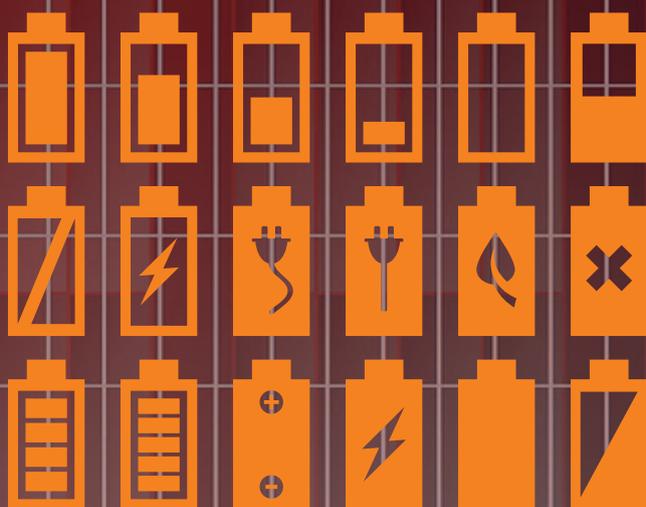


Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro

Daniel Augusto Cantane
Oswaldo Hideo Ando Junior
Márcio Biehl Hamerschmidt
(Organizadores)



EDITORA
SCIENZA

Daniel Augusto Cantane
Oswaldo Hideo Ando Junior
Márcio Biehl Hamerschmidt
(Organizadores)

Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro



2020

Copyright © 2020 - Todos os direitos reservados.

Distribuição gratuita, venda não autorizada.

C166t Cantane, Daniel Augusto; Ando Junior, Oswaldo Hideo; Hamerschmidt, Márcio Biehl.

Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro. Daniel Augusto Cantane, Oswaldo Hideo Ando Junior, Márcio Biehl Hamerschmidt (Orgs.). – Editora Scienza, 2020 – São Carlos - SP, Brasil.

212 p.

ISBN - 978-65-5668-013-2

DOI - <http://dx.doi.org/10.26626/978-65-5668-013-2.2020B0001>

1. Setor elétrico. 2. Sistema de distribuição. 3. Geração distribuída. 4. Armazenamento de energia. 5. Bateria.
I. Organizadores. II. Título.

CDD 600



PTI

Parque Tecnológico
Itaipu



ITAI
Instituto de Tecnologia
Aplicada e Inovação



COPEL

Pura Energia

Revisão, editoração, e-pub e impressão:



**EDITORA
SCIENZA**

Rua Juca Sabino, 21 – São Carlos, SP

(16) 3364-3346 | (16) 9 9285-3689

www.editorascienza.com.br

gustavo@editorascienza.com

Agradecimentos

Os organizadores agradecem o suporte financeiro recebido do programa de pesquisa e desenvolvimento (P&D) tecnológico do setor de energia elétrica, regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no projeto "Desenvolvimento Nacional de Sistema de Armazenamento Padrão de Energia com Baterias Residenciais (Sódio-Níquel) e Controle Inteligente para o Armazenamento Distribuído em Redes de Baixa Tensão" (nº 2866-0452/2016).



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

***Programa de Pesquisa e
Desenvolvimento***



COPEL

Pura Energia

Organizadores

Daniel Augusto Cantane¹

Centro de Energia Renovável
Fundação Parque Tecnológico Itaipu (FPTI-BR)
Foz do Iguaçu, Paraná - Brasil
CEP 85.867-900

Oswaldo Hideo Ando Junior

Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território
Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA)
Foz do Iguaçu, Paraná - Brasil
CEP 85.867-000

Márcio Biehl Hamerschmidt

Departamento de Gestão da Inovação
Companhia Paranaense de Energia (COPEL-DIS)
Curitiba, Paraná - Brasil
CEP 81.200-240

O conteúdo dos capítulos apresentados nesta publicação é de responsabilidade dos seus autores.

* Organizador correspondente: daniel.cantane@pti.org.br / tel. +55 (45) 3529-2026

Vivemos em uma era onde a disponibilidade de energia determina o ritmo de crescimento e desenvolvimento da sociedade. Talvez há alguns séculos o mesmo fosse dito da disponibilidade de mão de obra. Contudo, a abundância deste recurso também significava desemprego, pobreza e desigualdade social. Na atualidade é nítido que o desenvolvimento depende de uma capacidade de consumo incompatível com estas mazelas. Aliado a isto, a automação, a robotização e o emprego de tecnologias nas cadeias produtivas mudaram o perfil de trabalho, diminuindo o contingente necessário e aumentando o grau de especialização de todos os envolvidos. O resultado é que o custo da mão de obra na cadeia produtiva foi ultrapassado pelo custo da energia necessária para mover setores da agricultura, indústria e de serviços.

Frente a este panorama são apresentados nesse livro alguns trabalhos impulsionados pelo projeto **"Desenvolvimento Nacional de Sistema de Armazenamento Padrão de Energia com Baterias Residenciais (Sódio-Níquel) e Controle Inteligente para o Armazenamento Distribuído em Redes de Baixa Tensão"**. Esta iniciativa é mais um esforço para atualização tecnológica do país em um momento de transição do setor de energia elétrica.

Esta transição ocorre devido à forte introdução de fontes geradoras intermitentes, solares e eólicas, na matriz do fornecimento de energia. Em uma primeira análise, a complementaridade deste tipo de geração com fontes hidráulicas é o panorama ideal para o crescimento da matriz. Para entender isto, basta imaginar que cada "kWh" gerado em um painel solar significa um grande montante de água que não precisa transpor uma turbina hidráulica e pode ficar armazenada em uma represa, disponível para um momento de maior demanda. Frente ao histórico recente de baixo nível de reservatórios, destaca-se a necessidade de incentivar estas formas alternativas de geração de energia elétrica. Contudo, ao analisar a característica predominante de usinas a fio d'água, isto é, hidrelétricas ou pequenas centrais que utilizam reservatório com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal; entende-se surgir um

limite para implantação de geração intermitente. Caso ultrapassado este limite, a água que não passará nas turbinas deverá ser escoada por vertedouros e não vai gerar aproveitamento energético.

Outro aspecto que deve ser observado é a característica flutuante da carga ao longo de horários distintos. Embora já esteja ultrapassado, o exemplo mais usual ainda é o velho modelo que considera o acionamento da iluminação pública ao mesmo tempo em que a população ativa cargas típicas ao chegar em casa após jornada de trabalho no período comercial. Atualmente a curva típica pode ser diferente, com concentração de consumo no horário da tarde devido ao uso intenso de aparelhos de ar condicionado. Entretanto, o horário considerado de pico geralmente permanece no início da noite e as medidas de contenção baseadas em sinais tarifários se mostraram desastrosas. Isto ocorre porque elevar em até dez vezes o custo da energia ou da demanda contratada induz ao uso de outra fonte energética no posto horário mais elevado. Há mais de duas décadas milhares de consumidores do Grupo A investem em geradores a diesel para suprir o consumo do horário de ponta. É surreal imaginar que um país com elevado índice de geração renovável ainda queima muito combustível fóssil de categoria nobre e, indiretamente, encarece custos de transporte que demandam diesel para os modais rodoviário e ferroviário.

Uma ideia que ajudaria a resolver esse problema vem da analogia com a distribuição de água tratada. Atualmente está presente nas normas de edificações e nos padrões construtivos urbanos a utilização de caixas d'água em novos empreendimentos. Ao acumular uma reserva própria, o consumidor fica independente de flutuações e até mesmo de interrupções no fornecimento no serviço de distribuição de água. Ao realizar analogia com o sistema elétrico, o armazenamento de energia permitiria os mesmos benefícios e traria uma equalização para os problemas de pico de demanda e excesso de geração intermitente conforme descrito anteriormente. Infelizmente o armazenamento de energia não é tão simples quanto o de água.

O desenvolvimento de soluções viáveis para o armazenamento de energia em escala residencial é um desafio global. Variáveis como o custo, vida útil, tempo de recarga e destino final de baterias motivam pesquisas em todos os continentes. Neste sentido, investimentos em tecnologias baseadas em Níquel-Sódio ou Nióbio representam para o Brasil perspectivas de domínio tecnológico e soberania nacional.

Contudo, ainda é necessário mobilizar a opinião de muitos que não acreditam na aplicação massiva de baterias de grande capacidade. Apesar da indústria automotiva já sinalizar claramente que este é o futuro e que o prazo para uma transição completa da produção para modelos elétricos ou híbridos não será longo, ainda há um ceticismo que o setor elétrico será fortemente afetado pela possibilidade dos consumidores acumularem energia.

Este breve texto pode estar sendo lido alguns anos depois da publicação e neste momento dois cenários são previsíveis. O primeiro com uma cadeia de produção nacionalizada, uma rede de pesquisa capacitada para novos desenvolvimentos que mantém o país em um seleto grupo que gera valor ao industrializar sistemas de armazenamento para o seu mercado interno e para exportação. Por outro lado, o segundo corresponde a mais um segmento onde há intensa importação de equipamentos e componentes, prejudicando fortemente a balança comercial e mantendo um perfil produtivo majoritariamente de itens agrícolas.

Este livro apresenta uma perspectiva de desafios e de busca por inovação e viabilização tecnológica. O objetivo é demonstrar a capacidade e competência para realizar pesquisa e desenvolvimento com excelência. O conjunto de trabalhos aqui compilado deve alcançar este objetivo e fomentar novos projetos.

Boa leitura a todos!

Marcio Biehl Hamerschmidt

A presente publicação apresenta parte dos resultados obtidos no projeto "Desenvolvimento Nacional de Sistema de Armazenamento Padrão de Energia com Baterias Residenciais (Sódio-Níquel) e Controle Inteligente para o Armazenamento Distribuído em Redes de Baixa Tensão" (nº 2866-0452/2016), aprovado na chamada nº 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O livro aborda a tecnologia de bateria de sódio-cloreto de níquel (bateria de sal), contextualizando suas características tecnológicas e as oportunidades para sua inserção no setor elétrico brasileiro. Essa tecnologia foi escolhida para compor o sistema de armazenamento de energia que foi desenvolvido dentro do presente projeto (nº 2866-0452/2016) em razão, não apenas das características técnicas, mas também para corroborar com as pesquisas realizadas nos últimos anos para o seu domínio tecnológico e o desenvolvimento de uma cadeia de produção nacional.

Diante das lacunas tecnológicas que deverão ser sanadas em médio e longo prazo no tema de armazenamento de energia, outras tecnologias de armazenamento de energia são também contempladas nos Capítulos 2 e 3. Em particular, no segundo capítulo, o sistema elétrico brasileiro é contextualizado em função dos benefícios e impactos da adoção dessas tecnologias. Por outro lado, no terceiro capítulo, as características fundamentais de outros sistemas de armazenamento de energia são abordadas, tais como, usinas hidroelétricas reversíveis, *flywheel*, baterias e supercapacitores. Por fim, o livro traz uma visão das diferentes tecnologias de armazenamento de energia para uma determinada aplicação.

Boa leitura!

Daniel Augusto Cantane

Capítulo 1

Baterias de Sódio-Cloreto de Níquel: Uma Tecnologia Promissora para o Setor Elétrico Brasileiro.....	15
<i>Dan Yushin Miyaji, Ediane Karine Scherer Isernhagen, Helton Fernando Scherer, Fernando Marcos de Oliveira, Daniel Augusto Cantane</i>	
1. Introdução.....	17
2. Contextualização Histórica.....	18
3. Princípios da Tecnologia.....	21

Capítulo 2

Contextualização dos Sistemas de Armazenamento no Cenário Elétrico Brasileiro.....	45
<i>Felipe Crestani dos Santos, Isabela Aguiar Dias, Jéssica Marques Binotto, Rodrigo Bueno Otto</i>	
1. Contextualização ao Sistema Elétrico Brasileiro.....	47
2. Geração Distribuída.....	52
3. Sistemas de Armazenamento em SEEs.....	59

Capítulo 3

Fundamentos sobre Sistema de Armazenamento de Energia.....	71
<i>Valentin Nicolas Silvera Diaz, Giovane Ronei Sylvestrin, Diego Laurindo De Souza, Romeu Reginatto, Jorge Javier Gimenez Ledesma, Oswaldo Hideo Ando Junior</i>	
1. Introdução.....	73
2. Tecnologias de Armazenamento de Energia.....	84

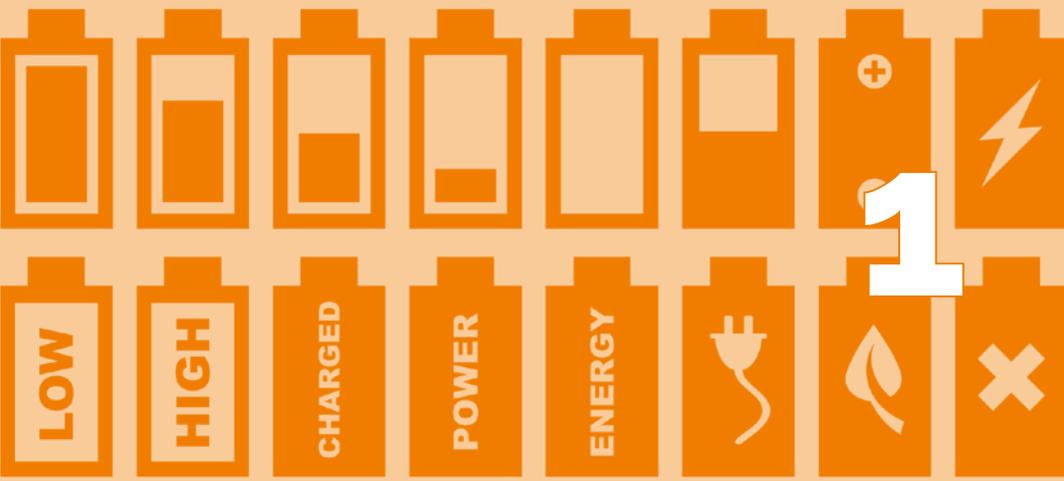
3. Armazenamento Mecânico.....	91
4. Armazenamento Térmico.....	100
5. Armazenamento Elétrico.....	104
6. Armazenamento Químico.....	107

Capítulo 4

Avaliação do Desempenho dos Sistemas de Armazenamento de Energia.....	137
---	-----

Valentin Nicolas Silvera Diaz, Giovane Ronei Sylvestrin, Diego Laurindo De Souza, Romeu Reginatto, Jorge Javier Gimenez Ledesma, Oswaldo Hideo Ando Junior

1. Introdução.....	139
2. Comparação das Características das Tecnologias de Armazenagem.....	141
3. Análise SWOT & Roadmap.....	163
4. Mapeamento das Tecnologias de Armazenamento de Energia aplicadas ao Sistema Elétrico Brasileiro.....	194



<http://dx.doi.org/10.26626/978-65-5668-013-2C0001.p.15-44>

Baterias de Sódio-Cloreto de Níquel: Uma Tecnologia Promissora para o Setor Elétrico Brasileiro

Dan Yushin Miyaji¹
Ediane Karine Scherer Isernhagen¹
Helton Fernando Scherer¹
Fernando Marcos de Oliveira¹
Daniel Augusto Cantane^{1*}

1. Fundação Parque Tecnológico Itaipu, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

* Autor correspondente: daniel.cantane@pti.org.br / +55 (45) 3529-2026.

