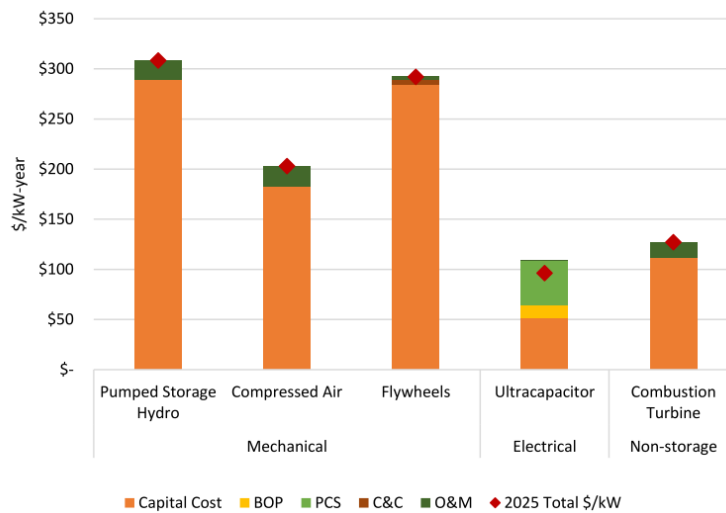


Figura 21- Custo anual de outras tecnologias (Mongird et al., 2019).

A figura 22 mostra a comparação entre todas as tecnologias avaliadas em uma base $\$/kWano$. Sob essa perspectiva, as tecnologias de bateria são menos econômicas na seleção por capacidade em vez de energia. Como observado, a tecnologia de íons de lítio e o cátodo híbrido de zinco têm custo apenas ligeiramente mais alto em relação aos sistemas *volantes de inércia* em uma base anual de $\$/kW$.

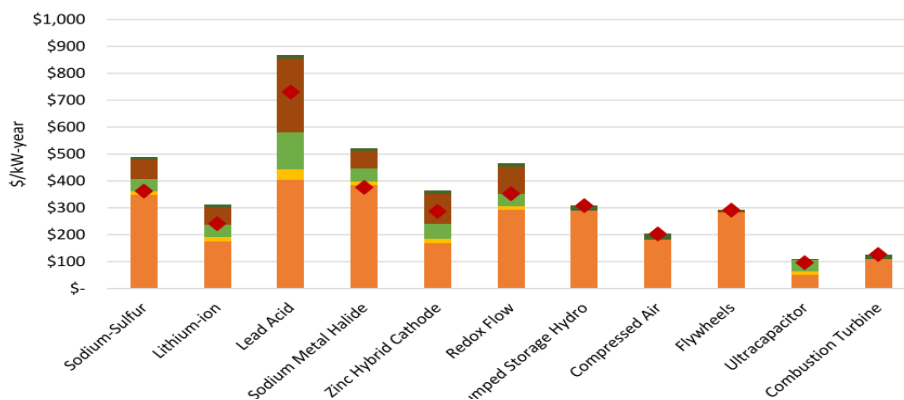


Figura 22- Custos anuais dos SAE em dólares/kW (Mongird et al., 2019).

A figura 23 revela como as tecnologias de armazenamento mecânico/elétrico possuem baixo custo em uma base de $\$/kW$, e em contrapartida, apresentam custos substancialmente mais altos quando avaliadas em uma base de $\$/kWh$. O gráfico da figura 28 mostra em uma escala logarítmica que os ultracondensadores são aproximadamente cem vezes mais caros, representando mais de $\$14.000/kWh$ quando se comparado às tecnologias de armazenamento de bateria quando observados neste cenário. Os sistemas *flywheel* também são de alto custo, cerca de $US\$ 3.000/kWh$.

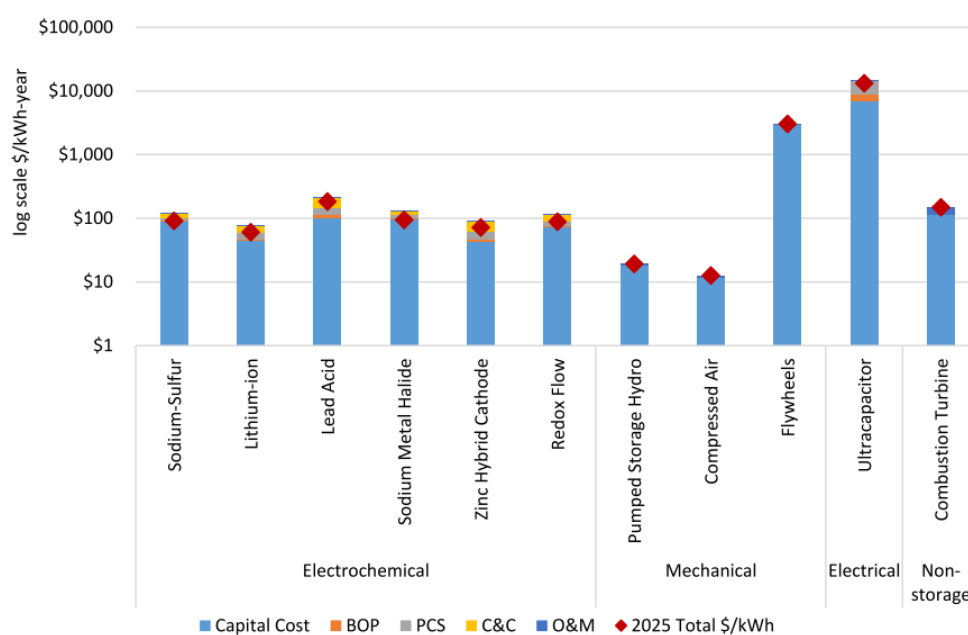


Figura 23- Custo anual dos SAE em dólares/kWh (Mongird et al., 2019)

Visão geral

Atualmente, para uma bateria com uma relação energia-potência E/P (relação entre capacidade de energia e capacidade de potência) de 4 horas, as baterias de íon-lítio oferecem a melhor opção em termos de custo, desempenho, ciclo de vida e maturidade tecnológica. PHES e CAES, representam o custo de $\$165/kWh$ e $\$105/kWh$, respectivamente, fornecendo o menor custo em $\$/kWh$ se a taxa E/P de 16 horas for aplicada, incluindo os custos de BOP e C&C. PHES é a tecnologia mais madura com taxas mais altas de eficiência. Embora a tecnologia de cátodo híbrido de zinco ofereça uma

grande promessa em termos de custo e vida útil, seu nível de preparação de tecnologia e nível de preparação de fabricação são baixos neste estágio.

As baterias de fluxo redox está em segundo lugar em relação ao custo geral e melhorias rápidas são esperadas nos quesitos desempenho e vida útil. Embora o desenvolvimento tecnológico para essas baterias esteja baixo, há espaço para otimização dos algoritmos de gerenciamento de bateria de fluxo existentes. Embora as baterias de chumbo-ácido sejam de baixo custo, seu ciclo de vida é limitado, levando a uma vida útil de menos de 3 anos, assumindo um ciclo por dia.

Para os sistemas PHES, CAES, *volantes de inércia* e ultracondensadores, os custos de capital de 2025 foram considerados iguais aos estimados para 2018. Essas são tecnologias mais maduras portanto, o estudo presumiu que os custos de 2025 permaneceriam inalterados. Além disso, embora a inovação tecnológica tenha o potencial de reduzir ainda mais os custos, o PHES e o CAES envolvem cronogramas de desenvolvimento de longo alcance e, portanto, uma redução substancial nos custos é improvável de ocorrer em um número relativamente curto de anos.

2.11 Barreiras

Apesar de haver muitas perspectivas positivas em relação aos SAE como recursos que podem fornecer serviços para aumentar a confiabilidade e a resiliência da rede, incluindo o auxílio de implementação de recursos variáveis de energia renovável, existem vários fatores que delimitam sua integração. Embora características técnicas, como custo, eficiência do dispositivo e outras sejam de conhecimento geral como barreiras ao armazenamento, há vários problemas não técnicos e relacionados a questões políticas.

Reconhecer as diferentes barreiras aplicáveis à tecnologias de armazenamento para encontrar os pontos que impedem ou limitam a implantação dos dispositivos de armazenamento elétrico, é uma das ferramentas para as soluções técnico-econômicas destes aplicativos. Numa forma de identificar esses impeditivos, foi publicado em março de 2020 um estudo independente, financiado pela Comissão Europeia, intitulado “*Energy Storage Study – Contribution to the security of electricity supply in Europe*”. Este estudo apresenta o estado atual das diferentes tecnologias de

armazenamento, a verificação das necessidades dos diferentes soluções de armazenamento para os horizontes 2030 e 2050, e, também é efetuada um diagnóstico das condições legislativas e regulatórias que devem ser adotadas.

Através dessa pesquisa, foi verificado vários obstáculos que impedem o desenvolvimento do armazenamento de energia no bloco europeu na qual propõe diferentes recomendações para reduzir esses obstáculos e ajudar na implementação de novas tecnologias de armazenamento (European Commission et al., 2020). Dessa forma, segue as principais delimitações identificadas pelo estudo.

2.11.1.1 Definição de armazenamento de Energia

Apesar da reformulação da diretiva (Diretiva 2019/944/CE)², na qual define armazenamento elétrico, a maioria das estruturas regulatórias nacionais não contém uma definição de armazenamento (o prazo para a transposição da Diretiva Eletricidade dezembro de 2020). A falta de clareza na definição de armazenamento de energia da legislação atual da UE leva a uma série de barreiras, criando assim um ambiente de investimento incerto, resultando em barreiras e gargalos não intencionais na legislação.

Nesses casos, armazenamento é comumente considerado como um gerador. Para fins de tarifação e tributação da rede, o armazenamento é frequentemente considerado consumidor e gerador. Consequentemente, o armazenamento pode ser confrontado com regras de mercado que não levam em consideração suas características específicas e é além disso, está sobrecarregado com custos não refletivos que afetam significativamente. No entanto, uma bateria ou outros sistemas de armazenamento não podem ser tecnicamente considerados unidades geradoras, uma vez que essa interpretação simplesmente ignoraria todo o conjunto de serviços e propriedades dos sistemas de armazenamento.

Entidades do seguimento de energia sugerem que armazenamento de energia deve ser considerado como um quarto componente do sistema energético, após

² Art. 2 (59) da Diretiva (UE) 2019/944: "armazenamento de energia" significa, ao nível da rede elétrica, a transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção ou a conversão de energia elétrica numa forma de energia que possa ser armazenada, o armazenamento dessa energia e a subsequente reconversão dessa energia em energia elétrica ou utilização enquanto outro vetor energético.

geração, transmissão e distribuição, com suas características, propriedades e serviços, além de uma definição clara e tecnologicamente neutra incluindo diferentes sistemas de armazenamento na Diretiva de Eletricidade do bloco europeu (Battery Energy Storage in the EU, 2016)

A definição adotada pelo Estado da Califórnia nos Estados Unidos é um bom exemplo para a União Europeia. No Projeto de lei nº 2514, o estado americano descreve claramente a função do que significa os sistemas de armazenamento na qual inclui uma lista de serviços prestados por sistemas de armazenamento de energia, além de especificar as características, propriedades e propósitos do sistema.

O armazenamento pode ser centralizado, distribuído, de propriedade de um entidade prestadora de serviços, concessionária de energia elétrica local, cliente de uma entidade que atende a carga ou de terceiros (Assembly Bill No . 2514 LEGISLATIVE COUNSEL'S DIGEST, 2010). A Califórnia oferece uma demonstração prática da importância de envolver os formuladores de políticas e dos efeitos positivos que eles podem ter na implantação de sistemas de armazenamento de energia.

2.11.1.2 Taxas e tributação duplas

Devido a falta de clareza quanto à definição de armazenamento é a possibilidade de taxas duplas de rede serem impostas aos sistemas de armazenamento. Os sistemas de armazenamento retiram a eletricidade da rede quando estão carregando e injetam eletricidade na rede quando descarregam. No entanto, como alguns estados membros impõem tributação à geração e ao consumo, os proprietários do sistema de armazenamento têm, portanto, de pagar taxas duplas na rede. Essa penalidade pode ser aplicada a todos os sistemas de armazenamento conectados à rede, incluindo as baterias de veículos elétricos e híbridos no modo V2G (explicado mais adiante).

A situação relativa às tarifas de rede é bastante diferente em toda a Europa e deve ser tratada com regras comuns relativas às tarifas de acesso à transmissão e ao uso de tarifas do sistema para sistemas de armazenamento de eletricidade. Se essas disparidades não forem resolvidas, poderá ser criada uma situação em que um sistema de armazenamento seja estabelecido em um estado com regras favoráveis para fornecer serviços transfronteiriços a outro estado com regras menos favoráveis.

Em outubro de 2015, o governo espanhol aprovou um decreto sobre autoconsumo (Real Decreto 900/2015, 2015). O decreto vai muito além de outra legislação europeia sobre armazenamento, que impõe taxas duplas à rede nos sistemas de armazenamento conectados à rede. Com este regulamento, a eletricidade produzida e armazenada em sistemas domésticos de armazenamento PV será tributada diretamente, mesmo que a eletricidade não seja alimentada na rede.