Resumo

A bateria de sódio-cloreto de níquel (Na/NiCl_2), denominada também de ZEBRA ou sal fundido, surgiu com a crise do petróleo na década de 70 para atender à demanda por tecnologias de armazenamento com energia específica elevada. Atualmente, a demanda do setor elétrico por baterias vem sendo impulsionada principalmente pela diversificação dos recursos energéticos distribuídos. Considerando a presente necessidade por armazenamento de energia, atrelada às questões ambientais e de eficiência energética, as características técnicas dessa bateria são apresentadas. Em suma, a tecnologia Na/NiCl_2 é promissora para atender às demandas do setor elétrico para as aplicações em que a energia específica, durabilidade e segurança operacional são os requerimentos fundamentais.

1. Introdução

O desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia elétrica na forma de energia química, tal como a bateria, é estratégico para a modernização do setor elétrico com vistas à integração distribuída dos recursos energéticos renováveis. No entanto, a bateria deve ser constituída por materiais abundantes, não tóxicos, de baixos custos e recicláveis para atender à crescente demanda de maneira sustentável (YANG *et al.*, 2011). Um exemplo de tecnologia, neste caso, é a bateria que utiliza sódio como material ativo (KUNDU *et al.*, 2015; WANG *et al.*, 2013; HUESO; ARMAND; ROJO, 2013). O sódio é naturalmente abundante e de baixo custo de extração, por exemplo, a partir do cloreto de sódio (NaCl), além de apresentar potencial redox favorável ($E^{\circ}_{\text{Na}^+/\text{Na}} = -2,71\text{V}$ vs. ERH, eletrodo reversível de hidrogênio).

A tecnologia de bateria de sódio-cloreto metálico (Na/MCl₂, M = metal de transição) utiliza na sua formulação o NaCl misturado com o metal de transição (por exemplo, ferro, níquel, cobalto e/ou cobre) (DUSTMANN, 1998, 2004). O resultado da sua maturidade tecnológica é devido ao longo período de desenvolvimento e comprovado pelo seu uso em diferentes aplicações, bem como as certificações de segurança já alcançadas. Atualmente, a bateria de sódio-cloreto metálico é tecnicamente considerada promissora para atender uma gama de demandas do setor elétrico brasileiro (YANG *et al.*, 2011).

2. Contextualização Histórica

O interesse por baterias com energia específica elevada cresceu a partir do final da década de 60, sendo marcada pelas pesquisas realizadas por Neill Weber e Joseph Kummer na *Ford Motor Company* (DESMOND, 2016; THACKERAY, 2011; LINDEN; REDDY, 2003) que investigavam as potencialidades do uso de uma cerâmica condutora de íons de sódio como eletrólito sólido para as células eletroquímicas da bateria de sódio-enxofre (Na/S).

Tal descoberta incentivou a *British Rail Technical Centre*, em Londres, a pesquisar a possibilidade de construir uma locomotiva elétrica com essa tecnologia. Para isso, convidaram o pesquisador James Sudworth, em 1967, para o desenvolvimento da cerâmica condutora (denominada de alumina beta), inspirados pelos resultados de Weber e Kummer. Por 15 anos, Sudworth chegou a liderar um grupo de cientistas, cujo número de colaboradores variou de 20 a 40 pessoas (DESMOND, 2016). No entanto, com a descontinuidade da divisão no início da década de 80, Sudworth fundou a Beta R&D Ltd (*Beta Research and Development Ltd*), juntamente com os pesquisadores Roger Tilley e Hamish Duncan (COETZER; SUDWORTH, 2000), dando sequência ao desenvolvimento das células eletroquímicas para a bateria de sódio-cloreto metálico, juntamente com o grupo de Johan Coetzer.

Johan Coetzer, pesquisador líder no CSIR (*Council for Scientific and Industrial Research*), em Pretoria na África do Sul, havia liderado, em paralelo, pesquisas para o desenvolvimento de materiais com estruturas porosas (zeólitas) contendo enxofre dentro da sua matriz (THACKERAY, 2011), vislumbrando a melhora na segurança e durabilidade (menor corrosão) da bateria de Na/S. A partir deste conceito, as pesquisas de Coetzer conduziram os estudos para o uso de carbetos de ferro, parcialmente clorado (Fe_xCCl_y), como material ativo alternativo, que posteriormente foi substituído pelo cloreto de ferro (FeCl_2) (COETZER, 1986). Os avanços significativos com os novos materiais de bateria com energia específica elevada, despertaram o interesse da indústria em 1976, principalmente da *De Beers Group* e *Anglo American Corporation* (atualmente Anglo American plc), empresas sediadas na África do Sul e

voltadas para o setor de mineração. O interesse e investimento do setor da mineração possibilitou ao grupo de Coetzer avançar na descoberta por novos materiais promissores para atender à necessidade de aumento da energia específica das baterias (COETZER; SUDWORTH, 2000).

Os desenvolvimentos realizados pelos grupos de Coetzer e Sudworth, quando combinados com as contribuições obtidas por Roy Galloway e Roger Bones (THACKERAY, 2011), especificamente empregando o uso de pó metálico (ferro ou níquel), misturado com NaCl, no eletrodo positivo, e o tetracloroaluminato de sódio (NaAlCl_4), como eletrólito secundário, respectivamente, possibilitou o avanço tecnológico até chegar na concepção atual da tecnologia de sódio-cloreto de níquel (Na/NiCl_2) (DESMOND, 2016). A bateria de Na/NiCl_2 é também denominada de bateria ZEBRA (THACKERAY, 2011) ou baterias de Sal, sendo nomeada no presente documento como bateria de sódio-níquel.

A partir do conceito tecnológico comprovado, a bateria de sódio-níquel foi experimentalmente demonstrada em 1984, iniciando assim a fase de industrialização da tecnologia. Por volta de 1989, com o evidente potencial industrial, a empresa *AEG Anglo Batteries* (uma *joint venture* entre a *Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft* e *Anglo American Corporation*) (COETZER; SUDWORTH, 2000), utilizando os conhecimentos alcançados, iniciou a industrialização da tecnologia. A aquisição da AEG (*Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft*) pela Daimler-Benz, no início das atividades, direcionou à concepção da célula eletroquímica para atender as características necessárias em aplicações veiculares, tendo em vista o nicho de mercado definido pela empresa. Esses esforços possibilitaram já no início da década de 90 o uso da tecnologia em veículos da *Mercedes Benz*, demonstrando sua aplicação em veículos elétricos (~100.000 km rodados) (MARKLINES AUTOMOTIVE INDUSTRY PORTAL, 2020; BATTERY CONSULT, 2020) e ônibus em 1992 (THACKERAY, 2011).

No ano de 1999, uma empresa suíça chamada MES-DEA adquiriu a linha de produção da bateria sódio-níquel desenvolvida até então, absorvendo também os conhecimentos da Beta R&D a qual, após alguns anos, se tornou independente

novamente e com autonomia para a continuação no desenvolvimento da presente tecnologia. Em 2010, a empresa FIAMM absorveu a linha de produção da bateria de sódio-níquel da MES-DEA por meio de uma *joint venture*, criando a empresa *FZSoNick SA* (MARKLINES AUTOMOTIVE INDUSTRY PORTAL, 2020; BATTERY CONSULT, 2020). Impulsionada pelo aumento da demanda do setor elétrico e de telecomunicação por baterias com energia específica elevada e seguras, em ambiente operacional, a *FZSonick SA* ampliou o uso da tecnologia de sódio-níquel para as aplicações estacionárias, além do mercado de transporte. Hoje a *FZSoNick SA* comercializa a tecnologia globalmente.

Em 2007, a *General Electric* (GE) anunciou a produção da tecnologia em escala piloto, envolvendo a *Beta R&D* em suas atividades, (THACKERAY, 2011), com foco em atuar no setor elétrico, telecomunicação e transporte (principalmente trens, *heavy-duty hybrid-diesel locomotives*). A tecnologia sódio-níquel produzida pela GE recebeu o codinome de *Durathon*. Recentemente, a produção foi também iniciada na China a partir dos conhecimentos da GE, sendo a empresa *Zhejiang Lvming Energy Co. Ltd*, uma *joint venture* com a GE, encarregada da produção industrial. No mesmo período, em 2008, o Brasil iniciou atividades de demonstração da tecnologia em veículos elétricos nacionais por meio de atividades lideradas pela Itaipu Binacional e, em 2012, um conjunto de ações para o domínio tecnológico foi iniciado com uma cooperação técnica entre a Itaipu Binacional, Fundação Parque Tecnológico Itaipu (PTI) e Eletrobras-CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica). Atualmente, o PTI, juntamente com parceiros (*Battery Consult AG*, *InnovEnergy* e COPEL), executa um conjunto de ações técnicas para desenvolver novos produtos e a próxima geração de células eletroquímicas da tecnologia sódio-níquel. Além do Brasil, a tecnologia vem sendo alvo de pesquisas e inovações em diferentes países, principalmente na Alemanha, Suíça, Coreia do Sul, Estados Unidos da América e China.

3. Princípios da Tecnologia

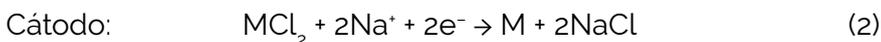
As características técnicas principais da tecnologia sódio-níquel (Na/NiCl₂) são a elevada energia específica (790 Wh Kg⁻¹) (KIM *et al.*, 2013) e durabilidade (4000-7000 ciclos) (DUSTMANN, 1998, 2004; KIM *et al.* 2013). Do ponto de vista aplicado, os metais de transição níquel e ferro (Ni e Fe) são comumente utilizados como matéria-prima, juntamente com o NaCl, para a fabricação das células eletroquímicas, proporcionando tensões de 2,58V e 2,35V (*vs.* Na, na temperatura de 300°C), respectivamente (LU *et al.*, 2010; DUSTMANN, 1998, 2004; KIM *et al.*, 2013). Além do Ni e Fe, teoricamente, outros metais de transição podem ser utilizados como matéria-prima para a fabricação da célula eletroquímica, como por exemplo, zinco, cobalto, cobre e cromo.

A Tabela 1 mostra a tensão de circuito aberto em relação ao sódio para os diferentes cloretos metálicos na temperatura de operação (250-300°C) (BÖHM, 2011).

Tabela 1. Tensão (E/V *vs.* sódio) de circuito aberto para os diferentes cloretos metálicos na temperatura de operação.

Cloreto Metálico	E (V <i>vs.</i> Na)	T (°C)
NiCl ₂	2,58	300
FeCl ₂	2,35	250
CoCl ₂	2,52	300
CuCl ₂	2,34	290
CrCl ₂	2,04	300

A reação de oxidação eletroquímica durante o descarregamento da célula é descrita a seguir:



Onde: M = metal de transição.

Além dos metais de transição, os cátodos das baterias de Na/MCl₂ são compostos por uma estrutura porosa, eletricamente condutora e impregnada com o tetracloroaluminato de sódio (NaAlCl₄), para garantir a condutividade elétrica e iônica, respectivamente, ao longo da célula (LU *et al.*, 2010; DUSTMANN, 1998, 2004; KIM *et al.*, 2013; SUDWORTH; GALLOWAY, 2009). Sais inorgânicos são também adicionados na formulação do cátodo como aditivos, promovendo a vida útil das células (>4500 ciclos, profundidade de descarregamento de 80% (LI *et al.*, 2013; BOWDEN *et al.*, 2014, LI *et al.*, 2014). Por fim, um eletrólito sólido cerâmico, com estequiometria Na₂O.5Al₂O₃, comumente chamado de alumina beta, atua como separador (isolante elétrico) e condutor específico de íons de sódio entre os eletrodos (cátodo e ânodo). A temperatura de operação média da célula é em torno de 270°C, garantindo elevada condutividade iônica do sódio (>0,2Ωm⁻¹cm⁻¹), através do eletrólito cerâmico, e elevada viscosidade ao eletrólito secundário (NaAlCl₄), com valor próximo ao da água (LU *et al.*, 2010; DUSTMANN, 1998, 2004; KIM, 2013). Todas as células eletroquímicas são hermeticamente fechadas para se evitar contaminantes externos. Um exemplo de fechamento hermético é por meio do método de compressão térmica (TCB, *Thermocompression Bonding*) (SUDWORTH; GALLOWAY, 2009).

3.1. Características da Célula

As células eletroquímicas podem ser fabricadas em diferentes formatos e tamanhos, dependendo da aplicação, conforme mostrado na Figura 1.

Em suma, o formato da célula eletroquímica influencia não somente nas características técnicas, tais como, potência máxima, taxa de descarregamento, capacidade, etc., mas também nos processos de produção e custos de fabricação. Embora diferentes geometrias já foram desenvolvidas, as células eletroquímicas são sempre constituídas pelo eletrólito sólido cerâmico como separador e os eletrodos positivo (cloreto metálico) e negativo (sódio metálico), conforme mostrado no diagrama da Figura 2.

O eletrólito cerâmico atua como condutor dos íons de sódio e isolante elétrico de ambos os eletrodos. Dependendo do formato da célula eletroquímica (Figura 1), a cerâmica pode ter os seguintes formatos: (i) tubular com secção transversal circular (célula tubular, Figura 1); (ii) tubular com secção transversal trevo (célula quadrada, Figura 1) – em ambos os casos uma das extremidades do tubo é fechada, e (iii) planar no formato de disco (célula plana, Figura 1). Já o eletrodo negativo é formado por um reservatório do sódio em contato com o invólucro externo da célula, que também atua como coletor de corrente. Resumidamente, o sódio metálico proveniente do carregamento da célula é reservado entre o invólucro e o eletrólito cerâmico. Por fim, o eletrodo positivo é formado pela presença do pó metálico e NaCl (no estado descarregado), impregnado com o sal fundido (NaAlCl_4) que atua como eletrólito secundário para o transporte dos íons (Na^+ e Cl^-) no seio do material.



Figura 1. Exemplo de diferentes formatos das células eletroquímicas de Na/NiCl₂ (Imagem fornecida cordialmente pela *Battery Consult AG*).