Os proprietários de sistemas fotovoltaicos com capacidade até 100 kW não podem vender eletricidade, mas são obrigados a alimentar o excesso de eletricidade na rede gratuitamente. Finalmente, a nova lei é retroativa e já pode ser aplicada a todos os sistemas fotovoltaicos que já foram instalados. As consequências desta lei não podem ser superestimadas: elas simplesmente destruiriam o mercado fotovoltaico e armazenamento conectados à rede na Espanha.

2.11.1.3 Regras de propriedade

Uma consequência direta de ter sistemas de armazenamento como unidades de geração é a situação pouco clara sobre a propriedade, pois, de acordo com o princípio de separação, os OST (Operadores de Sistemas de Transmissão) e OSD (Operadores de Sistemas de Distribuição) não podem possuir ou controlar sistemas de geração. Portanto, de acordo com a diretiva europeia, os operadores de grade não podem possuir ou controlar um sistema de armazenamento. O mercado da eletricidade da UE envolve diferentes condições em cada país, o que dificulta um entendimento claro sobre o papel de deveres e direitos dos proprietários de armazenamento elétrico.

Restrições ao uso de instalações de armazenamento de eletricidade pelos operadores do sistema podem ser incluídas em situações em que esses operadores têm algum tipo de controle sobre eles trazendo incerteza sobre o investimento. Por fornecer conexão e acesso às redes, estes teriam interesse em prejudicar outros operadores de armazenamento em potencial para favorecer seus próprios projetos. Além disso, sendo responsáveis pela operação do sistema elétrico, os operadores de rede têm um melhor conhecimento do sistema elétrico, o que leva a assimetria de informação.

Muitas estruturas regulatórias nacionais, entretanto, não abordam se e sob quais condições os operadores de rede podem possuir e operar armazenamento. A existência de regras nacionais claras sobre o possível papel dos operadores de rede no

armazenamento pode, como tal, ser considerada uma boa prática. Um exemplo de uma referência explícita ao possível envolvimento dos operadores de rede é a Hungria, onde a propriedade e a operação de armazenamento são permitidas para OSDs, mas limitado a uma certa capacidade (0,5 MW).

2.11.1.4 Padronização e permissão

A maioria dos Estados-Membros não possuem regras de licenciamento específicas aplicáveis ao armazenamento para construção ou operação, como por exemplo, abordagem de características técnicas e impacto no meio ambiente, segurança, riscos de incêndio, saúde pública e paisagem. Normalmente, quando não há regras específicas, o armazenamento está enquadrado na estrutura padrão que podem gerar atrasos.

Atualmente, poucos Estados-Membros introduziram normas obrigatórias para a instalação das diferentes tecnologias. Apenas algumas tecnologias estão incluídas nas estruturas normativas nacionais. O transporte e o armazenamento de pilhas são aparentemente pouco tratados pelos Estados-Membros, mas alguns deles estão a considerar o alargamento do seu quadro normativo considerando estas questões. A transposição da Diretiva 2013/56 / UE, que altera a Diretiva 2006/66 referente a a pilhas e resíduos de acumuladores. No entanto, a Diretiva não aborda a questão da utilização das baterias recondicionadas, por exemplo, usando baterias de veículos em aplicações estacionárias, o que pode ser considerado um problema.

A falta de legislação própria pode causar inadequações do quadro legal padrão para projetos de armazenamento. A falta de regras específicas não é considerada a priori como uma barreira principal para a implantação de armazenamento, mas pode, em alguns casos, retardar o processo de licenciamento. Possuindo regulamentação específica, o processo de licenciamento deve ser agilizado, garantindo uma coordenação adequada entre todas as administrações envolvidas.

2.11.1.5 Preços de eletricidade

Um dos pontos principais da recente consulta aberta sobre o novo desenho do mercado da energia lançada pela Comissão Europeia é a questão do preço da eletricidade. Ainda em 2018, os preços fixos da eletricidade ainda era

predominantemente disponível na maioria dos Estados-Membros, enquanto as ofertas dinâmicas de preços ao consumidor final estavam disponíveis em apenas 7 Estados-Membros.

Uma abordagem alternativa para atender a oferta e procura de eletricidade - envolve a redução da demanda de eletricidade em tempos de escassez. Isso depende de mercados de eletricidade que incentivam a procura flexível por preços variáveis no tempo (também conhecido como preço de escassez)(Eid et al., 2016). O preço de escassez é um mecanismo regulatório utilizado pelos mercados elétricos para estabelecer um preço máximo de mercado suficientemente alto durante os períodos de baixa confiabilidade do sistema, antes que o consumo não seja coberto por falta de abastecimento (Llanos-Perez & Hinestroza-Olascuaga, 2016).

Com a implantação de medidores inteligentes (explicado mais adiante) na EU, permitirá que a maioria dos clientes finais tenha acesso a preços dinâmicos. Conforme discutido na avaliação das políticas atuais, há uma necessidade de maior disponibilidade de ofertas de preços variáveis para clientes finais na UE, a fim de fornecer sinais de preços adequados para resposta à demanda e armazenamento local. O impacto desta disposição dependerá da atratividade do armazenamento a clientes ativos para gestão de carga, autoconsumo e participação nos mercados de eletricidade.

2.11.1.6 Mercado grossista de energia e mecanismos de capacidade

O armazenamento pode fornecer um valor significativo para os mercados de energia e mecanismos de capacidade, mas sua participação efetiva é fortemente influenciada pelas características técnicas das várias tecnologias de armazenamento, especialmente em relação às taxas de energia e capacidade de descarga, bem como a taxa de autodescarga.

Barreiras de mercado para armazenamento podem ser separadas entre barreiras à entrada e barreiras à participação. As barreiras à entrada incluem regras de mercado que não definem o armazenamento ou requisitos de capacidade nominal mínima. Já as barreiras à participação incluem parâmetros de projeto de mercado inadequados na qual a capacidade mínima está na ordem de *megawatts*.

A participação do armazenamento nos mercados grossistas de eletricidade está a ser abordada de forma adequada na maioria dos países da UE, mas requer mais

iniciativas em mercados menos desenvolvidos. Parâmetros específicos de projeto de mercado de energia ainda atuam como barreiras de participação ao armazenamento em alguns países, como lances mínimos e preços máximos. Embora tamanhos mínimos de lance de, por exemplo, 1 MW são comuns, podem frequentemente ser atendidos por meio da agregação de recursos, reduzindo efetivamente a barreira de participação para armazenamento.

Aspectos específicos do projeto, como os fatores de redução aplicados ao armazenamento, podem atuar como uma barreira, inclusive agrupando o armazenamento com outras tecnologias. Os Estados-Membros devem projetar cuidadosamente os mecanismos de capacidade para não discriminar, na prática, o armazenamento de outras tecnologias de menores capacidades. Exemplos de mecanismos de capacidade adequadamente concebidos nos Estados Unidos é um bom exemplo de diminuição de barreiras nesse sentido em que estabelece um requisito mínimo não exceda os 100kW para participação do mercado.

2.11.1.7 Serviços de sistema e o valor do armazenamento de energia

Os serviços de sistema e de gerenciamento de grade constituem um importante fluxo potencial de receita para armazenamento, que pode agregar muito valor a tais serviços, dada o gerenciamento de resposta rápida e modularidade das tecnologias de armazenamento. No entanto, a participação do armazenamento na prestação destes serviços é atualmente limitada em muitos Estados-Membros. Por não serem baseados no mercado, os usuários da rede são obrigados a servir tais serviços não são remunerados (ou apenas parcialmente). A participação em serviços de balanceamento é mais avançada, enquanto outros serviços de sistema apresentam maiores barreiras ao armazenamento.

No que diz respeito aos serviços de balanceamento, os mercados de reserva de reposição e contenção de frequência são mais frequentemente acessíveis ao armazenamento, em particular em tecnologias de centrais hidroelétricas reversíveis, enquanto as baterias ainda são raramente admitidas. Os serviços de sistema de não frequência compreendem, por exemplo, recursos de controle de tensão ou *black start*. Isso é em parte uma consequência do fato das estruturas regulatórias nacionais não definirem e abordarem o armazenamento de energia de maneira consistente.

Para estimar corretamente o valor real do armazenamento de energia é preciso levar em consideração outros importantes serviços de sistema. O mercado desigualmente equilibrado e a subestimação do valor dos serviços de sistema e de flexibilidade são um dos maiores obstáculos para esse seguimento.

2.11.1.8 Balanço e corte de energia

A Diretiva de Energias Renováveis exige aos Estados Membros da EU que estes forneçam prioritariamente energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia. Embora haja um grande incentivo, muitas vezes essa produção deve ser reduzida no intuito de assegurar a estabilidade e a segurança da rede em caso de congestionamento ou falta de acesso à transmissão, como também redução por excesso de geração durante períodos de baixa carga quando houver problemas de tensão.

Em rede de ilhas, esse tipo de ocorrência tende a ocorrer em áreas de alta produção de energia renovável. Um exemplo, é a República da Irlanda e a Irlanda do Norte que sofreram uma redução de cerca de 277GWh, de 4,1% do total produzido por energia eólica um aumento de cerca de 81GWh em comparação a 2013 (EirGrid and SONI, 2015). As restrições de produção de energia dependerão das condições legislativas de cada país e se deve ser garantida uma compensação financeira pelo corte aos produtores de fontes renováveis.

Nesse caminho, a Alemanha permite que os operadores de distribuição e transmissão de energia reduzam a produção de energias renováveis em caso de congestionamento da rede (Federal Republic of Germany, 2014). Plantas de cogeração acima de 100kW e geradores fotovoltaicos acima de 30kW podem ser reduzidas em operações normais, enquanto o restante pode ser reduzido em condição emergencial. Em caso de congestionamento da rede, 95% da renda perdida é garantida (Federal Republic of Germany, 2014). Já na França, nenhuma compensação financeira é garantida embora todas as usinas possam ser reduzidas para garantir a segurança da rede, enquanto usinas acima de 1MW podem ser reduzidas em situação de congestionamento na rede.

Compensar financeiramente por energia reduzida causa um desencorajamento para potenciais produtores de energias renováveis instalarem sistemas de armazenamento de energia. Ao reduzir a energia representa uma falha do sistema e um

desperdício de energia: as restrições da rede que naturalmente impedem que as energias renováveis tenham prioridade de despacho podem ser resolvidas com a implantação de um SAE. Armazenar eletricidade quando houver restrições no sistema e depois liberá-la posteriormente permite aumentar o número de fontes renováveis, garantindo segurança do sistema.

2.12 Sistema elétrico

Os sistemas atuais são compostos por geração, transmissão e distribuição. Para que a energia chegue até o ponto de consumo, esta carga percorre um longo caminho de encontro, geralmente oriundo de lugares distantes. Realizado de forma hierárquica, as centrais elétricas são normalmente alimentadas por grandes fontes de água, carvão ou por energia nuclear longe dos grandes centros urbanos. Após ser gerada, a transmissão é feita através de um transformador que aumenta a tensão elétrica para entre 130kV a 230kV, diminuindo a sua corrente a fim de reduzir as perdas por efeito joule. Este processo é chamado de transmissão primária. Nesta etapa, o sistema possui dois conjuntos de cabos trifásicos (3 fios e 3 fases) de grandes extensões para que em caso de interrupção por manutenção por exemplo, um dos conjuntos realize a transmissão.

A transmissão primária continua via torre de transmissão até as estações recetoras. Nas estações recetoras, o nível de tensão é reduzido para 22kV ou 33kV usando o transformador abaixador. Pode haver mais de uma estação recetora. Em seguida, no nível reduzido de 22kV ou 33kV, a energia é transmitida para várias subestações usando um sistema de fios trifásicos de 3 fases. Os condutores usados para a transmissão secundária são chamados de alimentadores.

Assim que chegam a zonas de distribuição, essas são divididas em duas: primárias e secundárias. Na distribuição primária a carga segue às subestações nas quais a tensão de transmissão secundária passa de 22kV-33kV para 3,3kV-11kV. A energia é conduzida nessa tensão por linhas aéreas e abastece grandes consumidores como indústrias. Os grandes consumidores instalam sua própria subestação a fim de diminuir a tensão 380V a 400V para utilização da energia elétrica em sistema trifásico.

A energia elétrica oriunda das linhas de distribuição primária que não foram entregue às grandes indústrias citadas passam distribuição secundária que se desloca

em tensões altas por várias subestações chamadas subestações de distribuição. Nessas subestações, a tensão é reduzida para 380V a 400V e a energia é distribuída por um sistema trifásico de 4 fios (3 fases e 1 neutro). Após isso, está ainda passa por transformadores de pequeno porte que reduzem ainda mais a tensão elétrica para 120V e 240V que chegará nas residências, comércios e indústrias por meio de extensões responsáveis pela distribuição final da energia (Baksh & Baksh, 2009). O esquema abaixo representa de toda a composição do sistema elétrico e seus caminhos.