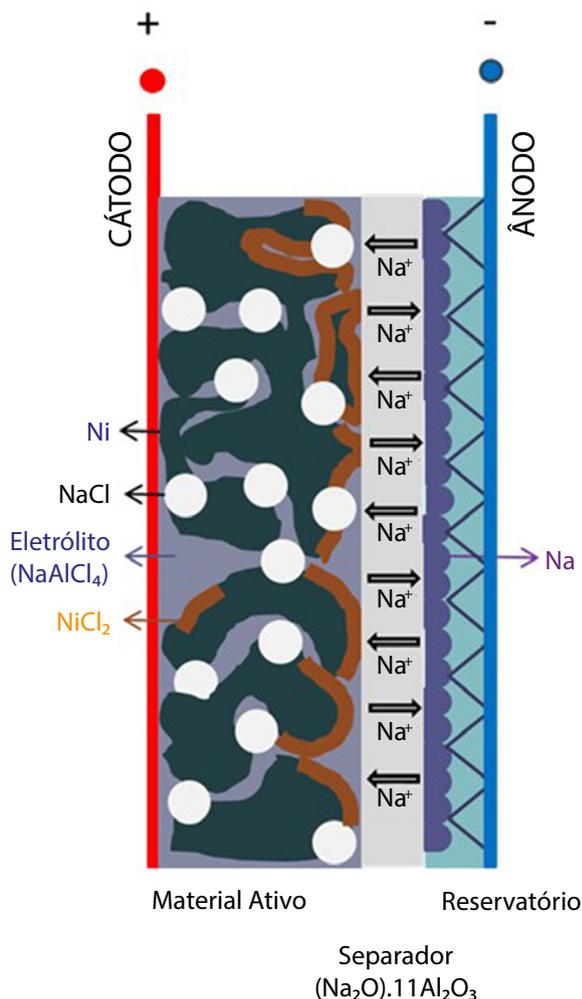


Figura 2. Diagrama esquemático de uma célula de Na/NiCl₂.

O tetracloroaluminato de sódio (NaAlCl₄) pode ser preparado pela reação do cloreto de sódio (NaCl) e o cloreto de alumínio (AlCl₃) (HARTENBACH; BAYER; DUSTMANN, 2013). Além da função primária de transporte de íons de sódio, o NaAlCl₄ possibilita os aspectos de segurança operacional da célula (BÖHM, 2011). Um exemplo é a tolerância da tecnologia sódio-níquel para um estado de carga da célula superior ao projetado. Em suma, durante o carregamento da célula, com o

total consumo do cloreto de sódio, ou seja, ao atingir o estado de carga de 100%, a reação de oxidação eletroquímica do NaAlCl_4 proporciona uma tolerância para o estado sobrecarregado até o valor de 3,05 V (vs. Na) (LU *et al.*, 2010), conforme reação a seguir:



$$E^{300^\circ\text{C}} = 3,05\text{V}$$

A reação é eletroquimicamente reversível para o intervalo de 2,58-3,05 V (vs. Na). Além disso, para o sobredescarregamento da célula, o NaAlCl_4 reage com o sódio, permitindo a operação teórica da célula até o valor de 1,58V (vs. Na) (LU *et al.*, 2010), como segue:



$$E^{300^\circ\text{C}} = 1,58\text{V}$$

Essa característica é importante para a tecnologia, não somente por permitir maiores tolerâncias de operação, mas também por possibilitar que as células apresentem variações na capacidade reversível ao longo dos ciclos, sem que haja impacto significativo no desempenho da bateria. Além disso, a presente janela de reversibilidade do eletrólito permite a concepção de baterias com número elevado de células conectadas em série. Por exemplo, 100 unidades de célula poderiam ser conectadas em série sem a necessidade do uso de sistema de gerenciamento individual, tal como o BMS (*Battery Management System*) (BRAITHWAITE; AUXER, 2002). Por fim, a reação química descrita em (5) pode também ocorrer em condições de falha da célula, ou seja, ruptura do eletrólito sólido cerâmico (alumina beta), neutralizando o sódio contido no ânodo (eletrodo negativo). As características descritas acima revelam que, mesmo em condições de falha de algumas células (poucas unidades), a bateria pode permanecer em operação (DUSTMANN, 2004). Do ponto de vista de segurança química, a reação de neutralização do sódio presente na célula após a falha, diminui a energia final gerada (650 Wh kg^{-1}) – em torno de 20% menor do que a energia proveniente da reação do sódio com o cloreto metálico (788 Wh kg^{-1}) e, aproximadamente, 80%

menor do que a energia liberada pela reação do sódio com o oxigênio ($4\text{Na} + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{Na}_2\text{O}$, 3883 Wh kg^{-1}) (DUSTMANN; BITO, 2009).

3.2. Materiais Aplicados à Tecnologia

3.2.1. Material Cerâmico (eletrólito)

A denominação "alumina beta" (β -alumina ou $\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$) para o eletrólito sólido cerâmico foi publicada por Rankin e Merwin (RANKIN; MERWIN, 1916), os quais, inicialmente, interpretaram que se tratava de uma variação polimórfica da alumina (Al_2O_3), esta última já amplamente aplicada e conhecida na época. Mais tarde, verificou-se que sua estrutura continha íons de sódio, e que sua fórmula seria $\text{Na}_2\text{O} \cdot 11\text{Al}_2\text{O}_3$, não sendo mais classificado um polimorfo, mas um composto de aluminato de sódio (ou uma fase do sistema de equilíbrio de fases binário $\text{Na}_2\text{O}\text{-Al}_2\text{O}_3$) (BRAGG; GOTTFRIED; WEST, 1931; BEEVERS; ROSS, 1937). É comum o uso do termo "alumina beta" ser referenciado como β'' -alumina ($\beta''\text{-Al}_2\text{O}_3$), cuja fórmula é $\text{Na}_2\text{O} \cdot 5\text{Al}_2\text{O}_3$. Esta pode ser considerada a variação mais importante, já que é a que apresenta a maior condutividade iônica (DELL; MOSELEY, 1981).

Conforme mencionado anteriormente, o eletrólito sólido tem função de separador e isolante elétrico entre o ânodo e cátodo, permitindo a condução iônica dos íons sódio (Na^+) por meio da sua estrutura. A alumina beta tem elevada condutividade iônica (ou seja, baixa resistividade), elevada resistência mecânica; além de uma baixíssima porosidade. Isto também implica em uma porosidade não conectada (porosidade fechada), ou seja, quaisquer poros que existam no material, mesmo que poucos, não podem estar conectados entre as superfícies de contato com o ânodo e cátodo.

O arranjo estrutural atômico/iônico da alumina beta (β'' -alumina) é mostrado na Figura 3 (MOSELEY, 1985), em que se observam os ânions de oxigênio (O^{2-}) formando um arranjo cúbico tipo espinélio. Cátions de alumínio (Al^{3+}) ocupam os interstícios octaédricos e tetraédricos formados pelos oxigênios. Cátions de sódio (os quais estão demarcados com planos transversais) se encontram entre os blocos de espinélio, determinando um plano

de cátions de sódio, também frequentemente chamados de planos de condução de sódio.

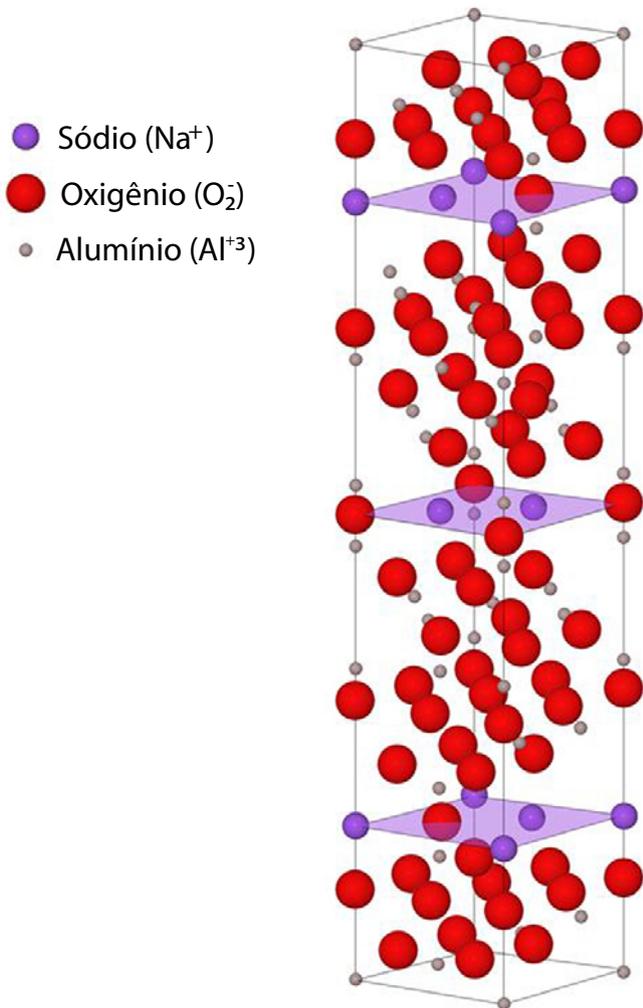


Figura 3. Arranjo estrutural dos átomos/íons que compõem a alumina beta (Adaptado de MOSELEY, 1985).

Na Tabela 2 (BÖHM, 2011) os valores típicos de algumas propriedades e características desses materiais são apresentados.

Tabela 2. Referência de valores atribuídas às propriedades da alumina beta.

Propriedades	Valores
Tensão de fratura	219 MPa
Densidade	3,22 g cm ⁻³
Espessura de parede	1,65 mm
Resistividade a 300°C	7,7 Ω.cm

Na Figura 4 é mostrado um tubo de alumina beta utilizado na célula de Na/NiCl₂.

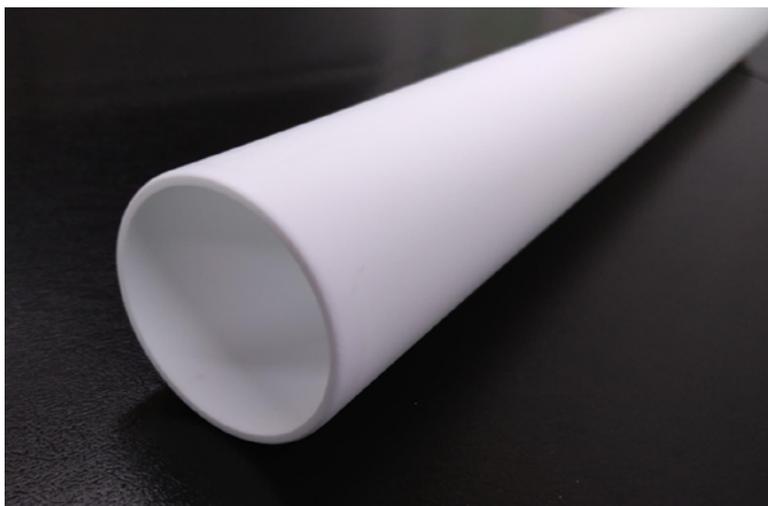


Figura 4. Exemplo de eletrólito sólido de alumina beta em formato de tubo com capacidade para 50 Ah (diâmetro externo aprox. 33 mm, comprimento aprox. 302 mm).

Embora o desenvolvimento tecnológico desse eletrólito sólido tenha se iniciado na década de 60, ainda existem alguns temas desafiadores a serem superados. Estes estão relacionados ao seu processamento, ou seja, aos processos envolvidos na sua fabricação. De forma geral, a produção industrial de eletrólito sólido de alumina beta passa pelas seguintes etapas de processamento: dosagem dos componentes ou matéria prima; mistura e moagem dos componentes (geralmente num meio fluido); granulação (com secagem, caso a etapa anterior tenha sido em um fluido); conformação, ou seja, a peça ganha

um formato; sinterização por tratamento térmico (consolidação). Todavia, devido às características especiais da alumina beta, cada etapa do processamento requer alguns cuidados especiais. Alguns deles são listados a seguir.

- Pureza dos precursores: impurezas diversas podem dificultar ou impedir a condução do íon de Na⁺.
- Mistura e moagem eficientes: alguns componentes podem ser pouco solúveis no meio fluido escolhido para o processo. Com isso, o processo de mistura e moagem deve ser intensivo em termos energéticos, para garantir homogeneização e, também, uma distribuição de tamanhos de partícula adequados, para facilitar a ocorrência das reações no estado sólido durante o tratamento térmico. Parâmetros de processo apropriados devem ser escolhidos, assim como dimensões de cubas e meios de moagem.
- Adequada distribuição de tamanho de grânulo após secagem: no caso em que houve mistura e moagem em meio úmido, o material seco deve estar desaglomerado de tal modo que os grânulos (aglomerado de partículas) possuam um tamanho médio que permita o preenchimento total de um molde. Um processo que efetua a secagem e granulação de forma rápida é o "*spray-drying*" (secagem por nebulização), que consiste no bombeamento de uma suspensão de partículas cerâmicas, de modo que atravesse um bico tipo "*spray*" no interior de uma câmara quente. As gotículas formadas se secam e geram grânulos. As principais variáveis de processo, nesse caso, são a pressurização da suspensão no bico nebulizador, viscosidade da suspensão, temperatura e dimensões da câmara quente.
- Correta distribuição e controle de temperatura no interior de fornos de sinterização: a faixa de temperatura de sinterização da alumina beta pode chegar a ordem de 1600°C. Caso a distribuição da temperatura no interior de um forno esteja demasiadamente heterogênea, a consolidação das peças pode ser malsucedida, seja isto numa peça ou entre várias peças. Temperaturas elevadas como esta, inclusive, podem promover a volatilização do sódio e dificultar o surgimento da fase de alumina beta mais condutora. Em fornos tipo batelada, é comum a utilização de um encapsulamento (BÖHM, 2011; DUNCAN *et al.*, 1985)

cerâmico sobre a peça que vai originar o eletrólito sólido de alumina beta.

- Necessidade de estocagem adequada após a sinterização: nas condições ambiente a alumina beta pode reagir espontaneamente com a umidade do ar, se convertendo em outras fases não condutoras.

Sabe-se que a resistividade do eletrólito sólido de alumina beta aumenta em proporção com a espessura de parede (espessura da membrana). Esforços para a otimização dessa variável, juntamente aos aspectos de produtividade, têm sido empregados já há alguns anos (DUNCAN *et al.*, 1985), e continuam conforme relato da literatura (HU *et al.*, 2017), em que se busca a conciliação desses aspectos por meio do processo de extrusão. A diminuição da espessura de parede deve ser acompanhada do aumento da resistência mecânica do material, pois a alumina beta também cumpre funções estruturais numa célula. O balanço entre essas propriedades ainda é bastante desafiador.

Trabalhos também têm sido dedicados à diminuição da temperatura de operação da célula (LU *et al.*, 2014) o que, levou a revisões sobre alguns conceitos sobre a cinética no transporte dos íons através da alumina beta. Ainda dentro deste contexto da diminuição da temperatura de operação da bateria, é interessante se destacar que uma outra classe de cerâmica condutora para a substituição da alumina beta tem sido pesquisada. Esta é chamada de "Nasicon" (HAYASHI *et al.*, 2012). Trata-se de uma cerâmica de composição química a base de fosfato de sódio, contendo alguns elementos aditivos. Existem cerâmicas tipo "Nasicon" tanto cristalinos, amorfos (vítreos) ou semi-cristalinos. Estes materiais têm demonstrado potencial para operação de células de níquel-sódio em temperaturas menores (aproximadamente 200°C) que as convencionais.

3.2.2. Materiais Metálicos (cátodo)

Conforme relatado anteriormente, a matéria-prima do eletrodo positivo (cátodo) da célula é uma mistura de pó metálico e NaCl, (COETZER; SUDWORTH, 2000; THACKERAY, 2011). Esse conceito surgiu da necessidade de desenvolvimento de materiais alternativos para as tecnologias emergidas na época à base de sódio-enxofre. Além disso, o eletrodo positivo

contém o eletrólito secundário que tem a funcionalidade de promover a condução dos íons presentes. Em particular, o eletrólito secundário deve ser quimicamente compatível com a β'' - Al_2O_3 ; não dissolver o cloreto metálico (NiCl_2); possuir intervalo de potencial eletroquímico favorável ($>2.6\text{V vs. Na}$) e estabilidade térmica ($\sim 350^\circ\text{C}$); além de apresentar baixa viscosidade e condutividade iônica elevada (MOSELEY *et al.*, 1989).

No final dos anos 70, Roger Bones e colaboradores, provenientes do *Hartwell Laboratories*, na Inglaterra, identificaram o sal binário $\text{NaCl}^*\text{AlCl}_3$ (NaAlCl_4) como eletrólito secundário promissor para a tecnologia. Os estudos revelaram que os metais de transição, principalmente o FeCl_2 e NiCl_2 , são estáveis (ausência ou baixa solubilidade) no $\text{NaAlCl}_4^{(l)}$ quando a razão molar do composto binário é mantida em 1:1 (COETZER; SUDWORTH, 2000; MACMILLAN; CLEAVER, 1993). Em paralelo, os trabalhos mostraram a possibilidade de preparo do eletrodo positivo a partir da co-sinterização da mistura de cloreto de sódio com o pó metálico em atmosfera redutora na temperatura de 800°C (GALLOWAY, 1987; BONES *et al.*; 1985). Ambos os desenvolvimentos foram primordiais para o avanço da tecnologia, revelando as vantagens técnicas no que diz respeito à manufatura das células eletroquímicas quando comparadas com a bateria de sódio-enxofre, uma vez que os materiais estão no estado completamente descarregado sem a necessidade do manuseio do sódio metálico. A partir destas descobertas, Mike Wright (COETZER; SUDWORTH, 2000) propôs utilizar a granulação da mistura NaCl com o pó metálico, sem a necessidade do tratamento térmico. Essa descoberta facilitou a adição de outros aditivos que contribuíram para o aumento da durabilidade e da capacidade da célula.

Outro fator que pode impactar diretamente no desempenho e vida útil da célula é a variação da morfologia do material no cátodo após múltiplos ciclos de operação. A variação da morfologia da fase metálica pode proporcionar a degradação (dissolução ou coalescência) total ou parcial do cátodo (STEINBOCK; DUSTMANN, 2001; LU *et al.*, 2010; RIJSSENBEEK *et al.*, 2011). A variação de morfologia no cátodo, como por exemplo o crescimento de partículas metálicas devido à degradação, leva a uma menor área ativa, minimizando o contato

elétrico (aumento da resistência interna) e, conseqüentemente, a vida útil (capacidade de carga) da célula.

Diante do exposto, um dos conceitos utilizados para contornar o problema é uma estrutura porosa de níquel, contendo cloreto de sódio, aditivos inorgânicos e o tetracloroaluminato de sódio impregnado no seu poro. Assim, parte do níquel é utilizado para o armazenamento da energia elétrica na forma de energia química e a outra parte garante a condutividade elétrica ao longo da célula (SUDWORTH, 2001). Em particular, estudos reportados por Rijssenbeek, J. *et al.* (2011) em células comerciais, por meio de medidas de difração de raios X *in situ*, verificaram que a quantidade de metal efetivamente utilizada é em torno de 30% de todo o metal contido. Além da estrutura de níquel, o ferro misturado com o níquel pode também ser utilizada para aplicações as quais picos de potência são necessários. Por exemplo, é possível o aumento da potência da célula de 80W para 170W, por massa de material ativo (BÖHM; BEYERMANN, 1999). Além disso, as células constituídas por ferro puro (Na/FeCl₂) demonstraram também ser promissoras, gerando capacidade reversível ao longo dos ciclos relativamente estáveis, podendo assim, ser um material alternativo para a tecnologia (THACKERAY, 2011). A boa estabilidade desses materiais (ferro e níquel) pode estar relacionada com o crescimento de partícula desfavorável ao longo dos ciclos de descarregamento e carregamento das células. Em particular, pós metálicos, ou seja, partículas pequenas do cloreto metálico no estado carregado, podem sofrer dissolução no eletrólito ao longo dos ciclos (mesmo apresentando baixa solubilidade, 7×10^{-4} mol kg⁻¹), posteriormente depositando-se por redução sobre as partículas maiores. Estudos mostram que ao longo dos ciclos um crescimento médio das partículas da ordem de 1-2µm para em torno de 40µm pode ocorrer (SUDWORTH; GALLOWAY, 2009).

Assim, muitos estudos vêm sendo realizados para se compreender o efeito dos ciclos sucessivos sobre a morfologia do cátodo (material ativo e estrutura porosa), principalmente para as células à base de níquel e/ou ferro (STEINBOCK; DUSTMANN, 2001; LU *et al.*, 2010; RIJSSENBEEK *et al.*, 2011; ZINTH *et al.*, 2015; LI *et al.*, 2016; HA *et al.*, 2014; LI *et al.*, 2015). Por exemplo, formações de filmes de MCl₂ na superfície do

metal durante os ciclos são observadas, proporcionando a total inibição da reação do NaCl com o metal ao atingir valores da ordem de micrômetros (filmes eletricamente isolantes) – o que impacta diretamente na capacidade das células (LI *et al.*, 2013; BOWDEN *et al.*, 2014; LI *et al.*, 2014). Como alternativa, aditivos inorgânicos (NaBr, NaI, NaF e FeS) (LI *et al.* 2013; BOWDEN, 2014; LI *et al.*, 2014) foram sugeridos para controlar o crescimento destas interfaces isolantes e inibir a degradação (dissolução ou coalescência) do metal durante a operação (ciclos de carregamento e descarregamento) (STEINBOCK; DUSTMANN, 2001; LU *et al.*, 2010; RIJSENBECK *et al.*, 2011; ZINTH *et al.*, 2014; LI *et al.*, 2016; HA *et al.*, 2014; LI *et al.*, 2015). O enxofre como aditivo, por exemplo, se mostrou favorável para prevenir a deposição de filmes de níquel durante o descarregamento ao longo dos ciclos, além de remover parte da camada passiva do metal (camadas de óxido/hidróxido) (LI *et al.*, 2014). No entanto, modificações na superfície da fase metálica e reações paralelas podem ocorrer dependendo do tipo do aditivo. Por exemplo, quantidades baixas e elevadas de FeS proporcionam crescimento e degradação das partículas de Ni, respectivamente, apontando que melhores entendimentos do papel dos aditivos na interface ainda são essenciais (LI *et al.*, 2014). Outros aditivos comumente utilizados são o fluoreto de sódio (NaF) e iodeto de sódio (NaI) que atuam na durabilidade e estabilidade da capacidade reversível ao longo dos ciclos (MOSELEY *et al.*, 1989).

Do ponto de vista de produção, para as diferentes possibilidades de formulação do cátodo, o processamento dos pós (os metais e os sais inorgânicos) por mistura e granulação é atualmente empregada. Sabe-se de diferentes áreas da indústria química que a manipulação de grânulos é preferida em relação à manipulação de pós, principalmente quando os componentes são variados. De modo geral, os grânulos melhoram a fluidez e a homogeneidade da mistura dos pós, permitindo o controle na capacidade da célula durante sua fabricação. Um exemplo de processo de granulação é a compactação por rolos de pós secos, seguido da fragmentação do material compactado para obtenção de grânulos menores (KIM *et al.*, 2016).

Com base nas características e composição atual do cátodo utilizado pelas células comerciais das baterias de

sódio-cloreto metálico, considera-se que o desenvolvimento de cátodos otimizados (menor quantidade de metal e estáveis) com vistas a proporcionar menor custo e melhor desempenho das baterias ainda pode avançar muito. A perspectiva para a superação dos obstáculos pode ser beneficiada enormemente por meio da área de nanotecnologia, conforme os trabalhos recentes têm demonstrado (CHANG *et al.*, 2017; XIA *et al.*, 2009; CHANG *et al.*, 2018; LI *et al.*, 2020).

3.2.3. Reciclagem dos Materiais

As soluções propostas para armazenamento de energia, seja para aplicações estacionárias ou veiculares, devem atender também quesitos econômicos e ambientais desde a manufatura até o desmantelamento final dos produtos. Do ponto de vista econômico, a matéria-prima utilizada na bateria Na-NiCl₂ é abundante e o custo de extração é favorável (GALLOWAY, DUSTMANN, 2003). Os processos de fabricação não possuem, no geral, liberação de gases nocivos ou subprodutos que poderiam comprometer a cadeia produtiva (TRICKETT, 1998; DUSTMANN; BITO, 2009).

Do ponto de vista ambiental, a bateria comercialmente disponível possui 73% de sua massa constituída pelas células eletroquímicas. A carcaça corresponde à 19% da massa total, e os demais materiais somam 8% (TRICKETT, 1998; GALLOWAY; DUSTMANN, 2003). Dessa forma, a rota de reciclagem das baterias inativas, após as aplicações de segundo uso, já é consolidada e é economicamente atrativa, impulsionada pela recuperação do níquel presente nas células. Os sais cloreto de sódio e tetracloroaluminato de sódio são lixiviados da massa catódica, e os metais, níquel e ferro, são destinados para produção de ligas em indústrias de aço. Os demais materiais, incluindo resquícios de sódio, são fundidos para preparação ferro-gusa e escória, por exemplo (TRICKETT, 1998).

3.3. Gerenciamento das Células

Tendo em vista as aplicações da bateria, um controlador responsável pelo monitoramento e gerenciamento de sua energia se faz necessário. Um controlador deve ser capaz de auxiliar na segurança do sistema, sejam as baterias veiculares

ou estacionárias. Esta seção trata do controlador de operação de algumas tecnologias de baterias, com destaque para a tecnologia de sódio-níquel.

É comum o uso do termo "sistema de gerenciamento de bateria", com a sigla BMS (*Battery Management System*), para designar o elemento de controle. O uso de BMS em baterias não é recente, com pesquisas datadas nos anos 80 (HAMILL; PARKER, 1985; MOODY, 1986). Desde seu início, o propósito era suprir soluções para mitigar fraquezas que os sistemas de armazenamento por baterias apresentavam.

De maneira simplificada, o BMS pode ser dado como um sistema para realizar o monitoramento e controle sobre os processos de carregamento e descarregamento da bateria, visando um uso adequado da energia armazenada, enquanto mantém condições operativas seguras para o sistema (RAHN; WANG, 2013). As principais funções de um BMS são (PLETT, 2015):

- Monitorar variáveis das baterias, como temperatura, tensão e corrente;
- Proteger a bateria de maneira que trabalhe sempre dentro dos limites de operação, evitando limites inferior e superior de carga e descarga, por exemplo;
- Utilizar as medições para indicar estado de carga e estado de saúde da bateria;
- Realizar balanço de carga das células da bateria;
- Possuir um histórico das medições de grandezas da bateria;
- Gerenciar o sistema de aquecimento da bateria;
- Garantir maior vida útil para a bateria;
- Permitir comunicação com outros dispositivos, como, por exemplo, conversores, para que os mesmos atendam as características da bateria sem que haja degradação do sistema;
- Entre outras.

Em geral, um BMS apresenta circuitos para a leitura dos parâmetros de tensão, corrente e temperatura, detectados por sensores. Existem também circuitos de alarmes e de contatos que atuam na prevenção das condições limites, tais como

sobreaquecimento, sobrecarga/sobredescarga. Estes circuitos devem possuir capacidade de se desconectar da carga ou do carregador em pelo menos um dos polos da bateria.

Uma certa capacidade de processamento de dados é necessária a um BMS, já que a interpretação de parâmetros originados pelo condicionamento dos sinais enviados pelos sensores requer agilidade. Os dados obtidos podem ser utilizados nos algoritmos e rotinas que desempenham as funções de controle e monitoramento da bateria. Vale ressaltar que o algoritmo de controle ou protocolo de carga e descarga é o meio para melhorar o desempenho e a vida útil da bateria, mas isto depende diretamente das características da aplicação (RAHIMI-EICHI *et al.*, 2013).

Uma das funções fundamentais do BMS é a estimativa do estado de carga, chamado de SOC (*State of Charge*), que pode ser definido como a porcentagem da máxima carga possível que está disponível em uma bateria recarregável (KULARATNA, 2015). Este valor é normalizado de 0 a 100% para indicar a quantidade de energia que pode ser retirada do sistema de armazenamento, sem violar limites de operação. O SOC é um assunto de constante pesquisa, pois existe ainda uma grande necessidade de aprimoramento de técnicas de medição e da precisão em diferentes condições de operação.

Em alguns casos, o BMS (dependendo da função e dos modelos) pode oferecer a gestão energética e não somente reagir aos comandos externos. Há arquiteturas que podem oferecer níveis hierárquicos de controle embutidos no BMS, para que baterias possam trabalhar em conjunto, mas sem concorrer pelos recursos.

Em resumo, é dito que o BMS é o elemento inteligente da bateria, sendo responsável por melhorar sua segurança e seu rendimento, já que os dois aspectos impactam diretamente na sua vida útil.

A complexidade requerida por um BMS para baterias de sódio-níquel não é baixa se comparada com baterias de chumbo ácido, que muitas vezes nem requerem controladores. Todavia, tal complexidade não é tão elevada quanto a tecnologia das baterias de lítio, que chegam a necessitar de controles individuais de suas células.

Destacando alguns pontos de forma mais específica, na bateria de sódio-cloreto de níquel, o BMS vai atuar em:

- Monitoramento da temperatura da bateria, mantendo o conjunto em torno de 265°C, permitindo operação dentro de certos limites, mas bloqueando em caso de variações maiores de 40°C (acima ou abaixo dessa referência);
- Carregamento da bateria ao atingir a temperatura de operação, sendo essa a primeira ação executada em função da temperatura;
- Regulação de parâmetros de carga visando obter melhor desempenho da bateria. No caso, um carregamento ideal utiliza modos de seguimento de corrente em um primeiro estágio e, ao atingir a tensão de corte, muda para um seguimento de tensão até que a corrente verificada seja considerada "baixa", indicando o carregamento completo;
- Monitoramento da corrente de entrada e saída da bateria que, atualmente, é feito pelo modo de contagem coulômbica para indicar o nível de carga da bateria;
- Proteção da bateria de sobrecargas e descarregamentos profundos.

O BMS de baterias de alta temperatura, como a de sal fundido, em geral, conta com sistemas de comunicação para troca de informação com o ambiente externo, que seria com o usuário ou outros equipamentos. Estes agentes externos informam as condições desejadas para a bateria. Caso tais dados não coloquem a bateria em condições inseguras, o BMS atende ao que foi requerido.

Outro aspecto de segurança do BMS é a utilização de redundância de processamento, do tipo *Watchdog*, que é responsável por verificar se o BMS está operando corretamente. Este circuito incorporado ao BMS possui capacidade de desconectar e desligar a bateria em caso de detecção de mau funcionamento do BMS.