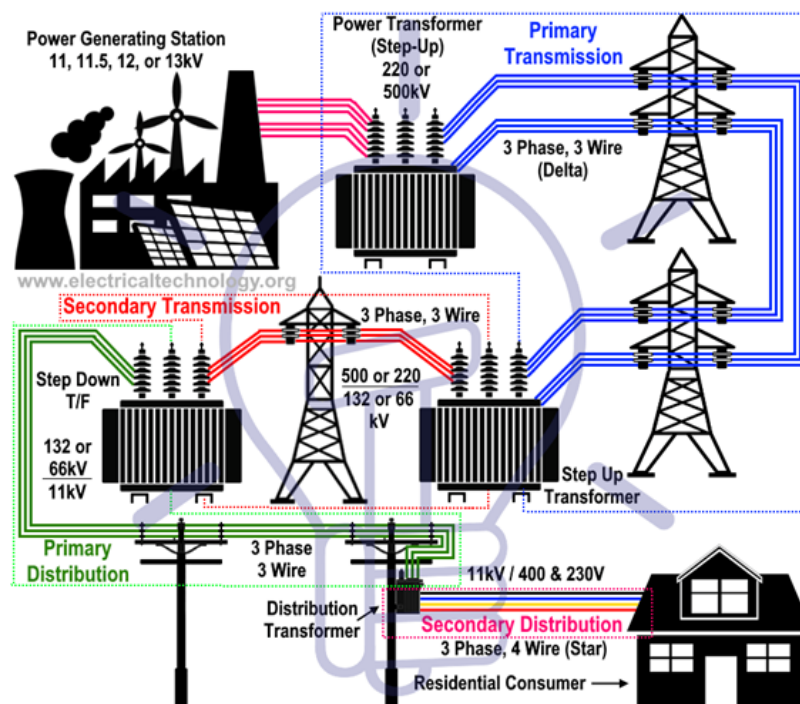


Figura 24- Esquema do sistema elétrico convencional (Electrical Technology, 2020)

2.12.1 Perdas

A eletricidade é percorrida através de redes extensas desde grandes usinas aos consumidores, sendo sua transmissão por longas distâncias criando perdas de energia. Essas perdas podem ser classificadas em dois tipos: as técnicas e as comerciais. As perdas técnicas resultam da transição do ativo energia para energia reativa na rede de distribuição durante o processo de fornecimento que podem ser inevitáveis. A quantidade de perdas técnicas depende de características das instalações existentes e seu modo de operação. A maior parte das perdas de energia vem do efeito *Joule* (perdida como calor) em transformadores e cabos de transmissão, além de suprimentos

auxiliares necessários para a operação de estações transformadoras ou sistemas automáticos de rede que são a causa de parasitas consumo.

As perdas comerciais são causadas como resultado do fator humano e são como resultado de vários fatores administrativos como energia elétrica não mensurada, conexões ilegais, atrasos na instalação do medidor, aparelhos de medição adulterados, medidores com defeitos, conexões incorreta, equipamento de medição não adaptado, consumidor não registrado, erros na leitura do medidor. As perdas comerciais são evitáveis (Dugolli & Kopacek, 2010). Considerando as principais partes de uma rede típica de transmissão e distribuição, os valores médios das perdas de energia nas diferentes etapas (International Electrotechnical Commission, 2011):

- 1-2% - Transformador de avanço do gerador para a linha de transmissão
- 2-4% - Linha de transmissão
- 1-2% - Transformador abaixador da linha de transmissão para a rede de distribuição
- 4-6% - Transformadores e cabos de rede de distribuição
- As perdas globais entre a usina e os consumidores estão na faixa de 8 a 15%.

Obs. As perdas globais se referem a energia entregue pela usina até seu ponto final de distribuição.

2.12.2 Redes inteligentes

A crescente procura por energia elétrica aliada a necessidade de maior confiabilidade e eficiência do sistema elétrico continuam a destacar a necessidade de modernização da rede. Numa forma de tornar as redes de energia com menos perdas, surgiu o conceito de rede inteligente ou o termo em inglês *smart grids*. Através da Geração Distribuída (GD), na qual os consumidores (independentes da fonte, tecnologia ou potência) estejam próximos da geração de energia elétrica (O. Johnson, Daniel , Petinrin, J. O, F. Oyelekan, 2013). Além disso, o conceito abrange à adaptação de oferta e procura de energia através do uso de equipamentos de medida, controle e comando que gerenciam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas para que estas se ajustem à oferta de energia (O. Johnson, Daniel , Petinrin, J. O, F. Oyelekan, 2013) .

Viabilizar a entrada de novos fornecedores na rede, otimizar a geração, transmissão, distribuição e consumo de energia são os principais objetivos das redes elétricas inteligentes. Ao fazer uso extensivo da tecnologia da informação, as redes inteligentes têm o foco em trazer expressivas melhoras em monitoramento, gestão e qualidade da energia ofertada, e assim, detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede automaticamente (Singer, 2009). As *smart grids* obtêm três divisões que a caracteriza: a divisão de energia, a de comunicação e de tecnologia da informação. O que a torna inteligente é a operação das informações de todo o processo como um todo e não pontualmente com grande intensidade das divisões de comunicação e tecnologia da informação (Kranz & Picot, 2011).

A transmissão nas redes inteligentes é desenvolvida por sistemas de monitoração, controle e proteção sistêmicos chamados de *Wide Area Monitoring* (WAM) na qual coletam informações da rede em tempo real através de dispositivos chamados de *Phasor Measurement Unit* (PMU) (Phadke et al., 2016). Estes dispositivos são usados para estimar a magnitude e o ângulo de fase de uma quantidade de fasor elétrico (como tensão ou corrente) na rede elétrica, usando uma fonte de tempo comum para sincronização. A sincronização de tempo geralmente é fornecida pelo GPS (*Global Position Systems*) e permite medições sincronizadas em tempo real de vários pontos remotos na grade (Al-Hammouri et al., 2012).

Essas medições sincronizadas com o tempo são importantes porque, se a oferta e a procura da rede não forem perfeitamente compatíveis, os desequilíbrios de frequência podem causar estresse na rede, o que pode causar falta de energia. As PMUs podem realizar cerca de 30 a 60 medições por segundo ao contrário dos tradicionais equipamentos de medida como o SCADA, além de medir a frequência da rede elétrica auxiliando na análise dos eventos com maior precisão (H. Chow, 2020).

A principal área de aplicação na distribuição é a substituição dos antigos medidores eletromecânicos por medidores eletrônicos na qual adicionam novas funcionalidades, constituindo-se em um *Smart Meter* ou medidor inteligente. O termo *Smart Meter* geralmente se refere a um medidor de eletricidade, mas também pode significar um dispositivo que mede o consumo de gás ou água natural. Os medidores inteligentes geralmente registam energia quase em tempo real e relatam regularmente intervalos curtos ao longo do dia. Dessa forma, o consumidor obtém maior clareza de

informações do comportamento do consumo e os fornecedores de eletricidade para monitoramento do sistema

Os medidores inteligentes permitem a comunicação bidirecional entre o medidor e o sistema central diferentemente dos medidores mono-direcionais existentes. O consumidor ativo torna-se viável pela introdução dos medidores inteligentes e pelo sistema AMI (*Advanced Metering Infrastructure*). Estes dois elementos são responsáveis por medir, coletar e analisar o uso de energia e se comunicam com dispositivos de medição automáticos mediante solicitação ou em um cronograma. Esses sistemas incluem hardware, software, comunicações, monitores e controladores de energia do consumidor, sistemas associados ao cliente, software de gerenciamento de dados de medidores e sistemas comerciais de fornecedores (Koponen & Rochas, 2008).

Assim, ambos os interessados (fornecedores e consumidores) conseguem obter informações de diversos objetivos, como preços de energia com base no tempo, conexões ou desconexões de serviços remotos ou ações de resposta à procura por energia que geram eficiência técnico-econômica através da medição bidirecional. As diferenças entre a rede tradicional e o inteligente são apresentadas pela figura 25 que representa uma breve comparação entre redes tradicionais de energia com o conceito de redes modernas.

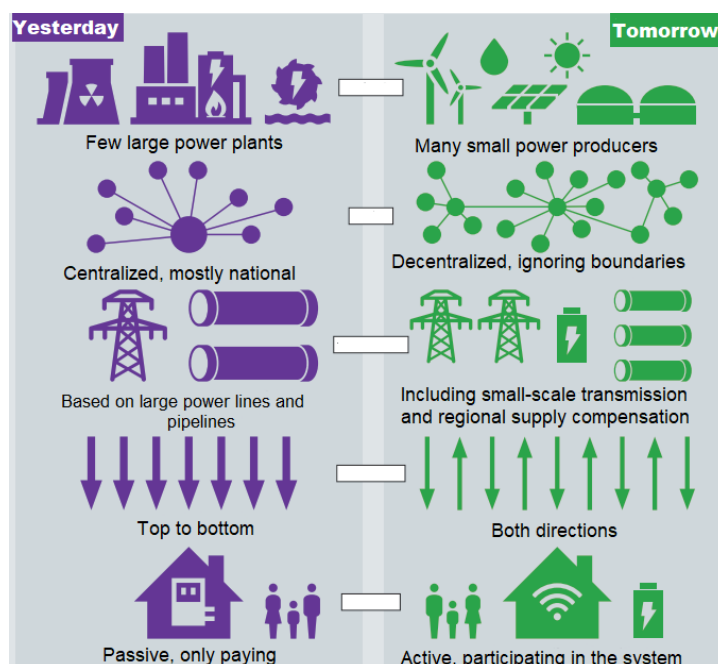


Figura 25- Comparativo entre redes tradicionais e modernas de energia (“Energy Atlas,” 2018)

2.12.3 Prosumers e tecnologia V2G

As redes inteligentes também trazem um outro elemento chamado “*Prosumers*”, um termo em inglês que denota consumidores que já instalaram equipamentos de geração de energia renovável em suas casas, compraram um veículo elétrico ou contam com termostatos avançados que ajudam a controlar o consumo de energia. Nesse contexto, a tecnologia V2G (*Vehicle-to-grid*) aparece como mais uma opção de controle da rede.

O princípio, é utilizar o banco de baterias de um veículo elétrico (VE) como uma unidade de armazenamento para a rede elétrica. Desse modo, um sistema de recarga inteligente prioriza a recarga das baterias durante períodos de excesso de geração de energia (por exemplo, em abundante geração de fontes solares) e, posteriormente, utilizar parte da carga armazenada para abastecer a rede elétrica em períodos de excesso de procura (Joseph et al., 2019).

Uma aplicação importante da tecnologia V2G na modulação da frequência da rede. Nas condições de sobrecarga de uma rede, toda a frequência da rede diminui, o que leva a uma redução na qualidade da energia da rede. Se a rede não puder gerenciar a energia adicional necessária, essa perturbação de frequência será mantida na rede. No conceito V2G, a bateria VE é conectada à rede em condições estacionárias. Portanto, durante o período sobrecarregado, a carga excedente acumulada de vários veículos

pode compensar essa condição, modulando assim a frequência para o valores nominais e a qualidade da energia da rede pode ser mantida.

Os VEs são conectados ao grid através de uma estações de recarga (ou *Charge Stations*, CS) que possui equipamento de suprimento (ou *Electric Vehicle Supply Equipment*, EVSE). O sistema de gestão de estações de recarga (ou *Charging Station Management System*, CSMS) que controla as recargas de forma centralizada. A comunicação é feita através de protocolos como o ISO15118 por meio do OCPP (*Open Charge Point Protocol*), que possibilita a comunicação entre sistema central e estações de recarga.

O fluxo de energia entre o veículo e a estação de recarga deve ser bidirecional, de modo que as baterias do veículo possam abastecer ou obter energia. Para isso é necessário que todos os elementos envolvidos nesse processo, assim como os protocolos de comunicação, ofereçam apoio para esse regime de fluxo. Os fabricantes de veículos elétricos, estações de recarga e versões mais recentes dos protocolos de comunicação (como o OCPP e o ISO15118) também já oferecem reforços de implementação a essa tecnologia.

2.13 Simulação em tempo real

A simulação de sistemas elétricos de potência desempenha um papel estratégico no planejamento e operação destes sistemas, tal como em projeto dos equipamentos que os formam. Operadores da rede, fabricantes de equipamentos, pesquisadores, entre outros, utilizam um amplo portfólio de ferramentas de simulação para realizar estudos que permitam apurar os impactos provocados pela conexão de um novo subsistema na rede ou pelo ajuste nos parâmetros dos equipamentos existentes, de forma a garantir que a confiabilidade e eficiência do sistema elétrico não seja prejudicada.

Conforme a implementação de redes distribuídas vem sendo adotadas a uma nova estrutura para redes mais modernas de energia, muito se faz necessário a verificação desta união analisando seus benefícios e também possíveis impactos. Assim, testes e simulações em tempo real do comportamento destes sistemas representam uma grande importância para determinar a sua viabilidade técnica e econômica. Há diversas

métodos a serem empregadas a fim de garantir o máximo de autenticidade em um cenário de funcionamento real. Usualmente, existem três abordagens básicas aplicadas. Estas podem ser distinguidas como:

1. Prototipagem de controle rápido: é um controle método de design onde o teste de um novo controlador é feito primeiro no ambiente de simulação. Os modelos de simulação são então convertido com ajuda de geração automática de código para um controlador de protótipo que pode ser usado em testes de campo. Esta abordagem é utilizada principalmente quando se deseja testar algoritmos de controle diretamente na planta física.
2. *Software-in-the-loop*: é usado para descrever uma metodologia de teste onde o código executável, como algoritmos (ou mesmo uma estratégia de controlador inteira), geralmente escrito para um sistema mecatrônico específico, é testado dentro um ambiente de modelagem que pode ajudar a provar ou testar um software. Este método geralmente é usado quando não há viabilidade financeira para aquisição de hardware.
3. *Hardware-in-the-loop* (HIL): Na simulação HIL, é possível usar um computador em tempo real como uma representação virtual do modelo da planta a ser testada e uma versão real do seu controlador. O computador desktop (hardware de desenvolvimento) contém o modelo com capacidade em tempo real do controlador e da planta. O processador em tempo real (hardware alvo) contém o código para o sistema físico que é gerado a partir do modo da planta. Em uma analogia, é possível afirmar que uma parte do sistema, é simulada numericamente (*software*) e outra parte, que forma o objeto real do estudo, é incorporada fisicamente (*hardware*). Uma vez apresentado essas metodologias, o foco deste trabalho será a simulação do tipo hardware-in-the-loop.

A simulação *Hardware-in-the-loop* (HIL) é uma técnica quem vem sendo implementada de forma recente. Na década de 90, as pesquisas de engenharia veio a utilizar com mais frequência, amparado pelo amplo desenvolvimento de sistemas computacionais que possuem capacidade de processar grande quantidade de informação em um intervalo pequeno de tempo. Na literatura este tipo de simulação também pode aparecer sendo chamada como *Real Time Control Application*. Nos

últimos anos, o HIL para sistemas de energia tem sido usado para verificar a estabilidade, operação e tolerância a falhas de redes elétricas de grande escala.

As plataformas de processamento em tempo real da geração atual têm a capacidade de compor sistemas de energia em escala de grandes tamanhos em tempo real. Isso inclui sistemas com mais de 10.000 barramentos com geradores associados, cargas, dispositivos de correção de fator de potência e interconexões de rede (Al-Hammouri et al., 2012). Esses tipos de plataformas de simulação permitem a avaliação e teste de sistemas de energia em grande escala em um ambiente emulado realista. Além disso, o HIL para sistemas de energia tem sido usado para observar a integração de prosumers, sistemas SCADA de próxima geração e unidades de gerenciamento de energia.

Os benefícios de se utilizar a técnica hardware-in-the-loop é a possibilidade de elaborar produtos com melhor produtividade, custos e melhor qualidade. Também apresentam a vantagem de otimizar a interação entre modelos simulados e protótipos físicos, e por fim a vantagem de captar e antecipar possíveis falhas no projeto antes da sua real implementação. Os recursos computacionais necessários para utilização dessa técnica podem ser apontados como desvantagem, pois este recurso pode ser dispendioso.

A simulação HIL pode ser aplicada a diversos sistemas e vem sendo utilizada em diversos segmentos de atuação como em eletrônica de potência, microrredes e redes de distribuição, bem como, indústria aeroespacial, química, de produção e robótica. A seguir serão apresentados alguns trabalhos e estudos que aplicaram essa técnica. Atualmente existem várias empresas que oferecem soluções que realizam hardware-in-the-loop (HIL), como por exemplo: dSPACE®, National Instruments® (NI), Altera®, Typhoon Hil® e OpalRT® que desenvolvem softwares e hardwares dedicados.

O estudo feito por (Abrishambaf et al., 2016) demonstram o uso bem sucedido deste método. A observação se deu através da avaliação de perfis reais e responder a eles na simulação usando cargas e geração eólica. Uma vez que o OPAL-RT® funciona em tempo real, foi possível integrar o mundo virtual e o mundo real sem quaisquer perdas. O foco é dado ao controle dos recursos em cada consumo desejado e exigência de geração. Os estudos de caso usam um perfil de consumo real de uma casa residencial, pequeno

comércio e um perfil real de uma turbina eólica em escala doméstica. O uso de cargas reais ofereceu uma simulação mais confiável. É estabelecido métodos de controle de dispositivos de hardware que permitem que cargas reais sejam integradas como cargas de hardware-in-the-loop (HIL) para simulação.

(Faria et al., 2016) apresentaram a simulação em tempo real de uma local microrrede que usa vários recursos reais como o hardware-in-the loop (HIL) simulador OPAL-RT®. A microrrede local inclui uma área residencial Rede (HAN), que é a rede elétrica de um casa residencial equipada com uma turbina eólica em escala doméstica como uma unidade de microgeração e uma área de vizinhança Rede (NAN), que se refere à rede elétrica de um pequeno escritório que é vizinho do HAN. O sistema proposto demonstra os benefícios de montagem de recursos renováveis em escala doméstica, como sistemas fotovoltaicos ou turbinas eólicas. Através de simulações, foram observadas o consumo e geração desta microrrede local.

(Vale et al., 2018) apresentaram o estudo sobre com pequenos produtores de energia relacionados a programas de integração a rede distribuída. Como este programa possui um mínimo de capacidade para interagir a programas de rede distribuída devido barreira regulatória, foi realizado testes e simulações de como a rede se comportaria se tais produtores participassem testando a sua viabilidade. O documento representa uma simulação em tempo real de um provedor de serviços de restrição incluindo 220 pequenos consumidores e 68 gerações distribuídas. Nos estudos de caso, as reações de dois pequenos e médios prosumers são pesquisadas com base em diferentes decisões verificando sua viabilidade de participação.

(Faria et al., 2017) demonstram uma plataforma de suporte à simulação em tempo real de uma microrrede conectada a uma rede de distribuição maior. A plataforma implementada permite usar tanto centralizado quanto gestão de recursos de energia distribuída. Usando um modelo de otimização para o recurso energético e operação, um operador de energia virtual gerencia todos os recursos disponíveis. Então, a plataforma de simulação permite validar tecnicamente a implementação real da redução da exigência solicitada no escopo dos programas de resposta à procura. O estudo de caso tem 220 consumidores e 68 distribuídos geradores. Ele demonstra o

impacto dos eventos de resposta à procura, também realizando recursos gestão na presença de falta de energia utilizando simuladores em tempo real.

(Fernandes et al., 2013) demonstram como é possível gerir a energia dos consumidores domésticos, com medidor inteligente é importante para se comunicar com a rede inteligente sistema distribuída. Os sistemas de gestão de energia permitem otimizar a operação das usinas e o uso da capacidade da rede, e apoiar o uso de sistemas renováveis em tempo real. Os estudos de otimização de DR em um sistema Smart Home são realizada visando a gestão do consumo de energia do ponto de vista das cargas domésticas. A metodologia do sistema SHIM é realizado em um tempo real atualizado o simulador desenvolvido pela OPAL technologies, e os resultados obtidos são comparados com a versão anterior do SHIM em sistema SCADA.

Desta forma, é possível verificar que vários estudos de validação são utilizados a técnica de simulação *hardware- in-the-loop* de maneira bem sucedida em forma de validar muitas teses e ajudar a expandir a utilização de sistemas de armazenamento, bem como, a redução de barreiras técnico-econômicas de sistemas mais eficientes de energia provando cientificamente a sua viabilidade. A importância do uso de simuladores fiáveis é de real importância para o desenvolvimento e expansão de sistemas mais inteligentes da rede elétrica moderna.

DESCRIÇÃO DO TRABALHO

3.1 TYPHOON HIL 600

3.2 CONTROLADOR DE SINAL DIGITAL

3. DESCRIÇÃO DO TRABALHO

A motivação desta dissertação diz respeito ao uso ótimo de um sistema de armazenamento para os serviços de auxílio à rede, e considera os objetivos específicos da dissertação a seleção eficiente de um dispositivo de armazenamento considerando suas características tecnológicas, de custos, impactos e barreiras regulamentais; e como o armazenamento de energia se enquadra na modernização da rede. Para atingir esse fim, este documento divide-se em duas etapas: teórica e experimental.

Assim, para se determinar o comportamento do uso de dispositivos de armazenamento de energia em comunhão com a rede é utilizado simuladores para caracterizar as formas de onda e evidenciar o quanto as configurações de produção independente podem se integrar de maneira harmoniosa com a rede. Para o estudo do comportamento, foi utilizado o simulador Typhoon Hil 600 usando um controlador de sinal digital Texas Instrument F28335.

3.1 Typhoon HIL 600

O *Typhoon Hil* é um simulador de pesquisa científica e um pacote de *Hardware In Loop* para teste em tempo real dos sistemas de energia. Com recursos avançados, ele pode simular a condição precisa com os padrões da indústria sendo configurados em vários modos onde o usuário pode definir o tempo de acordo com a dinâmica da planta. Se a dinâmica varia rapidamente, este simulador consegue analisar em etapas de apenas 1 microssegundo.

Assim, como um simulador de eletrônica de potência em tempo real é uma ferramenta ideal para desenvolvimento, teste, otimização e garantia de qualidade de conversores conectados à rede (ou seja, energia fotovoltaica, eólica, filtro ativo), conversores automotivos, propulsão elétrica drives, micro-redes e automação industrial. Desse modo, é possível construir modelos e realizar testes em diversos cenários, em quatro passos:

- Passo 1. Definir o modelo do conversor no editor de esquemático e compilar o circuito a ser estudado.
- Passo 2. Executar o modelo da simulação alternando contadores, máquinas de carga, etc.

- Passo 3. Capturar os sinais, ampliar e explorar as formas de onda em torno de eventos críticos.
- Passo 4. Automatizar as etapas 1 a 3 por meio de scripts de teste *Python* e deixar o emulador testar de forma abrangente o controlador 24 horas por dia.



Figura 26- Simulador Typhoon Hil 600

3.2 CONTROLADORES DE SINAL DIGITAL

Microcontroladores são chips integrados que contêm um núcleo de processador, memória, interface de comunicação e periféricos como entradas e saídas analógicas ou digitais. Integrando esses elementos em um chip único possui vantagens como economia de espaço, menor consumo de energia e maior confiabilidade, que tornam os microcontroladores uma boa solução para sistemas embarcados. Por outro lado, um *Digital Signal Processor* (DSP) é um microprocessador dentro da arquitetura especializada em operar com processamento de sinal digital e rápida capacidade de operação. Hoje em dia ambos microcontroladores e DSP podem compartilhar algumas características. Portanto, um controlador de sinal digital (DSC) pode ser descrito como uma combinação de um microcontrolador e um DSP. Para as simulações, foi usado um Texas Instrument DSC. O modelo concreto será o TMS320F28335 da série Delfino, conforme a figura 27.

As vantagens do DSC os tornam uma solução excelente para uma ampla gama de aplicações, como como controle de motor, conversão de potência avançada e aplicações sensíveis à potência. O teste realizado no laboratório é representado pela figura 28

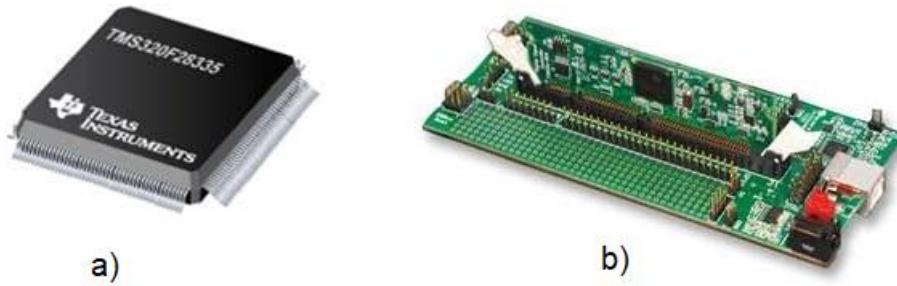
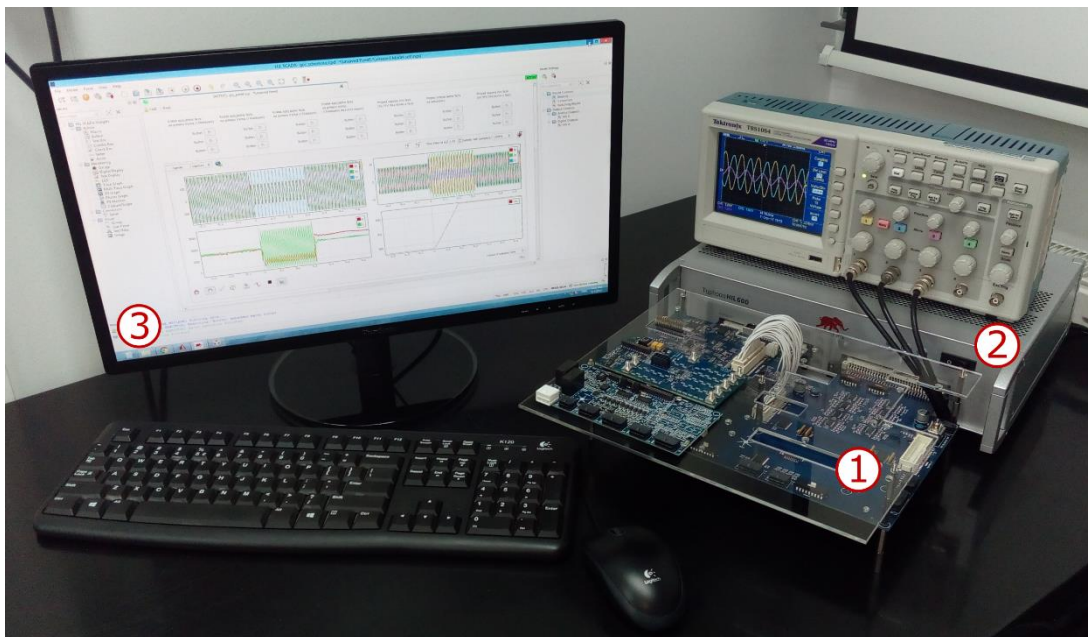


Figura 27-Controlador Texas Instrument

Figura 28- O emulador Typhoon HIL a realizar simulação em laboratório



DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

4.1 ESTUDO DE CASO 1

4.2 ESTUDO DE CASO 2

4 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

O objetivo deste capítulo é apresentar dois casos de estudo, através de apresentação de resultados de simulação obtidos através de viabilidade técnica. Por meio destes resultados retiram-se conclusões acerca do comportamento de duas configurações típicas de produção fotovoltaica com o uso de armazenamento de energia.