Por fim, capacidades de memória interna também são desejáveis, as quais são responsáveis pelo armazenamento de dados ao longo da vida da bateria, desde a sua produção.

4. Considerações Finais

A bateria sódio-cloreto de níquel tem características atrativas quando se considera um cenário socioeconômico sustentável, principalmente para atender à perspectiva da matriz energética com baixa emissão de gases poluentes atrelada à diversificação das fontes de energia por meio do uso de recursos renováveis. Sua viabilidade tecnológica pode ser considerada demonstrada, já que foi validada em diferentes aplicações no mundo. No entanto, a existência de espaços para os avanços tecnológicos (novos materiais, novos processos, controle inteligente) revela que a tecnologia ainda pode agregar maior eficiência e durabilidade ao produto comercial. Por fim, o setor elétrico (seja nacional ou mundial) poderá se beneficiar dessa tecnologia em diferentes aplicações, não apenas no campo da geração, mas também da distribuição e transmissão de energia, devido à sua confiabilidade operacional.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao programa de pesquisa e desenvolvimento, junto à COPEL e regulamentado pela ANEEL, pelo suporte financeiro ao projeto de número 2866-0452/2016 .

D.A.C. agradece o apoio financeiro recebido do CNPq (425319/2016-4).

Referências

BATTERYCONSULT AG. Disponível em: <<http://www.batteryconsult.ch/Company%20-%20Competences.htm>>. Acesso em: 27 jan. 2020.

BEEVERS, C.A.; ROSS, M.A.S. The Crystal Structure of “Beta Alumina” $\text{Na}_2\text{O} \cdot 11\text{Al}_2\text{O}_3$. *Zeitschrift für Kristallographie - Crystalline Materials*, v. 97. n. 1-6, p. 59-66, 1937.

BÖHM, H. Materials for High-temperature Batteries. In: Daniel, C. and Besenhard, J. O. *Handbook of Battery Materials*, Second Edition, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA., p. 719-756, 2011.

BÖHM, H.; BEYERMANN, G. ZEBRA batteries, enhanced power by doping. *Journal of Power Sources*, v. 84, p. 270-274, 1999.

BONES, R.J.; GALLOWAY, R.C.; COETZER, J. TEAGLE, D.A. Electrochemical Cell. *US Patent 4560627*, 1985.

BOWDEN, M.E.; ALVINE, K.J.; FULTON, J.L.; LEMMON, J.P.; LU, X.; WEBB-ROBERTSON, B.J.; HEALD, S.M.; BALASUBRAMANIAN, M.; MORTENSEN, D.R.; SEIDLER G.T.; HESS, N.J. *Journal of Power Sources*, 247, p. 517-526, 2014.

BRAGG W.L.; GOTTFRIED, C.; WEST, J. The Structure of b Alumina. *Zeitschrift für Kristallographie - Crystalline Materials*, v. 77, n. 1-6, p. 255-274, 1931.

BRAITHWAITE, J.W.; AUXER, W.L. *Sodium-beta batteries*. In: LINDEN, D.; REDDY, T.B. *Handbook of batteries*, 3^a ed, New York: Mc-Graw-Hill. 40.1- 40.3.1, 2002.

CHANG, H.-E.; LU, X.; BONNET, J.F.; CANFIELD, N.L.; SON, S.; PARK, Y.-C.; JUNG, K.; SPRENKLE, V.L.; LI G. “Ni-less” cathodes for high energy density, intermediate temperature Na-NiCl₂ batteries. *Advanced materials interface*, 5, 1701592, 2018.

CHANG, H.-J.; CANFIELD, N.L.; JUNG, K.; SPRENKLE, V.L.; LI, G. Advanced Na-NiCl₂ battery using Nickel-coated graphite with core-shell microarchitecture – *Applied Materials Interfaces*, 9, 13, 2017.

COETZER, J. A new high energy density battery system, *Journal of Power Sources*, 18, 377-380, 1986.

COETZER, J.; SUDWORTH, J. *Out of Africa – The Story of the Zebra Battery*. Beta Resesarch & Development Ltd., 2000.

DELL, R.M.; MOSELEY, P.T. Beta-Alumina Electrolyte for Use in Sodium/Sulphur Batteries Part 1 Fundamental Properties. *Journal of Power Sources*, v. 6, n. 2, p. 143-160, 1981.

DESMOND, K. *Innovators in Battery Technology: Profiles of 93 Influential Electrochemists*. North Carolina: McFarland & Company, Inc. p. 271, 2016.

DUNCAN, J.H.; GORDON, R.S. POWERS, R.W.; BONES, R.J. *Solid Electrolyte Production*. In: SUDWORTH. J.L. The Sodium Sulfur Battery. New York. Champman and Hall Ltd. p. 79-127, 1985.

DUSTMANN, C.-H. *Journal of Power Sources*, 127, 85-92, 2004.

DUSTMANN, C.-H. *Journal of Power Sources*, 72, 27-31, 1998.

DUSTMANN, C.-H.; BITO, A. Safety. In: GARCHE, J.; DYER, C.; MOSELEY, P.; OGUMI, Z.; RAND D.; SCROSATI, B. *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, v. 4. Amsterdam: Elsevier; pp. 324-333, 2009.

DUSTMANN, C.-H.; BITO, A. Safety. In: GARCHE, J.; DYER, C.; MOSELEY, P.; OGUMI, Z.; RAND D.; SCROSATI, B. *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, Amsterdam: Elsevier. v. 4, pp. 324-333, 2009.

GALLOWAY, R.C. A Sodium/Beta-Alumina/Nickel Chloride Secondary Cell. *J. Electrochem. Soc.*, v. 134, n. 1, p. 256-257, 1987.

GALLOWAY, R.C.; DUSTMANN, C.H. *Zebra Battery – Material Cost, Availability and Recycling*, EVS-20, Nov. 15.19, 2003.

HA, S.; KIM, J.-K.; CHOI, A.; KIM, Y.; LEE, K.T. Sodium–Metal Halide and Sodium–Air Batteries. *Chem.Phys.Chem.*, v. 15, n. 10, p. 1971-1982, 2014.

HAMILL, D.C.; PARKER, B.R. Advances in Battery Charging for Portable Video: Low-Cost, Microcomputer-Controlled Fast Charging for Ni-Cads. *SMPTE Journal*, v. 94, n. 3, p. 296-304, 1985.

HARTENBACH, A.; BAYER, M.; DUSTMANN, C.H. The Sodium Metal Halide (ZEBRA) Battery: An Example of Inorganic Molten Salt Electrolyte Battery. In: LANTELME, F.; GROULT, H. *Molten Salts Chemistry: From Lab to Applications*, Estados Unidos, Elsevier, p. 439-450, 2013.

HAYASHI, A.; NOI, K.; SAKUDA, A.; TATSUMISAGO, M. Superionic Glass-Ceramic Electrolytes for Room-Temperature Rechargeable Sodium Batteries. *Nature Communications*, v. 3, n. 856, p. 1-5, 2012.

HU, Y.; HEAVENS, S.N.; BLACKBURN, J.S.; BLACKBURN, S. Extrusion Process for the Manufacture of Beta"-Alumina Solid Electrolyte Tubes. *Journal of Ceramic Science and Technology*, n. 8, v. 1, p.25-30, 2017.

HUESO, K.B.; ARMAND, M.; ROJO, T. *Energy Environ. Sci.*, 6, 734, 2013.

KIM, H.; JEONG, G.; KIM, Y.-U.; KIM, J.-H.; PARK, C.-M.; SOHN, H.-J. *Chem. Soc. Rev.*, 42, 9011-34, 2013.

KIM, J.; JO, S.H.; KIM, J.-S.; BHAVARAJU, S.; KANG, S.O. Investigation of manufacturing parameters for NaCl-Ni granule type cathodes used in low temperature NaSICON sodium-metal chloride batteries. *Journal of Alloys and Compounds*. v. 665, p. 288-293, 2016.

KULARATNA, N. *Energy Storage Devices for Electronic Systems*. In Energy Storage Devices for Electronic Systems, Elsevier, 269, 2015.

KUNDU, D.; TALAIE, E.; DUFFORT, V. NAZAR, L.F. *Angew. Chemie - Int. Ed.*, 54, 3432-3448, 2015.

LI, G.; LU, X.; KIM, J.Y.; ENGELHARD, M.H.; LEMMON, J.P.; SPRENKLE, V.L. *J. Power Sources*, 272, 398-403, 2014.

LI, G.; LU, X.; KIM, J.Y.; LEMMON, J.P.; SPRENKLE, V.L. *J. Mater. Chem. A*, 1, 14935, 2013.

LI, G.; LU, X.; KIM, J.Y.; MEINHARDT, K.D.; CHANG, H.J.; CANFIELD, N.L.; SPRENKLE, V.L. Advanced intermediate temperature sodium–nickel chloride batteries with ultra-high energy density. *Nat. Commun.*, v. 7, 2016.

LI, G.; LU, X.; KIM, J.Y.; VISWANATHAN, V.V.; MEINHARDT, K.D.; ENGELHARD, M.H.; SPRENKLE, V.L. An Advanced Na–FeCl₂ ZEBRA Battery for Stationary Energy Storage Application. *Adv. Energy Mater.* v. 5, n. 12, 2015.

LI, Y.; WU, X.; WANG, J.; GAO, X.; HU, Y.; WEN, Z. Ni-less cathode with 3D free-standing conductive network for planar Na-NiCl₂ batteries. *Chemical Engineering Journal*, 387, 124059, 2020.

LINDEN, D.; REDDY, T.B. *Handbook of Batteries*, 3rd edn, McGraw-Hill, New York, USA, 2003.

LU, X.; LI, G.; KIM, J.Y.; DONGHAI, M.; LEMMON, J.P.; SPRENKLE, V.L.; LIU, J. Liquid-metal electrode to enable ultra-low temperature sodium-beta alumina batteries for renewable energy storage. *Nature Communications*, v. 5, n. 4578, p. 1-8, 2014.

LU, X.; XIA, G.; LEMMON, J.P.; YANG, Z. Advanced materials for sodium-beta alumina batteries: Status, challenges and perspectives. *Journal of Power Sources*, v. 195, n. 9, p. 2431-2442, 2010.

LU, X.; XIA, G.; LEMMON, J.P.; YANG, Z. *Journal of Power Sources*, 195, 2431-2442, 2010.

LU, X.; XIA, G.; LEMMON, J.P.; YANG, Z. Advanced materials for sodium-beta alumina batteries: Status, challenges and perspectives. *Journal of Power Sources*, v. 195, n. 9, p. 2431-2442, 2010.

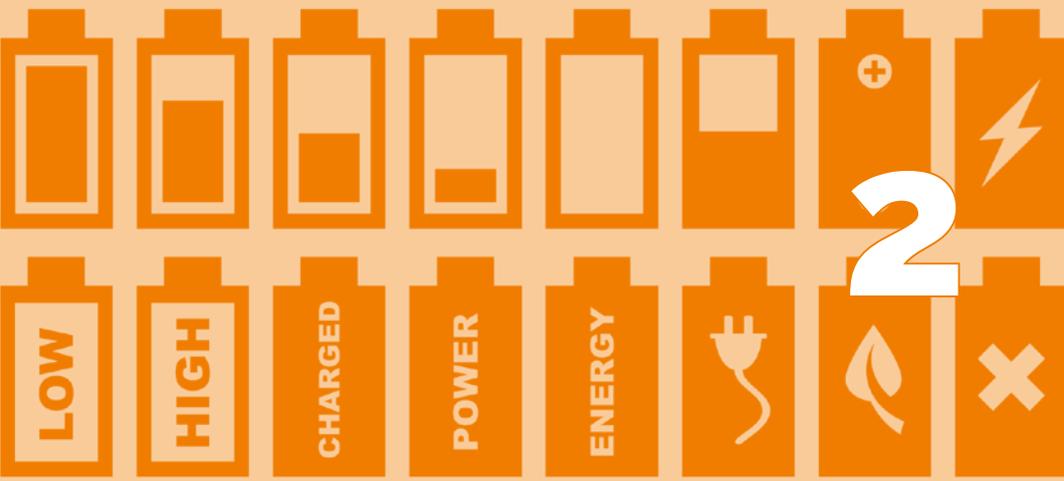
MACMILLAN, M.G.; CLEAVER, B. Solubility of Nickel Chloride in Molten Sodium Tetrachloroaluminate Saturated with Sodium Chloride over the Temperature Range 200–400°C. *J. Chem. Soc., Faraday Trans.*, v. 89, p. 3817-3819, 1993.

MARKLINES AUTOMOTIVE INDUSTRY PORTAL. Disponível em: <https://www.marklines.com/en/top500/s500_105>. Acesso em: 27 jan. 2020.

MOODY, M.H. A High Reliability Battery Management System. *Journal of Power Sources*, v. 18, n. 2-3, p. 223-31, 1986.

MOSELEY, P.T. *The Solid Electrolyte - Properties and Characteristics*. In: SUDWORTH, J.L. *The Sodium Sulfur Battery*. New York. Champman and Hall Ltd. p. 19-77, 1985.

- MOSELEY, P.T.; BONES, R.J.; TEAGLE, D.A.; BELLAMY, B.A.; HAWES, R.W.M. Stability of Beta Alumina Electrolyte in Sodium/FeCl₂ (Zebra) Cells. *J. Electrochem. Soc.*, v. 136, n. 5, 1989.
- PLETT, G.L. Battery Management Systems, Volume II: Equivalent-Circuit Methods. [s.l.] *Artech House*, 2015.
- Rahn, C.D.; Wang, C.Y. (2013). *Battery Systems Engineering*. John Wiley and Sons.
- RAHIMI-EICHI, H. *et al.* Battery Management System: An Overview of Its Application in the Smart Grid and Electric Vehicles. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, v. 7, n. 2, p. 4-16, 2013.
- RANKIN, G.A.; MERWIN, H.E. The Ternary System CaO-Al₂O₃-MgO. *Journal of American Chemistry Society*, v. 38, n. 3, p. 568-588, 1916.
- RIJSSENBECK, J.; GAO, Y.; ZHONG, Z.; CROFT, M.; JISRRAWI, N.; IGNATOV, A.; TSAKALAKOS, T. In situ X-ray diffraction of prototype sodium metal halide cells: Time and space electrochemical profiling. *Journal of Power Sources*, v. 196, n. 4, 2332-2339, 2011.
- STEINBOCK, L.; DUSTMANN, C.-H. Investigation of the Inner Structures of ZEBRA Cells with a Microtomograph. *J. Electrochem. Soc.*, v. 148, n. 2, A132, 2001.
- SUDWORTH, J.L. The Sodium/NiCl₂ (ZEBRA) Battery, *Journal of Power Sources*, v. 100, p. 149-163, 2001.
- SUDWORTH, J.L.; GALLOWAY, R.C. In: GARCHE, J.; DYER, C.; MOSELEY, P.; OGUMI, Z. RAND, DR.; SCROSATI, B. Sodium-Nickel Chloride, *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, v. 4, Elsevier B.V, p. 312-323, 2009.
- THACKERAY, M. Twenty Golden Years of Battery R&D at CSIR, 1974-1994, *S. Afr. J. Chem.*, 64, 61-66, 2011.
- TRICKETT, D. *Current Status of Health and Safety Issues of Sodium/Metal Chloride (Zebra) Batteries* - National Renewable Energy Laboratory, 1998.
- WANG, L.; LU, Y.; LIU, J.; XU, M.; CHENG, J. ZHANG, D.; GOODENOUGH, J.B. *Angew. Chemie - Int. Ed.*, 52, 1964-1967, 2013.
- XIA, Y.; XIONG, Y.; LIM, B.; SKRABALAK, S.E. *Angew. Chem. Int. Ed.*, 48, p. 60-103, 2009.
- YANG, Z.; ZHANG, J.; KINTNER-MEYER, M.C.W.; LU, X.; CHOI, D.; LEMMON, J.P.; LIU, J. *Chem. Rev.*, 111, 3577-3613, 2011.
- ZINTH, V.; SEIDLMEYER, S.; ZANON, N.; CRUGNOLA, G.; SCHULZ, M.; GILLES, R.; HOFMANN, M. In Situ Spatially Resolved Neutron Diffraction of a Sodium Metal Halide Battery. *J. Electrochem. Soc.*, v. 162, n. 3, A384-A391, 2014.