Os resultados foram obtidos através da implementação de simulação apresentados no simulador *Typhoon HIL 600* programa que permitiu efetuar os seguintes estudos: Analisar os efeitos de injeção de potência na rede elétrica; Avaliar as soluções encontradas de auxílio à rede; Estudar o impacto que o armazenamento de energia tem na rede elétrica.

4.1 Estudo de caso 1

No intuito de verificar o comportamento da rede em um sistema bidirecional, foi simulado um sistema onde pode receber energia da rede, bem como, alimentá-la através da produção fotovoltaica unida a sistema de bateria. A bateria que funciona em paralelo com a produção solar, sendo que seu fluxo de energia é controlada através do conversor de ponte ativo duplo. O sistema PV (*Photovoltaic*) é controlado usando o conversor boost.

A potência cumulativa (potência trocada com a rede) é encaminhada à rede usando o inversor de tensão trifásico de dois níveis. Assim, a energia da rede pode seguir alimentando a bateria, bem como, o sistema fotovoltaico e ou bateria podem fornecer à rede. A tipologia do circuito simulado é apresentado através da figura 29.

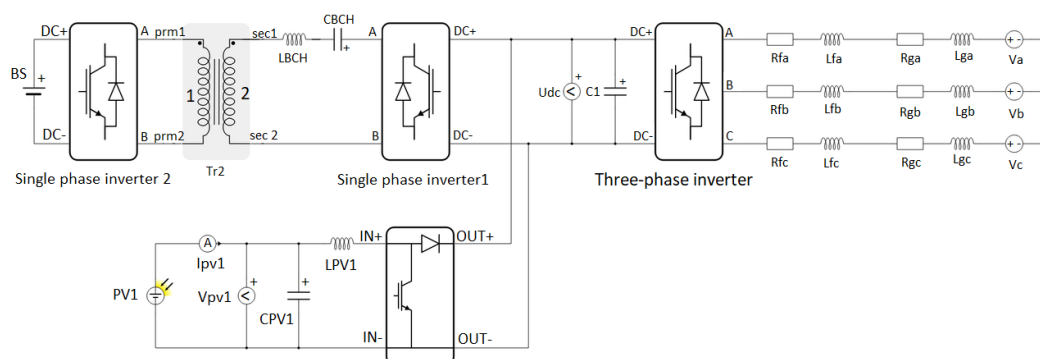


Figura 29- Estudo de caso 1

Assim, a função dos elementos deste circuito são:

- **Placas fotovoltaicas representado por PV1**- Possui a função de produzir energia através da energia solar, possuindo um medidor de corrente em série Ipv1 e um medidor de tensão em paralelo Vpv1.
- **Conversor boost 1** - é um conversor CC-CC que aumenta a tensão (enquanto diminui a corrente) de sua entrada (alimentação) para sua saída (carga). É uma classe de fonte de alimentação comutada contendo dois semicondutores (um diodo e um transistor). Acompanhado de dois elementos de armazenamento de energia como um condensador CPV1 e um indutor LPV1 estes funcionam como filtro de alimentação a fim de reduzir o ripple de tensão à entrada do conversor.
- **Transformador Tr2**- Possui a função de diminuir a tensão oriunda da rede ou da produção PV1, para alimentar a bateria com as tensões desejáveis a esta.
- **Single phase inverter 2**- controla a corrente de entrada na bateria
- **Single phase inverter 1**- controla a tensão oriunda da rede ou da produção fotovoltaica.
- **Three phase inverter**- é responsável pela conversão da energia contínua à sua entrada em energia alternada a ser injetada na rede. O condensador C1 filtra a componente de tremor da corrente de entrada do inversor trifásico.

O sistema proposto é simulado e implementado em um sistema de energia simples com base na configuração proposta. A linha de fonte para linha de tensão é 380 V com uma frequência de 60 Hz, a carga é assumida como um retificador baseado em tiristor que alimenta uma carga resistiva-indutiva e uma carga linear.

As simulações são feitas em tensão de alimentação equilibrada e senoidal com diferentes eventos para provar a capacidade do sistema proposto em auxiliar a rede. A indutância do transformador de acoplamento é 1mH e o a frequência de comutação do proposta é escolhida igual a Fcomutação = 10kHz. Os parâmetros usados na simulação são fornecido na tabela 9.

Tabela 9- Parâmetros de teste do estudo de caso 1

Parâmetros	Valores
------------	---------

Capacidade da bateria	7.5 kWh
DC-link condensador	1100 F
Filtro indutor	= 4.8 mH, = 4.3 F
Frequência de comutação	DC/DC Converters: = 20 kHz
Frequência de comutação	DC/AC Converters: = 10 kHz
DC-link voltage	= 400 V
Tensão nominal da rede	= 230 V
Frequência nominal da rede	= 50 Hz
Filtros de saída RL	20 Ω; 0.1mH ; 2.7μF
Potência sistema PV	2kW
Condensador	2.7mF
Transformador	1mH

4.2 Estudo de caso 2

Para constatar como um sistema *grid-tie* se comporta, foi simulado outro sistema típico de produção de microrrede, onde o sistema fotovoltaico PV produz energia e esta passa por um sistema de inversores CC-CA energia convertida em corrente alternada pode alimentar as duas cargas *Load1* e *Load2*, bem como, a rede elétrica. Além disso, o sistema solar fotovoltaico pode alimentar a bateria convertendo a sua corrente alternada em corrente contínua quando esta caminha para o sistema *battery inverter*, representado pelo esquema da figura 30.

Assim, quando a produção de fotovoltaica está em alta produção, pode carregar a bateria e as cargas, como também injetar energia na rede. Do mesmo modo, a rede pode abastecer as cargas, bem como, carregar a bateria. Neste caso, a bateria funciona como um *backup* a fim de manter o sistema o mais independente possível da rede.

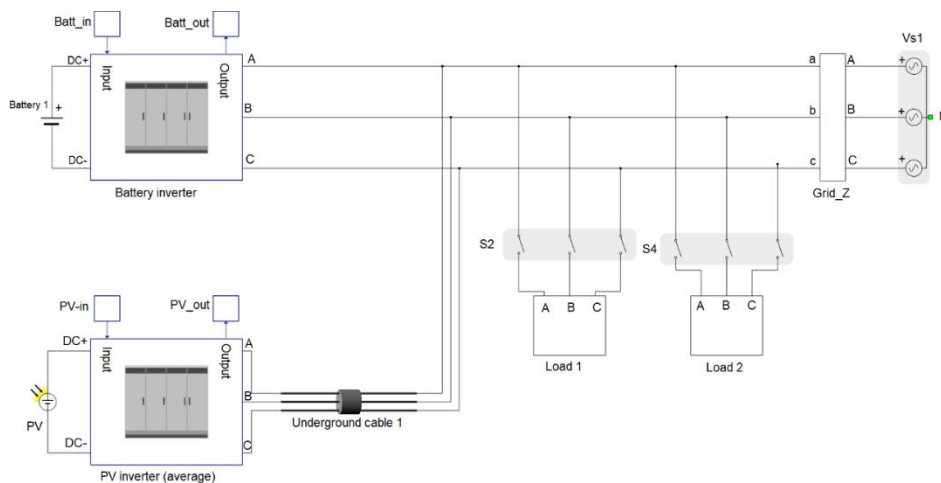


Figura 30 Estudo de caso 2

Tabela 10- Parâmetros de teste do estudo de caso 2

Parâmetros	Valores
Capacidade da bateria	7.5 kWh
Tensão nominal da rede	380 V
Frequência nominal da rede	50 Hz
Filtros de saída RL	20 Ω ; 0.1mH ; 2.7 μ F
Potência sistema PV	2,5kW
Condensador	2.7mF

RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 1

5.2 RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 2

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados, através de simulações, os resultados mais relevantes desta dissertação. Para tal, serão descritos vários cenários de simulação que validam os modelos e, conseqüentemente, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Serão apresentadas inicialmente as curvas apresentadas na simulação do estudo de caso 1 e seu impacto durante os intervalos de tempo. No estudo de caso 2, é apresentado quatro cenários das simulação das tensões, correntes e potências envolvendo o sistema fotovoltaico em questão juntamente com as devidas discussões referentes aos resultados obtidos.

5.1 Resultados do estudo de caso 1

Na figura 31 observa-se a forma de onda que representa a potência entregue ao sistema fotovoltaico em função das variações de carregamento definidas em três cenários com períodos de tempo distintos:

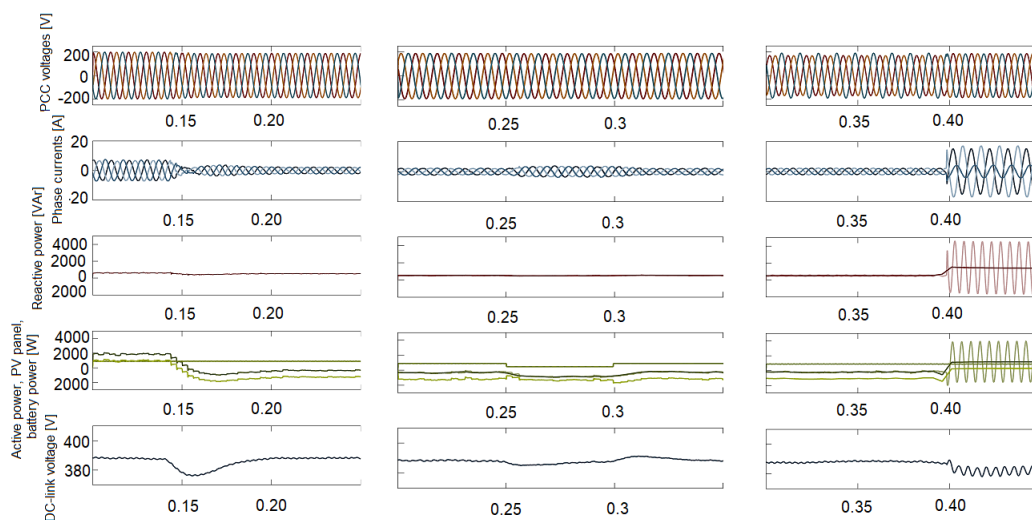


Figura 31- Resultados do estudo de caso 1- todos os cenários

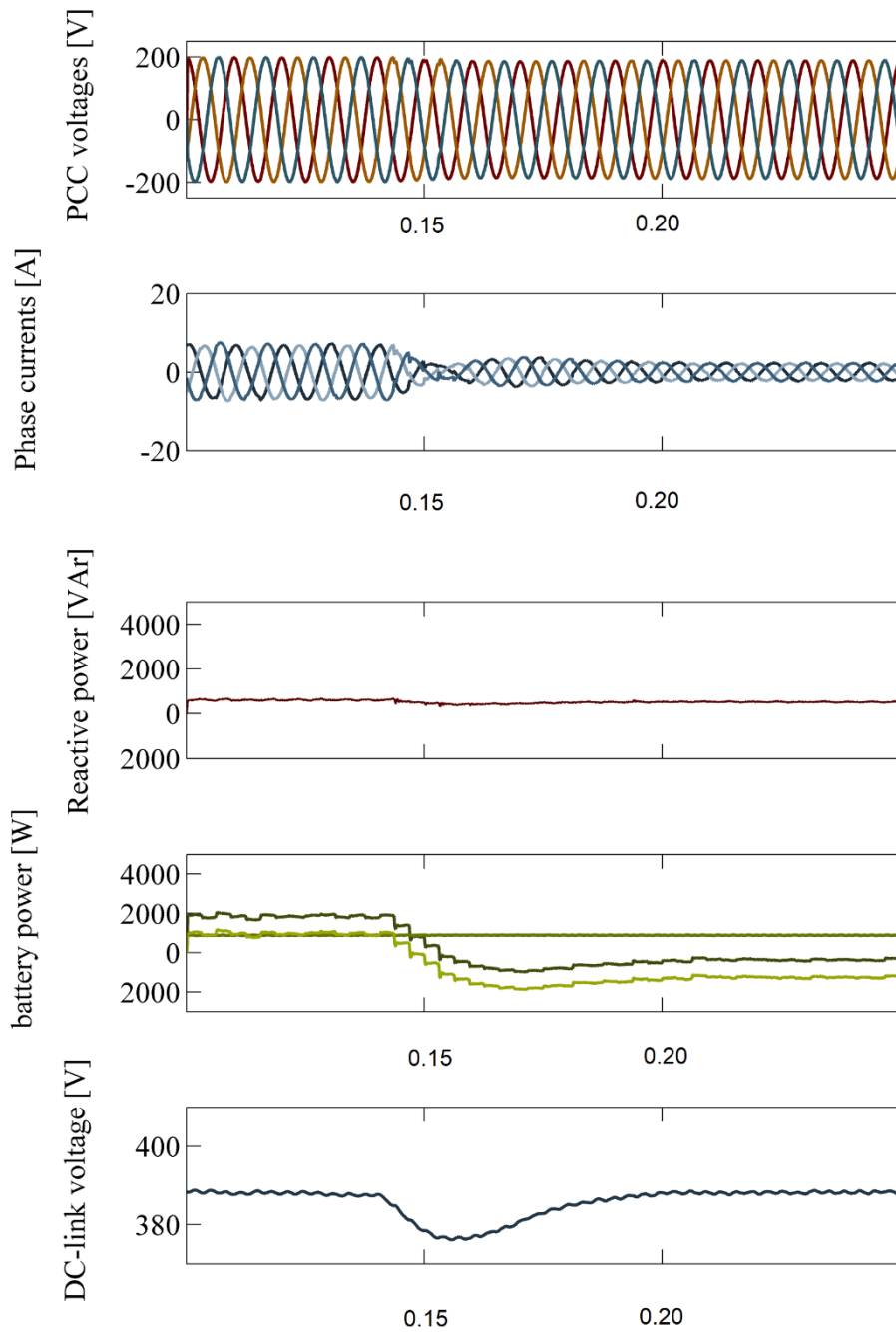


Figura 32- Resultados do estudo de caso 1 - cenário 1

No primeiro intervalo de 0 a 0.15 segundo demonstrado pela figura 32, mostra a bateria sendo carregada através da rede elétrica. A corrente trifásica se encontra com 10A. Já no segundo intervalo de 0.15 a 0.20 segundo, a bateria para de consumir energia da rede elétrica. Logo a corrente reduz pela metade (5A) e a tensão de bateria reduz bastante acompanhado também da energia ativa. Entretanto, no terceiro intervalo que corresponde ao período de 0.20 a 0.25 segundo este se mantém inerte.

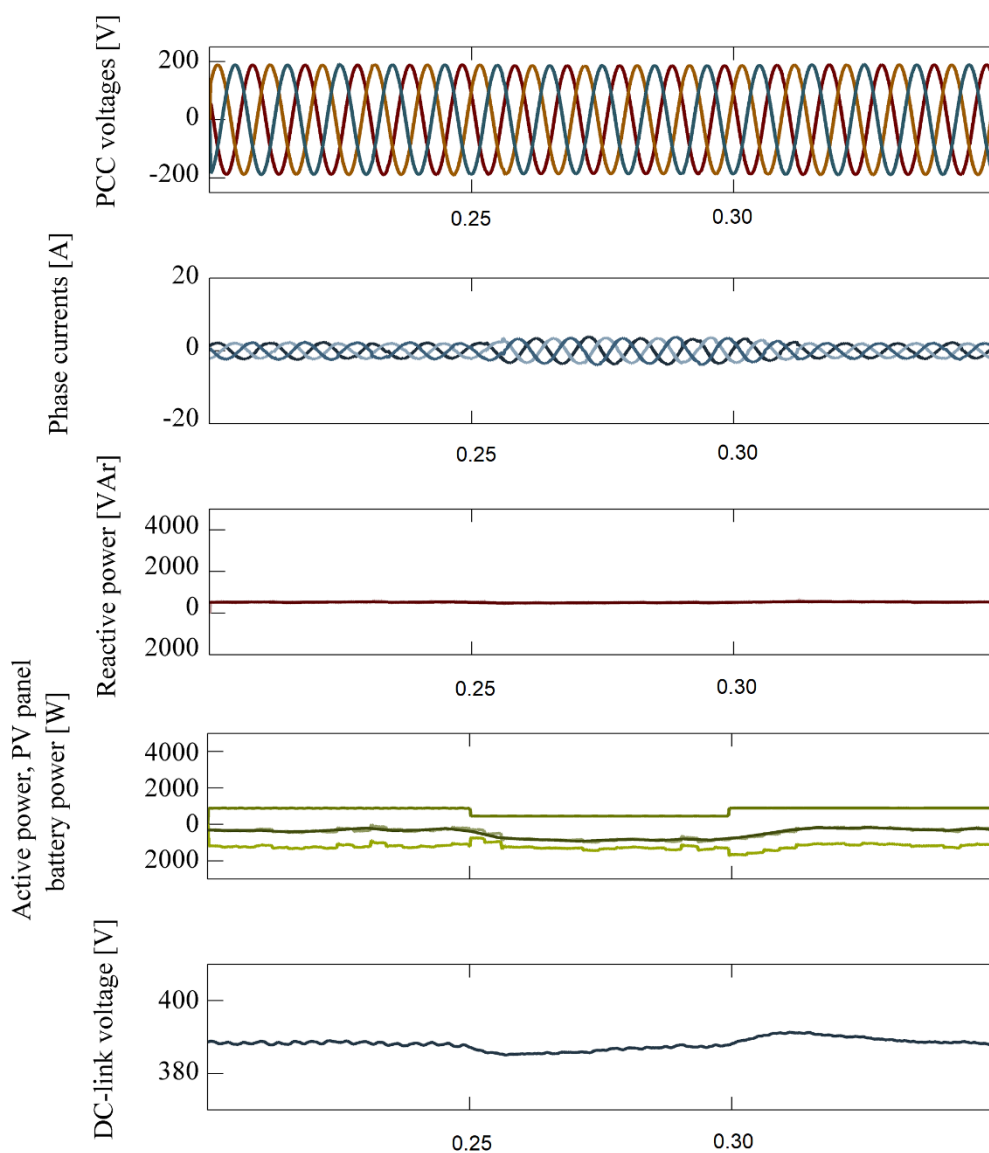


Figura 33- Resultados do estudo de caso 1 - Cenário 2

No quarto intervalo entre de 0.25 a 0.30 segundo há um pequeno aumento do consumo de corrente. Já no espaço de tempo entre 0.30 a 0.35 segundo, o consumo de corrente trifásica é diminuída novamente, conforme figura 33.

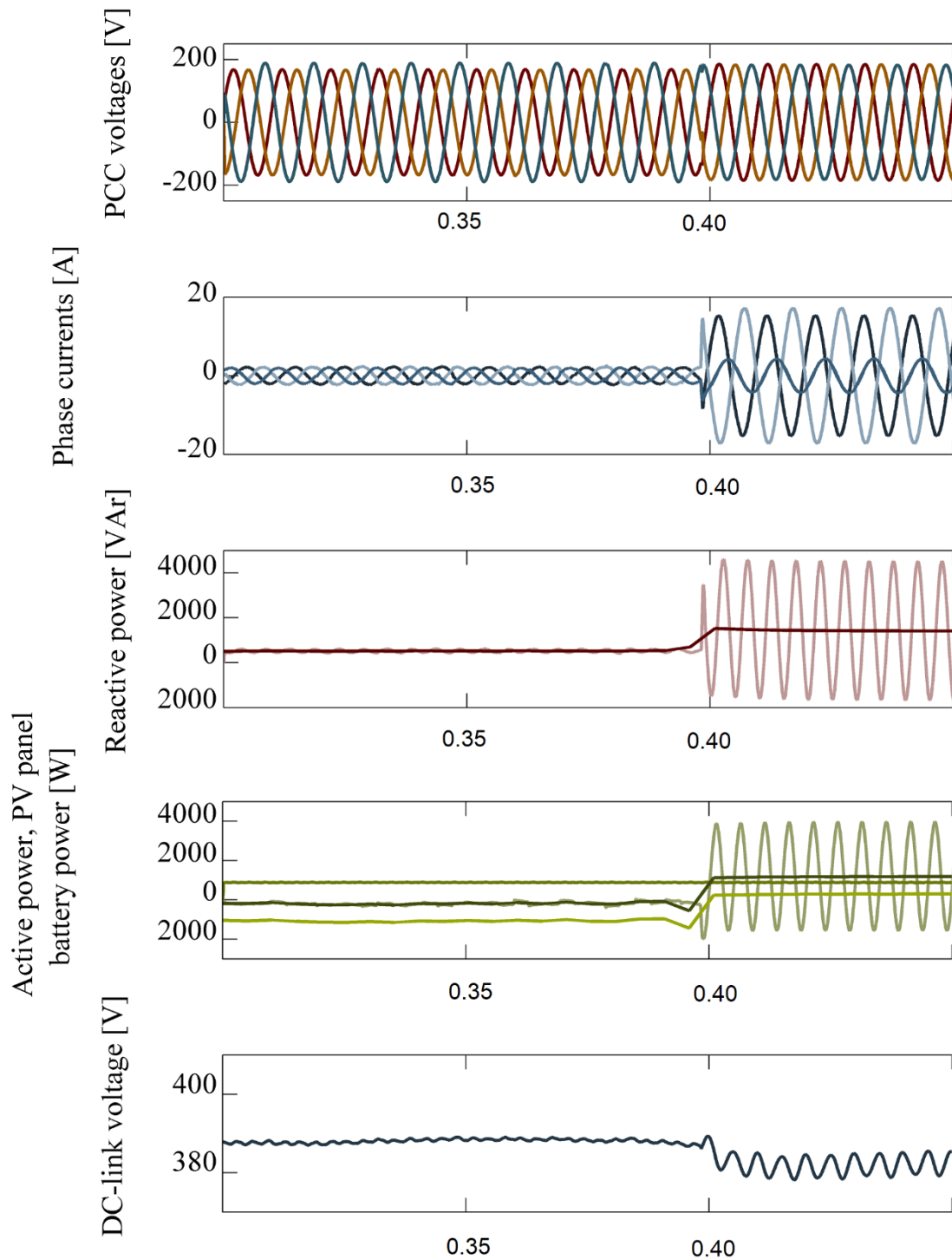


Figura 34- Resultados do estudo de caso 1 - Cenário 3

Após o tempo de 0.40s em diante aumenta significamente a corrente mostrando um desbalanceamento das fases. A energia reativa cresce e verifica-se uma ondulação das tensões de bateria.

Pode-se verificar, no primeiro intervalo, a bateria possui 2kw de potência e o sistema fotovoltaico 1kw, onde a bateria absorve energia da corrente alternada. A partir do segundo intervalo, ambos voltam a produzir e notar que quando se ligou a carga extra deu-se uma perturbação no final do intervalo. Observa-se que a forma de onda da tensão trifásica do PCC (*point common coupling*) se mantém em bom estado até ao quarto intervalo.

A figura 31 apresenta a tensão e corrente trifásicas do PCC e a corrente da rede durante o arranque da bateria e durante a aplicação das estratégias de compensação. A corrente da rede trifásica era a corrente de carga total e tornou-se sinusoidal, mas não equilibrado, porque a bateria compensa apenas a corrente vazia. A bateria quando atrasa a entrega de potência ativa se mostra útil no controle da tensão PCC, bem como, na potência reativa, mostrando-se uma solução atraente para microrredes inteligentes.

Os resultados da simulação mostraram que a bateria neste sistema tem sua eficácia. Nem comportamento de injeção nem instabilidade ocorreu durante o estado estacionário. A bateria age na limitação do envio de potência ativa, auxiliando na tensão PCC reduzindo os efeitos negativos de elevação de tensão da injeção de potência ativa.

5.2 Resultados do estudo de caso 2

O cenário 1 considera apenas a geração do sistema PV, o cenário 2 somente consumo, e o cenário 3, ambos (geração e consumo das cargas load 1 e 2) e cenário 4 apenas o consumo load 1. Para os cenários 2 e 3, buscou-se utilizar o manter a produção fotovoltaica a 250kW em todos os cenários instalada para obter valores mais expressivos de medição.

Cenário 1

No cenário 1, foi simulado o sistema quando apenas o sistema fotovoltaico está a produzir energia. No período de 0s a 0.28s, o sistema fotovoltaico entrega energia ativa de 100kW. Os contadores S1 e S2 estão desabilitados, portanto as cargas *loads 1 e 2* não estão a absorver a energia produzida. Assim verifica-se que o formato de onda das tensões entregue ao barramento trifásico *grid_Z* permanece de forma contínua sem deformações com tensão de 380V. No entanto, as correntes de saída da bateria apresentam deformidades em todo o período analisado. A medição das correntes na saída do sistema *PV average* saiu com 420A, com formas sinusoidais sem maiores distorções.

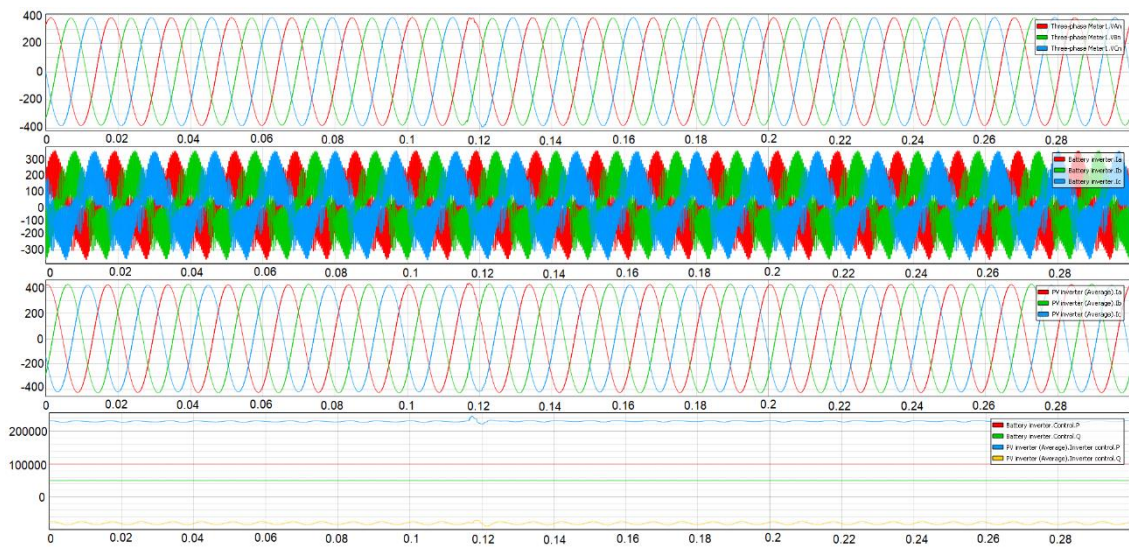


Figura 35-Resultados do estudo de caso 2 -Resposta do cenário 1

Cenário 2

Nesta situação, foi simulado o sistema consumindo energia elétrica da rede. No mesmo espaço de tempo de 0s a 0.28s, o sistema fotovoltaico entrega energia ativa de 250kW e energia reativa de -9kVa. Os contadores S1 e S2 continuam desabilitados, portanto, as cargas *loads 1 e 2* não estão a absorver a energia produzida. Assim verifica-se que o formato de onda das tensões entregue ao barramento trifásico *grid_Z* permanece de forma contínua sem deformações. No entanto, as correntes de saída da bateria apresentam deformidades em todo o período analisado, considerando que esta está com onda senoidal com 400V com energia ativa de 100kW e reativa de 50kVa.

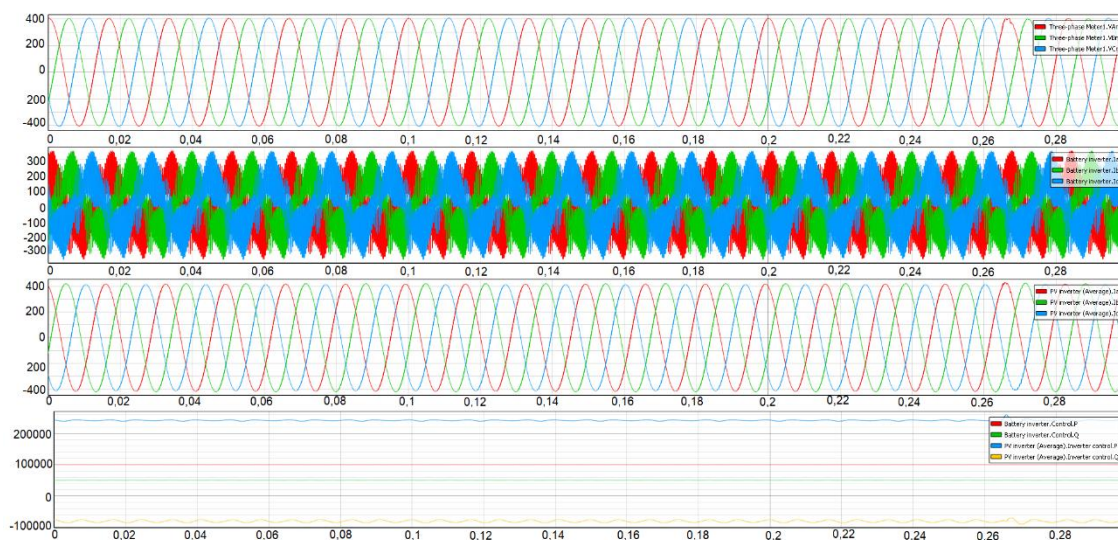


Figura 36- Resultados do estudo de caso 2 - Respostas do cenário 2

Cenário 3

Nesta situação, foi simulado o sistema quando apenas o sistema fotovoltaico está a produzir energia. No mesmo tempo do teste anterior, o sistema fotovoltaico entrega energia ativa de 100kW. Os contadores S1 e S2 continuam estão habilitados, portanto as cargas *loads 1 e 2* a absorver a energia produzida. Assim verifica-se que o formato de onda das tensões entregue ao barramento trifásico grid_Z permanece de forma contínua sem deformações em 380V. No entanto, as correntes de saída da bateria inverter apresentam uma significativa melhoria em todo o período analisado, considerando que esta está com onda senoidal com 420A.

O sistema fotovoltaico mantém sua produção em todo o período analisado. A carga reativa aumenta substancialmente. Mesmo com a carga reativa muito grande, nota-se a melhora da curva senoidal.

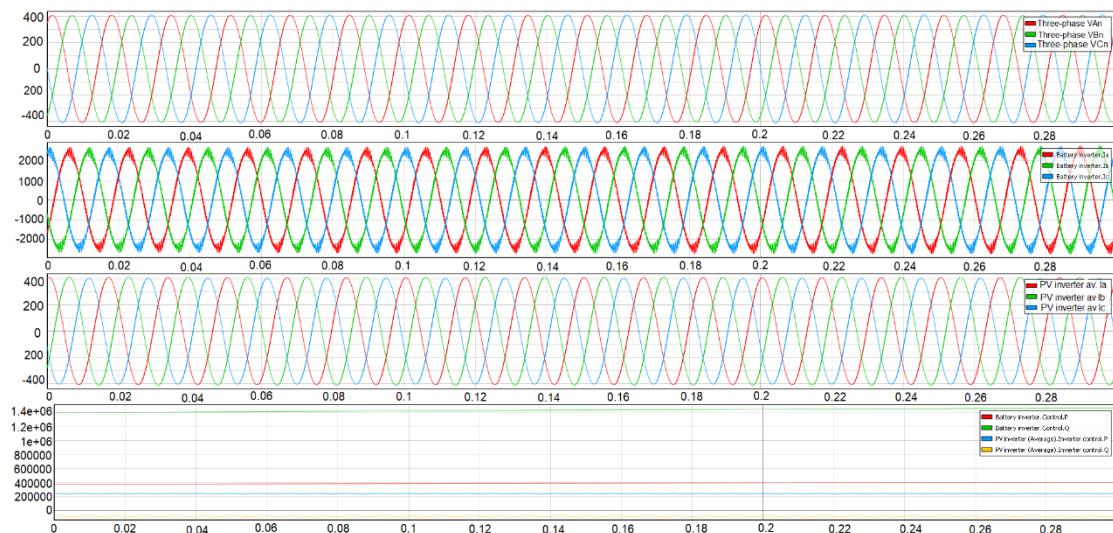


Figura 37- Resultados do estudo de caso 2 - Respostas do cenário 3

Cenário 4

Nesta situação, foi simulado o sistema quando apenas o sistema fotovoltaico está a produzir energia. No período de 0s a 0.28s, o sistema fotovoltaico entrega energia ativa de 100kW e potência reativa de -1kVa mostrando-se indutiva. Os contadores S1 está com o contato fechado e S2 está desabilitado, portanto apenas a carga *loads 1* absorve a energia produzida. Assim verifica-se que o formato de onda das tensões entregue ao barramento trifásico grid_Z permanece de forma contínua sem deformações em 400V.

A sistema fotovoltaico mantém sua produção em todo o período analisado. Regista-se um aumento da potência reativa. Com potência ativa P de 10kW. Mesmo com a carga reativa Q da saída do inversor ainda alta em 800kVa, onde a curva senoidal melhora em relação aos cenários 1 e 2, porém apresenta leve piora em sua forma se comparado ao cenário 3, considerando que esta está com onda senoidal com 1000A. As correntes de saída da produção fotovoltaica estão com ondas sinusoidais sem deformidades de 380A.

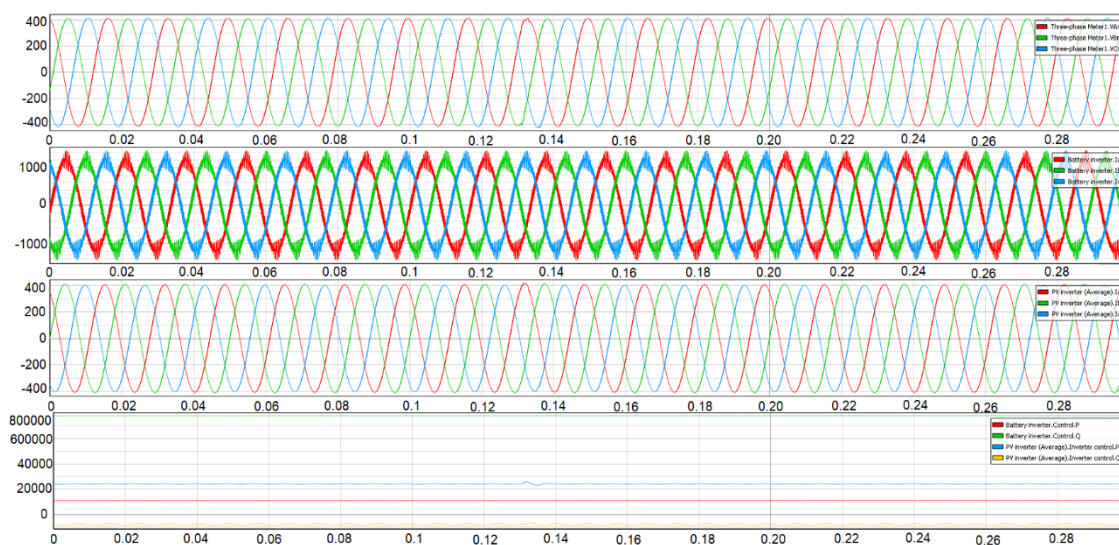


Figura 38- Resultados do estudo de caso 2 - Respostas do cenário 4

CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

Pode-se concluir com esta dissertação que as tecnologias de armazenamento são variadas e encontram-se em diferentes estágios de desenvolvimento. Essas podem ser aplicadas em situações diversas, de acordo com suas particularidades, e de acordo com a aplicação, existirão prós e contras em sua funcionalidade. Conclui-se que existem diversos obstáculos em relação às aplicações modernas dos sistemas de armazenamento na rede elétrica. Apesar disso, espera-se uma penetração considerável dessas aplicações em diferentes mercados. De acordo com o apresentado, verifica-se que o amadurecimento tecnológico e o aperfeiçoamento dos sistemas de armazenamento são fatores que impulsionam o crescimento dos mercados onde este é empregado.

Percebe-se que, para avaliar e selecionar uma tecnologia de armazenamento, uma metodologia deve considerar as características de localização e aplicação, modelos de propriedade, operação e controle, informação local regulatória, tarifas, regras de mercado, clima, etc. Esses procedimentos precisam de visibilidade operacional em alta fidelidade para capturar reciprocidade entre dispositivos e suas aplicações, considerando a rede elétrica moderna e complexa atual; além de necessitar de um sistema de avaliação mais detalhado para calcular impactos ambientais e financeiros.

Nesta dissertação, se estudou e desenvolveu dois modelos típicos de produção fotovoltaica com a utilização de baterias de lítio como *backup* avaliando o comportamento dos dois modelos quando acoplados à rede elétrica. As simulações foram capazes de descrever o desempenho dos sistemas de armazenamento. O emulador proposto realizou a representação macroscópica dos fenômenos produzidos pelas topologias simuladas. A necessidade de implementação de simulações de comportamento se faz necessário a fim de comprovar seus benefícios à rede.

No estudo de caso 1, a introdução do uso de bateria se mostrou eficaz devido ao atraso de energia ativa na rede, não ocasionando perturbações. A associação de cargas e geradores em uma microrrede no caso 2 permitiu afirmar que o controle das fontes seja localizado e não interfere ou não depende do sistema convencional, bem como,

pode também fornecer energia reativa caso a rede necessite. No que diz respeito a aplicação das baterias nas microrredes, foi possível confirmar a sua eficácia como solução de alguns problemas, como controle de potência reativa. Para além disso, esta tecnologia também é utilizável como regulador de carga, podendo equilibrar a geração com o consumo em qualquer momento.

A simulação realizada pelo emulador provou que ambos os sistemas bidirecionais juntamente com a rede, cumpre suas funções de forma harmoniosa com esta e o uso da bateria em ambos os casos representa um grande auxílio em regular a potência reativa, nivelar a carga e garantir a qualidade da energia em um sistema de geração distribuída. Assim, o estudo revela-se propício em prol de quebrar o estigma da funcionalidade e benefícios deste tipo de tecnologia. Estas funções permitem uma série de vantagens não apenas no aproveitamento da energia mas também em termos económicos uma vez que os produtores podem adiar alguns investimentos nas centrais e os consumidores assistem a uma melhor gestão da sua energia que se refletirá em economia e fiabilidade da energia.