<http://dx.doi.org/10.26626/978-65-5668-013-2C0002.p.45-72>

Contextualização dos Sistemas de Armazenamento no Cenário Elétrico Brasileiro

Felipe Crestani dos Santos^{1,*}
Isabela Aguiar Dias¹
Jéssica Marques Binotto¹
Rodrigo Bueno Otto¹

¹ Fundação Parque Tecnológico Itaipu - Brasil, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

* Autor correspondente: felipe.santos@pti.org.br / +55 (45) 3576-7146.

Resumo

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) são uma tendência mundial que podem alterar de forma significativa o planejamento, operação e controle dos Sistemas de Energia Elétrica. No entanto, dentro do contexto nacional observa-se que esta tecnologia ainda está em um patamar inicial de desenvolvimento, sendo necessária a avaliação de forma adequada dos aspectos técnicos, econômicos e regulatórios que possam subsidiar a sua consolidação. Observa-se uma movimentação do setor elétrico em direção à abertura de mercado para esta modalidade, principalmente pelo desbalanço observado entre crescimento da demanda por energia elétrica e investimentos no setor para os próximos anos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui agenda no ano em questão para discussão de tópicos que possam impulsionar o crescimento desse mercado. Nesse contexto, este capítulo apresenta uma contextualização do sistema elétrico brasileiro, discutindo os potenciais benefícios e impactos que os SAEs, mais especificamente baseados em baterias eletroquímicas, podem fornecer ao sistema elétrico nacional.

1. Contextualização ao Sistema Elétrico Brasileiro

Desde sua concepção, em 1882, os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) têm com função principal o fornecimento de energia elétrica ininterrupta e com qualidade adequada aos seus consumidores (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Este primeiro sistema foi caracterizado por atender a 59 consumidores através de um sistema em corrente contínua em Pearl Street, em Manhattan, Estados Unidos (SHORT, 2004).

Nos dias atuais, os SEEs representam um ativo de imensa importância e interesse para o desenvolvimento da humanidade, estando diretamente associado ao desenvolvimento e qualidade de vida de determinada população. Dado esse aumento de escala e complexidade, os SEEs são usualmente divididos em três subsistemas: geração, transmissão e distribuição (SHORT, 2004).

Os sistemas de geração têm a função de converter determinada forma de energia, cinética, química ou solar, por exemplo, em energia elétrica. Em geral, a energia elétrica é gerada por grandes centrais elétricas afastadas dos centros consumidores. Assim, o atendimento aos consumidores finais é possível através do sistema de transmissão, o qual é composto por diversas linhas de transmissão e subestações com capacidade de transmitir elevados montantes de energia elétrica.

Os sistemas de distribuição, por sua vez, têm a função de distribuir a energia elétrica proveniente dos sistemas de geração e transmissão aos consumidores finais. Algumas literaturas incluem uma subdivisão aos sistemas de distribuição, o sistema de subtransmissão, o qual interliga as subestações de transmissão às subestações de distribuição.

Relativo ao sistema elétrico brasileiro, além da função principal de transmitir a energia gerada pelas usinas aos centros consumidores, o sistema de transmissão possui como objetivos a integração entre as diversas bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas, de modo a garantir a estabilidade e confiabilidade da rede. Cerca de 140 mil km de extensão de linhas de transmissão interligam mais de 99% da carga instalada no país, incluindo também a integração energética com os países vizinhos (EPE, 2019a).

À este complexo sistema dá-se o nome de Sistema Interligado Nacional (SIN), compreendendo os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. Na Figura 1 está representada a extensão da rede básica do SIN (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV) em operação no Brasil em 2019.

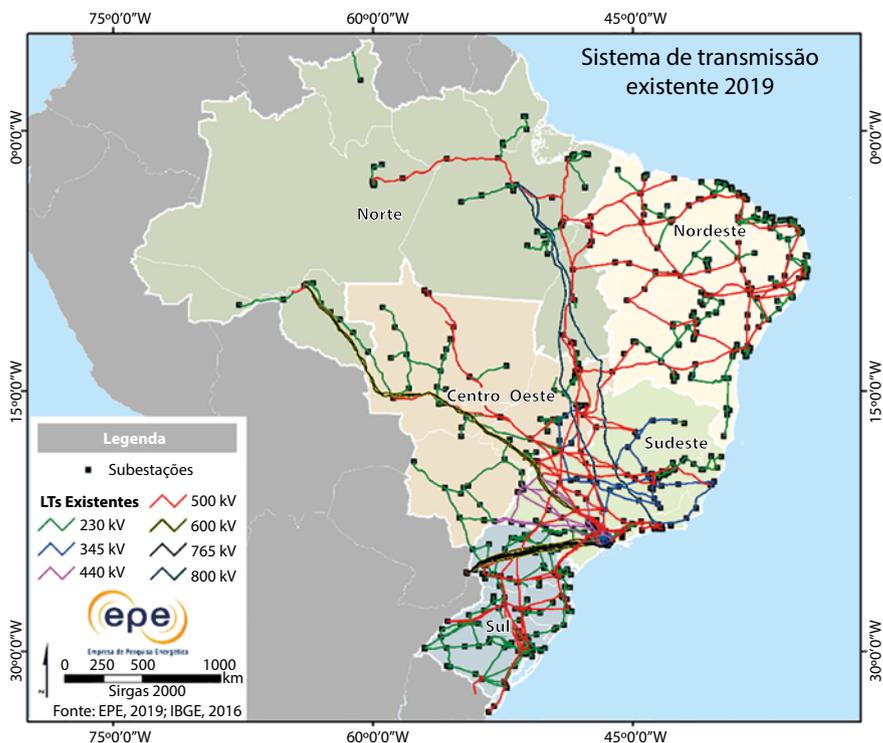


Figura 1. Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2019 (EPE, 2019a).

Em 2018, 474.820 GWh de energia elétrica foram consumidos no Brasil, sendo as quatro principais classes industrial (35,7%), residencial (29,0%), comercial (18,7%) e rural (6,1%). Os sistemas isolados, não conectados ao SIN, representam uma parcela de 0,6% da carga consumida em 2018.

O Plano Decenal de Expansão de Energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê um crescimento do consumo de energia a uma taxa média de 2,5% anuais entre 2019 e 2029

(EPE, 2019a). Para atender a toda esta demanda, o Brasil atingiu a marca de 161.526 MW de potência instalada, que, conforme a Figura 2, está dividida da seguinte forma: 67,6% de usinas hidrelétricas, 8,9% de geração eólica, 8,3% de biomassa, 7,9% de termelétricas a gás e gás natural liquefeito (GNL), 2,9% de termelétricas a óleo e diesel, 1,7% de termelétricas a carvão, 1,2% de energia nuclear, 1,1% de energia solar e 0,5% de outras fontes (ONS, 2020).

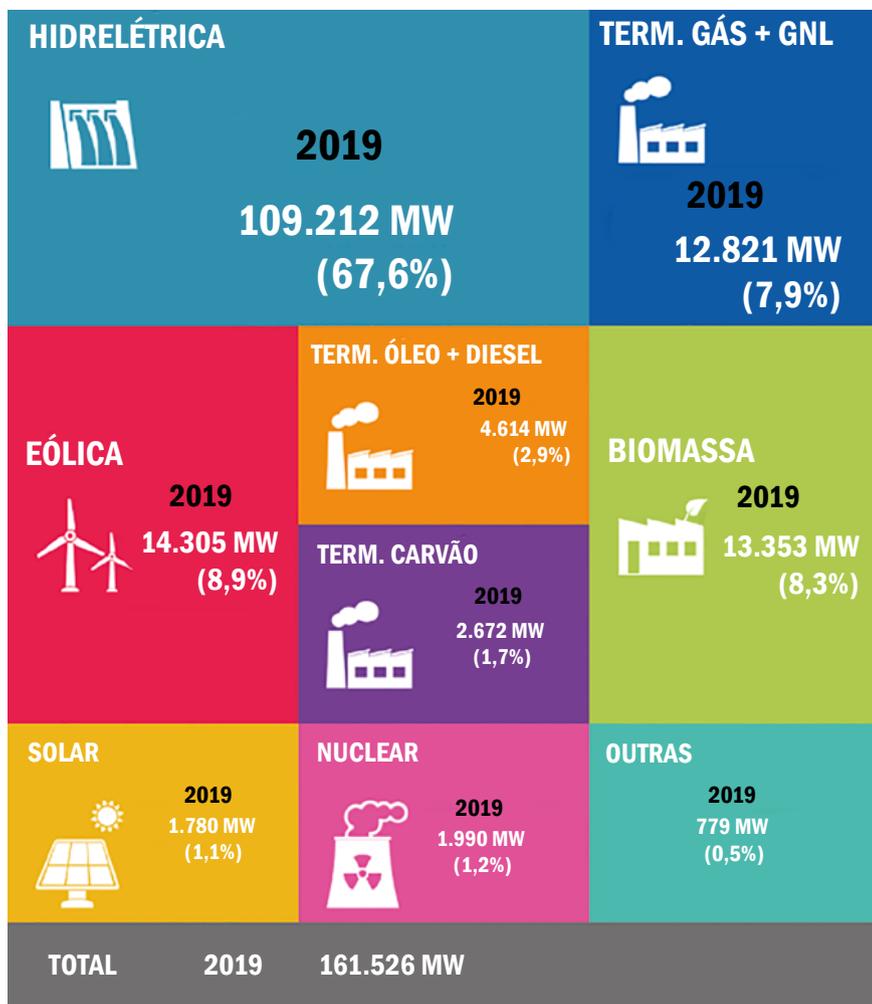


Figura 2. Capacidade Instalada no SIN por fonte geradora (ONS, 2020).

Apesar de que a maior contribuição e crescimento em números absolutos em potência instalada, em relação à 2017, seja proveniente de origem hidrelétrica, a maior expansão proporcional ocorreu na geração solar, caracterizado por uma expansão de 92% em relação ao ano de 2017², ressaltando ainda que de 2016 para 2017 esta modalidade de geração apresentou um crescimento em cerca de 40 vezes (EPE, 2019a).

O marco deste crescimento se deu a partir de 2012 (Resolução Normativa ANEEL n. 482/2012) através da criação do processo de compensação de energia, onde o excedente da energia elétrica pode ser injetado ao sistema de distribuição em troca de créditos de energia. Além disso, os abundantes recursos renováveis, o alto valor das tarifas de eletricidade e políticas de incentivo tornaram esta modalidade de geração um investimento promissor no Brasil (EPE, 2019a).

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mais de 267 mil unidades consumidoras (UC) brasileiras recebem créditos de energia elétrica na modalidade de compensação de energia, totalizando uma potência instalada de 2,5 GW. Deste montante, unidades de geração baseada em energia fotovoltaica representam 99,8% do número de unidades de geração e 93,1% da potência instalada³.

Portanto, conclui-se que esta modalidade de geração, conforme será abordada nas próximas seções, já não representa uma tendência, e sim uma realidade no cenário elétrico nacional, superando as expectativas para o setor.

No entanto, a crescente conexão desta modalidade levanta questões importantes aos sistemas de distribuição, desde aspectos técnicos até normativos e econômicos.

Baseado neste contexto, o armazenamento de energia através de baterias pode se tornar um tópico bastante promissor para o SEEs atuais e futuros, conforme será visto ao longo do livro. Inicialmente serão abordados os aspectos técnicos/

2 O crescimento em potência instalada de origem hidrelétrica foi de 4% em relação à 2017.

3 Dados atualizados em <http://aneel.gov.br/scg/gd>.

econômicos e regulatórios que motivaram este crescimento de geração de energia ao nível dos sistemas de distribuição, assim como os impactos causados por esta crescente inserção. Na sequência, apresenta-se como os sistemas de armazenamento podem contribuir para minimizar estes impactos e, por fim, apresenta-se as tendências de utilização dos sistemas de armazenamento nos SEEs do futuro.

2. Geração Distribuída

2.1 Aspectos Regulatórios

No Brasil, a Geração Distribuída (GD) foi definida oficialmente no artigo 14 do decreto n. 5.163 de 30 de julho de 2004 como "produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados [...] conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004".

São considerados como GD os empreendimentos de geração oriundos de:

- Energia solar;
- Energia eólica;
- Hidrelétrica menor ou igual a 30 MW;
- Termelétricas, inclusive de cogeração a gás, com eficiência energética maior ou igual a 75% (parcela que não é exigida quando se utiliza biomassa ou resíduos de processo como combustível).

Além disso, em conjunto com a Lei n. 10.848/04, o decreto supracitado definiu as regras para a comercialização de energia elétrica no Brasil, estando contemplada a GD e os procedimentos referentes a sua contratação.

Já a modalidade de compensação de energia (*net metering*) foi definida pela Resolução Normativa – REN 482/2012, da ANEEL, e atualizada em 2015 pela REN 687/2015, pela qual a energia elétrica gerada por uma unidade consumidora (UC) é cedida à empresa distribuidora local, com posterior compensação no consumo dessa UC, ou de outras de acordo com a modalidade contratada, condomínio (grupo de UCs), autoconsumo remoto (UC de mesma titularidade) ou geração compartilhada (diferentes titularidades).

Esta normativa também inseriu o conceito de Micro e Minigeração Distribuída, sendo que a micro GD é aquela com potência de até 75 kW, enquanto a mini é aquela com potência maior que 75 kW até 3 MW (se fonte hidráulica) e 5 MW (se outras fontes). Tanto a micro quanto a mini GD tem como fontes recursos renováveis, seja com base hidráulica, solar, eólica, ou de biomassa, ou com geração qualificada, e são conectadas ao sistema de distribuição por meio de unidades consumidoras (UCs) (ANEEL, 2012).