Por fim, baseado em todos os resultados obtidos pode-se concluir que os dois modelos implementados satisfaz o propósito de simular com algum detalhe os fenômenos ocorridos no seu funcionamento influenciando beneficemente para a implementação de sistemas de armazenamento, bem como, analisar sua interação com a rede elétrica.

6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho abre portas para o tema muito vasto que o armazenamento de energia. Apesar de todos os desenvolvimentos efetuados ainda existe um longo caminho de estudos experimentais a ser um tema completamente abordado, simulando com perfeição o comportamento dos SAE. Propôs-se modelos típicos de produtores/consumidores apresentando bons resultados com o uso de sistemas de armazenamento de energia. No entanto, é necessário analisar com mais profundidade os impactos da energia distribuída e seus efeitos, pois nota-se que a injeção de energia ativa na rede apesar de muitas vezes benéfico também pode trazer alguns distúrbios na rede.

Além disso, o estudo do efeito da produção fotovoltaicas e a performance de bateria não foi considerado. A influência do clima como dias de sol e temperatura intervem na performance da produção da energia fotovoltaica, esta também possui relação com o desempenho das baterias o que podem gerar consequências na rede. Além disso, a abordagem de viabilidade econômica das tecnologias de armazenamento pode ser elucidada. Em suma, é cada vez mais importante ter sistemas que possam simular o comportamento dos dispositivos utilizados na prática, por isso o aperfeiçoamento dos simuladores e testes que se desenvolveu é de vital importância para uma possível implementação de sistemas mais eficientes de energia.

BIBLIOGRAFIA

7 BIBLIOGRAFIA

- Administration, U. E. (24 de Setembro de 2019). INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2019. with projections to 2050, p. 88.
- Angus Stevenson, M. W. (2011). Concise Oxford English Dictionary (12ª Edição ed.). New York: Oxford University Press.
- Baksh, U. A., & Baksh, M. V. (2009). Generation, Transmission & Distribution. Pune: Technical Publications Pune.
- Belu, R. (2019). Em R. Belu, Energy Storage, Grid Integration, Energy Economics, and the Environment (Nano and Energy) (p. 390). Boca Raton: CRC PRESS.
- Breeze, P. (2018). Power System Energy Storage Technologies. London: Elsevier.
- Diamandis, P. (2 de Setembro de 2014). Solar energy revolution: a massive opportunity. Obtido de Forbes: <https://www.forbes.com/sites/peterdiamandis/2014/09/02/solar-energy-revolution-a-massive-opportunity/#729699796c90>
- Dvorak, P. (s.d.). Battery stores 40 MW for Fairbanks, Alaska emergencies. Fairbanks, Alasca, USA. Obtido de <https://www.windpowerengineering.com/battery-stores-40-mw-for-ankorage-emergencies/>
- Electrical Technology. (01 de 07 de 2020). Obtido de Electrical Technology: <https://www.electricaltechnology.org/2013/05/typical-ac-power-supply-system-scheme.html>
- GEUSS, M. (24 de 02 de 2017). Largest grid-tied lithium ion battery system deployed today in San Diego. El Cajon, California, United States of America. Obtido de <https://arstechnica.com/science/2017/02/as-ca-bill-aims-for-100-renewable-by-2050-utility-starts-30mw-battery-system/>
- H. Chow, J. J.-G. (2020). Power System Modeling, Computation, and Control. Chichester: John Wiley & Sons Ltd.
- Miguel C. Brito, J. A. (2006). Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade. Lisboa: Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.
- Park, H.-S., & Dang, X.-P. (2011). Design and Simulation-Based Optimization of Cooling Channels for Plastic Injection Mold.
- Sérgio Luiz Bohrer Filho, M. H. (2016). ESTUDO DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA HELIOTÉRMICA EM UMA. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belo Horizonte.
- Silva, S. L. (2009). Sistemática para o Projeto do Sistema de Refrigeração de Moldes para Injeção de Polímeros. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina.

- 21st Century Tech. (2015). *Australian University Develops Battery Energy Storage System for Microgrids*. <http://www.21stcentech.com/australian-university-develops-battery-energy-storage-system-microgrids/>
- Abrishambaf, O., Gomes, L., Faria, P., & Vale, Z. (2016). Simulation and control of consumption and generation of hardware resources in microgrid real-time digital simulator. *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT LATAM 2015, October*, 799–804. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2015.7381258>
- Al-Hammouri, A. T., Nordstrom, L., Chenine, M., Vanfretti, L., Honeth, N., & Leelarужи, R. (2012). Virtualization of synchronized phasor measurement units within real-time simulators for smart grid applications. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344949>
- Real Decreto 900/2015, Actualidad Jurídica Ambiental 35 (2015).
- Cunha, Á., Brito, F. P., Martins, J., Rodrigues, N., Monteiro, V., Afonso, J. L., & Ferreira, P. (2016). Assessment of the use of vanadium redox flow batteries for energy storage and fast charging of electric vehicles in gas stations. *Energy*, 115(April), 1478–1494. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.118>
- Doetsch, C., Droste-Franke, B., Mulder, G., Scholz, Y., & Perrin, M. (2015). *ECES Annex 26: Electric Energy Storage - Future Energy Storage Demand (Final Report)*. September, 1–178.
- Dugolli, M., & Kopacek, P. (2010). Identification of commercial losses in electrical power system in kosovo. *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, 43(25 PART 1), 107–110. <https://doi.org/10.3182/20101027-3-xk-4018.00022>
- Eid, C., Koliou, E., Valles, M., Reneses, J., & Hakvoort, R. (2016). Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps. *Utilities Policy*, 40, 15–25. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.001>
- EirGrid and SONI. (2015). *Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2015*. [http://www.soni.ltd.uk/media/documents/Operations/Annual Renewable Constraint and Curtailment Report 2014.pdf](http://www.soni.ltd.uk/media/documents/Operations/Annual%20Renewable%20Constraint%20and%20Curtailement%20Report%202014.pdf)
- Energy Atlas. (2018). In *ENERGY ATLAS 2018- Facts and figures about renewables in Europe*. <http://amsterdamsmartcity.com/projects/detail/id/71/slug/energy-atlas>
- Battery energy storage in the EU, Battery Energy Storage in the EU 36 (2016).

https://www.eurobat.org/images/news/publications/eurobat_batteryenergystorage_web.pdf

- European Commission, Christopher Andrey (Artelys), Paul Barberi (Artelys), Luiza Lacombe (Artelys), Luc van Nuffel (Trinomics), Frank Gérard (Trinomics), João Gorenstein Dedecca (Trinomics), Koen Rademaekers (Trinomics), Yacine El Idrissi (Enerdata), & Morgan Crenes (Enerdata). (2020). *Study on energy storage- Contribution to the security of the electricity supply in Europe* (Issue March). <https://doi.org/10.2833/077257>
- Faria, P., Abrishambaf, O., Gomes, L., Spínola, J., Vale, Z., & Corchado, J. M. (2017). Implementation of a real-time microgrid simulation platform based on centralized and distributed management. *Energies*, 10(6). <https://doi.org/10.3390/en10060806>
- Faria, P., Gomes, L., Afonso, J. L., Vale, Z., & Abrishambaf, O. (2016). Real-time simulation of renewable energy transactions in microgrid context using real hardware resources. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2016-July(12004)*. <https://doi.org/10.1109/TDC.2016.7520009>
- Federal Republic of Germany. (2014). *Act on the Development of Renewable Energy Sources*. 2014(July), 1–74. <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/renewable-energy-sources-act-eeeg-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>
- Fernandes, F., Silva, M., Faria, P., Vale, Z., Ramos, C., & Morais, H. (2013). Real-time simulation of energy management in a domestic consumer. *2013 4th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT Europe 2013*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695319>
- Florin, N., Dominish, E., & Sydney, U. of T. (2017). Sustainability evaluation of energy storage technologies. *Institute for Sustainable Futures*, 78.
- Fu, J., Cano, Z. P., Park, M. G., Yu, A., Fowler, M., & Chen, Z. (2017). Electrically Rechargeable Zinc–Air Batteries: Progress, Challenges, and Perspectives. *Advanced Materials*, 29(7). <https://doi.org/10.1002/adma.201604685>
- Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., & Sauer, D. U. (2012). Technology Overview on Electricity Storage - Overview on the potential and on the deployment perspectives

- of electric storage technologies. *Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University, June*, 66.
<https://doi.org/10.13140/RG.2.1.5191.5925>
- Gardner, P., Jones, F., Rowe, M., Nouri, A., van de Vegte, H., Breisig, V., Linden, C., & Pütz, T. (2016). *WORLD ENERGY COUNCIL World Energy Resources*.
<https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/03/Resources-E-storage-report-2016.02.04.pdf>
- Gazoli, J. R., Junior, N. P., Souza, S. P., Paschoalotto, L. A. C., & Souza, O. J. (2018). Dimensionamento Básico Do Campo Solar De Concentradores Cilindro-Parabólico Da Usina Termosolar Porto Primavera. *Anais Do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 10.
- Gonzalez Longatt, F. (2017). *Chapter 1 Introduction to Power Systems* (Issue December). <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.25941.99043>
- International Electrotechnical Commission. (2011). Efficient Electrical Energy Transmission and Distribution. *Iec*, 1–24.
<http://www.iec.ch/about/brochures/pdf/technology/transmission.pdf>
- IRENA. (2017). Costs and Markets to 2030. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, <https://www.irena.org/Publications/2017/Oct/Electricity-Storage-and-Renewables-Costs-and-Markets,October>. www.irena.org
- Joseph, P. K., Devaraj, E., & Gopal, A. (2019). Overview of wireless charging and vehicle-to-grid integration of electric vehicles using renewable energy for sustainable transportation. *IET Power Electronics*, 12(4), 627–638.
<https://doi.org/10.1049/iet-pel.2018.5127>
- Kempener, Ruud, Vivero, G. de. (2015). *IRENA.pdf*. IRENA.
- Kocer, M. C., Cengiz, C., Gezer, M., Gunes, D., Cinar, M. A., Alboyaci, B., & Onen, A. (2019). Assessment of battery storage technologies for a Turkish power network. *Sustainability (Switzerland)*, 11(13). <https://doi.org/10.3390/su11133669>
- Koponen, P., & Rochas, C. (2008). *Definition of Smart Metering and Applications and Identification of Benefits* *Deliverable D3 of the European Smart Metering Alliance ESMA, State of art. editor Pekka Koponen, V* (Issue January).
- Kranz, J. J., & Picot, A. (2011). *Toward an End-to-End Smart Grid : Overcoming*

- Bottlenecks to Facilitate Competition and Innovation in Smart Grids. *National Regulatory Research Institute, June, June, 41.*
- Llanos-Perez, E. J., & Hinestroza-Olascuaga, L. M. (2016). Redefinition of the Scarcity Price: lessons and recommendations from the Colombian electricity market. *Transactions on Environment and Electrical Engineering, 2(1), 19.*
<https://doi.org/10.22149/teee.v2i1.77>
- Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., Alam, J., Fotedar, V., Koritarov, V., & Hadjerioua, B. (2019). *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report | Department of Energy. July.*
<https://www.energy.gov/eere/water/downloads/energy-storage-technology-and-cost-characterization-report>
- Nadeem, F., Hussain, S. M. S., Tiwari, P. K., Goswami, A. K., & Ustun, T. S. (2019). Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. *IEEE Access, 7(December 2018), 4555–4585.*
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2888497>
- O. Johnson, Daniel , Petinrin, J. O, F. Oyelekan, S. (2013). Integration of distributed energy resources in smart grids. *IET Conference Publications, 2013(615 CP).*
<https://doi.org/10.1049/cp.2013.1205>
- Phadke, A. G., Wall, P., Ding, L., & Terzija, V. (2016). Improving the performance of power system protection using wide area monitoring systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 4(3), 319–331.* <https://doi.org/10.1007/s40565-016-0211-x>
- Poullikkas, A., & Nikolaidis, P. (2017). A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability. *Journal of Power of Technologies, 97(November), 220–245.*
- Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2018). A comprehensive review of thermal energy storage. *Sustainability (Switzerland), 10(1).* <https://doi.org/10.3390/su10010191>
- Science, C., & Osijek, I. T. (2018). *Supercondensadors , cell balancing using resistors.* 15–22.
- Singer, J. (2009). *Enabling Tomorrow's Electricity System: Report of the Ontario Smart Grid Forum.* http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/smart_grid/Smart_Grid_Forum-Report.pdf

- Assembly Bill No . 2514 LEGISLATIVE COUNSEL'S DIGEST, 7 1 (2010).
http://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=200920100AB2514
- Vale, Z., Abrishambaf, O., Corchado, J. ., & Faria, P. (2018). *Real-Time Simulation of a Curtailment Service Provider for Demand Response Participation*. 7, 3–7.
- Vazquez, S., Lukic, S. M., Galvan, E., Franquelo, L. G., & Carrasco, J. M. (2010). Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(12), 3881–3895.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2076414>
- X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. C. (2015). Overview of current development in electrical energy storage. In *Appl. Energy: Vol. 137,511* (pp. 511–536).