Os procedimentos necessários para o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição são definidos no Módulo 3 do PRODIST⁴. O procedimento é basicamente composto pelas etapas de solicitação de acesso, processo inicializado pelo consumidor de forma a sinalizar o interesse de conexão ao sistema de distribuição da concessionária, e o parecer de acesso, documento fornecido pela concessionária contendo as condições de acesso e requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante.

Cada concessionária de distribuição possui a sua normativa de acesso, a qual é baseada nos documentos anteriormente citados. A Tabela 1 apresenta as principais normas de concessionárias aplicadas ao processo de compensação de energia elétrica no Brasil.

4 Procedimentos de Distribuição – O PRODIST normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas à operação e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Tabela 1 – Relação das concessionárias de distribuição de energia elétrica e respectivas normas de acesso de GD (*continua*).

Estado	Concessionária	Norma Técnica
PR	COPEL	NTC 905100 (COPEL, 2017), NTC 905200 (COPEL, 2018)
	CELESC	I-432.004 (CELESC, 2018)
SC	ALIANÇA COOPERALIANÇA	FECO-G-03 (COOPERALIANÇA, 2013)
	CEEE	ITI-11.01.081 (CEEE, 2020)
RS	RGE (CPFL)	GED-15303 (CPFL, 2019)
	Ligth (RME)	IT DDE 01/12 (LIGTH, 2019)
RJ	Energisa NF (Energisa)	NDU – 013 (ENERGISA, 2019), NDU – 015 (ENERGISA, 2017)
	Enel RJ (Enel)	ET 122 (ENEL, 2018)
	Enel SP	NT 6.012-5 (ENEL, 2019)
	ELEKTRO (Iberdrola)	ND.64 (ELEKTRO, 2017), ND.65 (ELEKTRO, 2019)
SP	CPFL (CPFL)	GED-15303 (CPFL, 2019)
	EDP SÃO PAULO (EDP)	PT.DT.PDN.03.14.011 (EDP, 2017), PT.DT.PDN.03.14.012 (EDP, 2018)
	Energisa	NDU – 013 (ENERGISA, 2019), NDU – 015 (ENERGISA, 2017)
ES	EDP Espírito Santo (EDP)	PT.DT.PDN.03.14.011 (EDP, 2017), PT.DT.PDN.03.14.012 (EDP, 2018)
	SANTA MARIA	NTGD(ELFSM, 2012)
MG	Cemig	ND.5.30 (CEMIG, 2019), ND.5.31 (CEMIG, 2018)
	Energisa	NDU – 013 (ENERGISA, 2019), NDU – 015 (ENERGISA, 2017)
	Enel GO (Enel)	ET 122 (ENEL, 2018)
MT	Energisa	NDU – 013 (ENERGISA, 2019), NDU – 015 (ENERGISA, 2017)
PI	Equatorial Energia Piauí (Equatorial Energia)	NT.020.EQTL (EQUATORIAL, 2019a), NT.021.EQTL (EQUATORIAL, 2019b)
CE	Enel CE (Enel)	ET 122 (ENEL, 2018)

Tabela 1 – Relação das concessionárias de distribuição de energia elétrica e respectivas normas de acesso de GD (*conclusão*).

Estado	Concessionária	Norma Técnica
SE	Energisa SE (Energisa)	NDU – 013 (ENERGISA, 2019), NDU – 015 (ENERGISA, 2017)
BA	Coelba Neoenergia (Iberdrola)	NOR.DISTRIBU-ENGE-0002 (NEOENERGIA, 2016a), NOR.DISTRIBU-ENGE-0111 (NEOENERGIA, 2016b)
PB	Energisa PB (Energisa)	NDU – 013 (ENERGISA, 2019), NDU – 015 (ENERGISA, 2017)
TO	Energisa TO (Energisa)	NDU – 013 (ENERGISA, 2019), NDU – 015 (ENERGISA, 2017)
PA	Celpe (Equatorial Energia)	NT.020.EQTL (EQUATORIAL, 2019a), NT.021.EQTL (EQUATORIAL, 2019b)

2.2 Impactos Positivos

Além do estímulo gerado pela normatização da GD, através da modalidade de compensação de energia por exemplo, fatores técnicos/econômicos também vêm impulsionando a conexão de GD aos sistemas de distribuição. Fatores como diversificação da matriz energética, avanços tecnológicos na área de eletrônica de potência e o próprio aumento da demanda por energia elétrica são exemplos que contribuem para a expansão da utilização de geradores de pequeno porte em regiões próximas às cargas.

Do ponto de vista das concessionárias, este investimento é caracterizado pelos potenciais benefícios que a GD pode proporcionar ao sistema de distribuição. Pode-se citar o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento dos alimentadores, a minimização de perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2020), conforme destacado anteriormente.

Para o consumidor final, avanços tecnológicos envolvidos no processo de fabricação dos componentes, como eletrônica de potência por exemplo, têm reduzido os custos associados a

aquisição e instalação dos geradores, assim como aumento de eficiência destes equipamentos. Isso torna o preço da geração de energia elétrica própria competitiva com a fatura de energia elétrica da concessionária, reduzindo o tempo de retorno de investimento realizado na modalidade.

No caso de consumidores conectados à rede primária de distribuição, a GD pode ser utilizada para atender parte/toda a sua demanda em horários de ponta, por exemplo, onde o custo da energia apresenta valor diferenciado, ou até mesmo manter a alimentação de sua carga em períodos onde o sistema de distribuição esteja indisponível.

Do ponto de vista ambiental, principalmente, cita-se a preocupação com a emissão de poluentes na atmosfera, a qual tem impulsionado o emprego de fontes renováveis de energia na geração de eletricidade. Conforme destacado no início do capítulo, a geração solar fotovoltaica vem apresentando maior crescimento em relação às demais fontes renováveis, representando um montante significativo na matriz energética mundial e nacional.

No âmbito social, um dos aspectos positivos da GD está na minimização dos impactos no entorno. No caso de grandes empreendimentos hidrelétricos, por exemplo, uma parcela significativa de moradores é desapropriada de seus imóveis para a construção da usina e seu reservatório (grande área é alagada) e para a passagem de linhas de transmissão que escoam a potência gerada.

Outro importante fator está associado ao atendimento de energia elétrica em áreas remotas. Em 2018, o Brasil contava com 270 localidades isoladas, representando uma população de mais de 3 milhões de pessoas, com capacidade total instalada de 1.160 MW em 265 usinas, de origem predominantemente fóssil (óleo diesel) (EPE, 2019a).

2.3 Impactos Negativos

Embora o uso da GD seja interessante, principalmente do ponto de vista ambiental, o crescente número de conexões aos sistemas de distribuição pode alterar de forma significativa o seu modo de operação. Isto decorre principalmente do fato de

que os sistemas de distribuição foram inicialmente concebidos considerando-se o fluxo de potência unidirecional, no sentido das subestações às cargas.

Esta alteração de paradigma levanta questões importantes sobre os aspectos de controle e proteção tradicionalmente empregados nos sistemas de distribuição, principalmente no sentido de manter os indicadores de qualidade no fornecimento de energia de acordo com as exigências dos consumidores e do órgão que regulamenta a concessão das distribuidoras.

No âmbito de controle, destaca-se os impactos causados no perfil de tensão dos alimentadores. Os métodos de controle de tensão usualmente empregados em sistemas de distribuição consideram a aplicação de comutação de taps de transformadores de potência associados ao vão de saída dos alimentadores ou de transformadores série, conectados ao longo do alimentador, ou ainda através de banco de capacitores alocados em pontos estratégicos do sistema de distribuição. A coordenação destes dispositivos com a presença de GD não é uma tarefa trivial.

Além disso, as variações estocásticas das fontes de energia renovável, usualmente empregadas em GD, fazem com que a potência ativa gerada apresente uma característica intermitente, que podem causar variações significativas nos níveis de tensão dos sistemas de distribuição. Estas variações na magnitude na tensão interferem nas estratégias de controle de tensão já presentes nos sistemas de distribuição como, por exemplo, ocasionando um grande número de comutações de tap dos reguladores de tensão do sistema ou chaveamentos excessivos dos bancos de capacitores.

O problema associado à tensão dos alimentadores é ainda mais significativo quando se observa um elevado índice de penetração de GD em determinado alimentador do sistema de distribuição. Este elevado índice de penetração pode ocasionar na inversão do fluxo de potência nas redes de distribuição, apresentando eventuais problemas de sobretensão em pontos específicos do sistema de distribuição.

Além disso, a conexão de fontes de origem renovável comumente é realizada através de conversores estáticos de

potência, onde a característica de chaveamento pode introduzir correntes harmônicas aos sistemas de distribuição.

Em síntese, estes impactos podem ser:

- mudanças de tensão do alimentador, incluindo aumento e desequilíbrio da tensão;
- mudanças no carregamento do alimentador;
- instabilidade na frequência;
- operação frequente de dispositivos de controle de tensão e regulação;
- flutuações de fluxo de potência reativa devido à operação de bancos de capacitores comutados;
- qualidade de energia: a intermitência pode levar a problemas de flutuação de tensão, harmônicos de corrente e tensão e cintilação;
- proteção de sobrecorrente e sobretensão, incluindo falha no equipamento de proteção de sobrecorrente e sobretensão temporária;
- mudanças nas perdas elétricas, onde fluxo de energia reversa relativamente grande pode aumentar as perdas;
- confiabilidade e operação do sistema.

A gravidade desses impactos varia de acordo com o nível de penetração, a localização da GD e as características elétricas dos sistemas de distribuição.

3. Sistemas de Armazenamento em SEEs

Conforme abordado no início do capítulo, a função dos SEEs é o fornecimento de energia elétrica aos consumidores com qualidade adequada no instante em que for solicitada. Portanto, os sistemas de geração devem operar mantendo uma reserva técnica de energia para suprimento em momentos de elevação da carga demandada.

No Brasil, esta reserva técnica é efetuada predominantemente através dos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas. Como backup, usinas termelétricas podem ser acionadas para garantia do fornecimento de energia elétrica. Já nesse caso, a reserva técnica é realizada através do estoque da fonte primária (óleo diesel).

No entanto, dentro do novo paradigma dos SEEs, a redução progressiva da construção de usinas hidrelétricas de grande porte, o alto custo associado ao despacho das usinas termelétricas e o aumento do emprego de fontes renováveis de energia (principalmente pela GD) fazem com que o aumento da demanda por energia elétrica e aumento das reservas técnicas de energia não apresentem a mesma taxa de crescimento.

No caso da GD, por exemplo, o armazenamento da energia primária pode não ser uma tarefa trivial e barata, podendo ser até impraticável, como é o caso da geração eólica e fotovoltaica. Nesse contexto, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) têm se apresentado como uma ferramenta fundamental nos SEEs futuros.

Salienta-se que o armazenamento de energia não se limita apenas a questão de reserva técnica. Uma série de serviços pode ser fornecida aos diferentes setores de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição) e aos consumidores.

Para o setor elétrico, cita-se, por exemplo, a capacidade adicional de fornecimento de energia elétrica por um curto período de tempo, apenas para suprir um aumento de carga temporário no alimentador, evitando/adiando a ampliação ou o reforço do sistema elétrico. Além disso, destaca-se a

possibilidade de fornecimento de serviços ancilares⁵, sobretudo ao suporte de reativo e controle de tensão em sistemas baseados em fontes de origem renováveis (BUENO; BRANDÃO, 2016).

Para o consumidor, os SAEs podem ser utilizados de forma a se obter vantagem na diferença de preço entre os postos tarifários em horário de ponta e fora de ponta, conhecido como arbitragem. Nesta opção, a energia elétrica é armazenada (consumida) em horário fora de ponta, onde o custo da energia é menor, e utilizada (despachada para consumo próprio) no horário de ponta. Em termos de demanda, o consumidor também pode utilizar o SAE para reduzir a demanda contratada da concessionária que, quando aplicável (tarifas pertencentes ao grupo A), representa uma parcela significativa no faturamento do consumidor (BUENO; BRANDÃO, 2016).

Além disso, os SAEs podem fornecer energia elétrica para a carga ou um conjunto de cargas em momentos onde o sistema principal encontra-se em falha/desligado, beneficiando ambos concessionária e consumidores (BUENO; BRANDÃO, 2016; SERRA *et al.*, 2016).

Os SAEs também se apresentam como uma solução na integração com fontes de origem renovável, como eólica e solar. Nestes casos, a característica estocástica da fonte primária faz com que a potência ativa gerada apresente característica intermitente, que por sua vez, ocasiona em variações de tensão. Os SAEs podem ser utilizados para suavizar este perfil de tensão. Além disso, como não há controle sobre a fonte primária, a energia excedente pela planta de geração pode ser armazenada para utilização em outro posto tarifário, por exemplo.

Para atender aos objetivos supracitados, faz-se necessária a correta avaliação da tecnologia de armazenamento em prover determinado serviço. Cada aplicação possui sua especificidade

5 Serviços suplementares ao prestados pelos agentes de operação que compreendem os controles primário e secundário de velocidade, e suas reservas de potência; a reserva de prontidão; o suporte de reativo; auto-restabelecimento (*black start*) e sistemas especiais de proteção - SEP (ONS, 2009).

em termos de potência e energia de armazenamento e ciclos/tempos de carga e descarga.

Na Figura 3 está apresentada a classificação dos SAEs de acordo com a natureza do processo utilizado. Como objetivo deste capítulo é apresentar o contexto geral de aplicações de sistemas de armazenamento em SEEs, não será apresentado os fundamentos sobre cada tipo de tecnologia, sendo esta discutida no Capítulo 3.

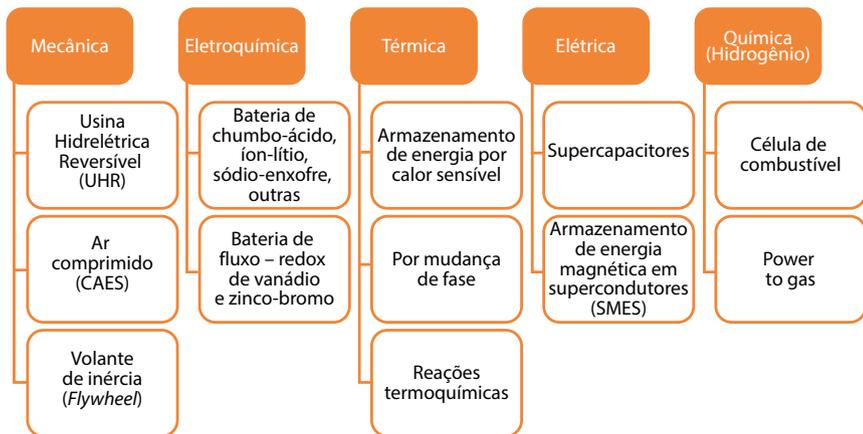


Figura 3. Classificação dos SAEs em função da natureza do processo (EPE, 2019a).

Dentre as diversas formas de armazenamento de energia, duas tecnologias se apresentam como candidatas potenciais para aplicação no setor elétrico brasileiro: Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) e Baterias.

Relativo à primeira tecnologia, considera-se uma abordagem estratégica principalmente devido ao potencial hidrelétrico ainda não explorado no Brasil, principalmente na região norte do país (EPE, 2019a). No início de 2019, a Empresa de Pesquisa Energética publicou um documento descrevendo as atividades iniciais associadas a um estudo de inventário de UHR abrangendo o estado do Rio de Janeiro. Segundo a entidade, na sequência o estudo de inventário será realizado em São Paulo e posteriormente nos demais estados do Brasil (EPE, 2019b).

O documento em questão aponta que apesar da ausência de regulamentação nesta modalidade, entende-se que o ciclo de implantação destes empreendimentos deve seguir uma sequência de estudos de forma a avaliar o melhor aproveitamento do potencial local e as demais questões associadas ao planejamento e operação associada a esta modalidade (EPE, 2019b).

Já relativo aos SAEs baseados em baterias, já se discute como estes sistemas podem impactar na questão do planejamento energético nacional (EPE, 2019a). Além da redução de custos, alguns fatores justificam o interesse da EPE neste tipo de tecnologia, incluindo (EPE, 2019a):

- Alta densidade de energia, alta eficiência e baixíssimo tempo de resposta em operação;
- Flexibilidade tanto em capacidade de instalação (no âmbito de modularidade) quanto em possibilidade de alocação física;
- Versatilidade de aplicações atendidas, desde sistemas onde são exigidas respostas instantâneas e de alta potência durante um curto intervalo de tempo, assim como aplicações de maior duração;
- Rápida instalação, com média de seis meses entre contratação e comissionamento.

A literatura apresenta que as principais tecnologias adotadas no mercado são de chumbo-ácido, sódio-enxofre, bateria de fluxo e íon-lítio, sendo esta última com maior representatividade (AKHIL *et al.* 2013).

3.1 SAEs Baseados em Baterias no Cenário Brasileiro

Apesar de que a justificativa e os benefícios associados ao emprego de SAEs baseados em baterias estejam já consolidados na literatura, e a redução dos custos associados à fabricação destes sistemas, o Brasil ainda se encontra em um patamar inicial de aplicação.

Este patamar é caracterizado, principalmente, pela ausência de regulamentação para esta modalidade. No entanto, algumas iniciativas pontuais já têm sido propostas. Em

2016, foi lançada uma chamada pública pela ANEEL intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” (Chamada 21) onde foram selecionados 23 projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) contemplando diversas tecnologias de armazenamento. Cabe comentar que este livro é resultado de um destes 23 projetos⁶, no qual se propõe um arranjo técnico composto por painéis fotovoltaicos e bancos de baterias com objetivos voltados ambos para concessionária e consumidor.

Para o biênio 2019-2020, está prevista na Agenda Regulatória da ANEEL a realização de uma consulta pública para um estudo associado às adequações regulatórias para inserção de SAEs no SIN, incluindo UHRs. Adicionalmente, este tema vem sendo bastante discutido pela comunidade técnica/científica em congressos nacionais (CORTES; CARDOSO, 2019; AMANCIO; UTURBEY; MARQUES, 2019; TEIXEIRA *et al.*, 2019).

Em (EPE, 2019a) a EPE apresenta uma vasta gama de aplicações de bancos de baterias no sistema elétrico brasileiro. Em síntese, o documento aponta:

Atendimento a cargas emergenciais e de ponta (setor elétrico): servir como fonte de geração não previamente planejada que se faz necessária devido a algum acidente falha nas estimativas/planejamento do suprimento.

Redução da demanda máxima e autossuficiência (consumidor): servir como fonte de geração para reduzir a demanda máxima contratada ou demanda de ultrapassagem de consumidores pertencentes ao grupo A. Adicionalmente, o SAE pode servir como fonte de backup, evitando interrupção e degradação da qualidade do suprimento.

Associação com unidades de geração (setor/consumidor): estabilização da geração no curto prazo ou fornecimento de serviços que a fonte geradora

6 PD 028660-452/2016 Desenvolvimento Nacional de Sistema de Armazenamento Padrão de Energia com Baterias Residenciais (Sódio-Níquel) e Controle Inteligente para o Armazenamento Distribuído em Redes de Baixa Tensão.

não seria capaz de atender. Outra possibilidade seria no aproveitamento do excesso de energia produzida por geradores que não seja passível de ser injetada/convertida para a rede.

Arbitragem de energia (setor/consumidor): Utilizar o SAE para comprar energia nos momentos em que há abundância de energia no sistema, onde os preços estão mais baixos, e revendê-la nos momentos de escassez.

Alternativa à expansão do sistema de transmissão (setor): Aplicação do SAE para alívio de sobrecarga em sistemas de transmissão quando há necessidade de suprimentos esporádicos, principalmente em locais de difícil acesso.

Mitigação de restrições elétricos no curto prazo (setor): Servir como fonte de energia em caráter emergencial até a entrada em operação de soluções estruturais de transmissão.

Prestação de serviços ancilares (setor/consumidor): Atuar como prestador de serviços ancilares ao sistema de transmissão e distribuição, como controle de tensão, autorrestabelecimento de unidades geradoras e participação em Sistemas Especiais de Proteção (SEP).

Sistemas isolados: Servir como fonte de energia em sistemas isolados e regiões remotas, principalmente no sentido de integração com as fontes de energias já existentes nestes sistemas.

No âmbito mundial, a literatura aponta que as principais aplicações de bancos de baterias estariam relacionadas à prestação de serviços ancilares e funções associadas ao balanço oferta-demanda (TEIXEIRA *et al.*, 2019). Na América Latina, por exemplo, Peru, Colômbia e Chile estão avançando na inserção de SAES baseados em baterias para mitigação de problemas de transmissão e distribuição. Destes, Chile está em patamar mais avançado, onde está previsto o mercado de serviços ancilares para 2020 (EPE, 2019a).

No entanto, em contraste com o cenário mundial, acredita-se que o mercado de serviços ancilares e reserva técnica para o sistema de transmissão brasileiro não seja um nicho para os bancos de baterias, assim como a arbitragem de energia. Esse tipo de aplicação requer uma potência instalada

significativamente alta e, como existe um potencial hidrelétrico ainda a ser explorado no Brasil, as UHRs se apresentam como principal agente dentro desta modalidade.

Além disso, em relação aos serviços ancilares, as usinas hidrelétricas em operação já fornecem este tipo de serviços, no entanto, na legislação atual essa remuneração não é explícita, sendo compulsório a todas as unidades geradoras integrantes do SIN (EPE, 2019a). Portanto, para que os bancos de baterias possam assumir este papel importante se faz necessário o aperfeiçoamento da regulação e dos mecanismos de contratação vigentes.

Ainda no âmbito do SIN, aplicações de baterias estariam mais inclinadas para a associação com unidades de geração de origem eólica e fotovoltaica. Nesses casos, a implantação do banco de baterias pode aumentar a eficiência das plantas, reduzindo o montante de uso do sistema, o investimento em expansão na rede e o montante de energia não gerado pelo parque, assim como diminuição da variabilidade da potência gerada, suprindo energia quando a fonte primária não estiver disponível (CORTES; CARDOSO, 2019).

Nesse contexto, a tendência de mercado nacional para SAEs baseados em baterias está direcionada para os sistemas de distribuição (nível primário e secundário), com aplicações tanto para a concessionária de distribuição quanto para os consumidores. No âmbito da concessionária, dependendo da capacidade do banco de baterias e das restrições operacionais impostas pelo sistema de distribuição, esta modalidade poderia contribuir parcialmente através de serviços ancilares (LEITE *et al.*, 2019).

Apesar de não existir regulamentação de acesso para os bancos de baterias, as características construtivas e operacionais da sua conexão apresentam similaridade com os sistemas fotovoltaicos, por exemplo, uma vez que a conexão com o sistema é realizada através de um conversor estático de potência. Nesse contexto, alguns trabalhos utilizam os mesmos procedimentos de acesso adotados para sistemas baseados em inversores (LEITE *et al.*, 2019).

A integração de baterias com GDs se torna ainda mais relevante dada a revisão da regulamentação vigente do

processo de compensação de energia. No Brasil, dois processos estão em andamento: revisão da Normativa 482 e modelo tarifário da baixa tensão.

Apesar destes dois processos ainda estarem em discussão, o fato é que eles impactarão de maneira significativa aos micro e minigeradores. No primeiro caso, os acessantes de GD passarão a arcar com um custo de uso ao sistema de distribuição. O segundo trata da aplicação de tarifa binomial aos acessantes de GD.

Nesse contexto, modalidades como arbitragem de energia e associação com unidades de GD passam a ter maior relevância de aplicação. Discussões sobre implantação de tarifas de energia elétrica com preço horário também motivam estas modalidades.

Por fim, salienta-se que a principal vantagem dos SAEs baseados em baterias está na questão de versatilidade e flexibilidade que esta tecnologia possui, podendo oferecer várias das aplicações supracitadas em uma mesma configuração.

4. Considerações Finais

Os SAEs são uma tendência mundial que podem alterar de forma significativa o processo de planejamento e operação dos SEEs. Dentro do contexto deste livro, associado à Chamada 21 da ANEEL, este capítulo apresentou em linhas gerais o estágio e tendências sobre a implantação de SAEs baseados em baterias no cenário brasileiro.

Para que os SAEs possam assumir o papel importante apresentado ao longo do capítulo, diversos aspectos ainda devem ser considerados no contexto nacional. De fato, a literatura aponta que as baterias poderão contribuir de forma significativa para operação do setor elétrico, tanto para as concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica quanto para os consumidores. No entanto, incertezas no âmbito da regulamentação ainda são barreiras que impedem a consolidação destes sistemas.

Já é observado em nível nacional uma mobilização para definição de normas e procedimentos que regulamentam esta modalidade. Em comparação com outros países, o Brasil ainda se encontra em um patamar inicial de desenvolvimento. Isso, porém, pode estar associado ao potencial hidrelétrico elevado do território brasileiro.

Um potencial mercado para estas tecnologias está na associação de sistemas de armazenamento com fontes de geração de origem renovável, eólica e fotovoltaica, por exemplo. A crescente conexão destas fontes em nível de distribuição levanta questões importantes sobre o controle da qualidade de energia fornecida pelas concessionárias. Esse modelo de negócio se ajusta melhor à legislação vigente, não sendo necessárias grandes alterações para serem empreendidos.

Por fim, salienta-se que este tópico ainda está em discussão e não possui ainda certezas em termos de aplicabilidade e rentabilidade, sendo necessários novos estudos após a consolidação da regulamentação.

Agradecimento

Os autores agradecem ao programa de pesquisa e desenvolvimento, junto à COPEL e regulamentado pela ANEEL, pelo suporte financeiro ao projeto de número 2866-0452/2016.

Referências

AKHIL, A.A. et al. *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, p. 340, 2013.

AMANCIO, M.C.L.; UTURBEY, W.; MARQUES, L.S. Desafios Econômicos e Regulatórios para Inserção do Armazenamento de Energia no Sistema Brasileiro. In: XXV SNPTEE, 2019.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). *Resolução Normativa no 482*. 2012, p. 5.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - *Geração Distribuída*. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. [Acesso em: 16 mar. 2020].

BUENO, A.F.M; BRANDÃO, C.A.L. *Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil*. Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia - ABAQUE, Belo Horizonte, Minas Gerais, p. 62, 2016.

CEEE. *ITI-11.01.081 - Acesso de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da CEEE-D*. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, p. 27, 2020.

CELESC. *I-432.004 - Requisitos para a Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição*. Centrais Elétricas de Santa Catarina - Celesc, Florianópolis, Santa Catarina, p. 38, 2018.

CEMIG. *ND 5.31 - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão*. Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig, Belo Horizonte, Minas Gerais, p. 188, 2018.

CEMIG. *ND.5.30 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão*. Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig, Belo Horizonte, Minas Gerais, p. 63, 2019.

COOPERALIANÇA. *FECO-G-03 - Requisitos Conexão Mini Micro Geradores Sist. Distribuição Energia*. Cooperativa Eletrificação Rural de Içara, Içara, Santa Catarina, p. 29, 2013.

COPEL. *NTC 905100 - Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da COPEL (com comercialização de energia)*. Companhia Paranaense de Energia - COPEL, Curitiba, Paraná, p. 105, 2017.

COPEL. *NTC 905200 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL (com Compensação de Energia)*. Companhia Paranaense de Energia - COPEL, Curitiba, Paraná, p. 100, 2018.

CORTES, T.M.P.; CARDOSO, L.L.F. Aspectos Regulatórios a Serem Considerados na Integração de Fontes Solares e de Recursos de Armazenamento de Energia no Sistem Elétrico Brasileiro. In: XXV SNPTEE, 2019, p. 9.

CPFL. *GED-15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. CPFL Energia, Campinas, São Paulo, p. 58, 2019.

EDP. *PT.DT.PDN.03.14.011 - Conexão de Micro e Minigeradores ao Sistema de Distribuição em Média ou Alta Tensão*. EDP, São Paulo, São Paulo, p. 28, 2017.

EDP. *PT.DT.PDN.03.14.012 - Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão*. EDP, São Paulo, São Paulo, p. 25, 2018.

ELEKTRO. *ND.64 - Conexão entre Microgeração Distribuída em Baixa Tensão e a Rede de Distribuição da ELEKTRO*. ELEKTRO, Campinas, São Paulo, p. 35, 2017.

ELEKTRO. *ND.65 - Conexão de Geradores em Paralelo com o Sistema de Distribuição de Média Tensão da ELEKTRO*. ELEKTRO, Campinas, São Paulo, p. 50, 2019.

ELFSM. *Procedimentos para Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Santa Maria*. Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, Colatina, Espírito Santo, p. 22, 2012.

ENEL. *ET 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás / Enel Distribuição Rio*. Enel, Niterói, Rio de Janeiro, p. 42, 2018.

ENEL. *NT 6.012-5 - Requisitos Mínimos para Interligação de Micro e Minigeração Distribuída com a Rede da ENEL Distribuição São Paulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores - Consumidores de Alta, Média e Baixa Tensão*. Enel, Barueri, São Paulo, p. 40, 2019.

ENERGISA. *NDU-013 - Critérios para a Conexão em Baixa Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição*. Energisa, João Pessoa, Paraíba, p. 66, 2019.

ENERGISA. *NDU-015 - Critérios para a Conexão de Centrais Geradoras e Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição (Para Conexão em Média Tensão)*. Energisa, João Pessoa, Paraíba, p. 122, 2017.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019 - Ano Base 2018*. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, p. 254, 2019.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Brasil, 2019.

EPE. *Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) - Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro*. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, p. 66, 2019b.

EPE. *Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento*. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 36, 2019a.

EQUATORIAL. NT.020.EQTL. *Normas e Padrões - Conexão de Microgeração Distribuída ao Sistema de Distribuição*. Equatorial Energia, Teresina, Piauí, p. 84, 2019a.

EQUATORIAL. NT.021.EQTL. *Normas e Padrões - Conexão de Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição*. Equatorial Energia, Teresina, Piauí, p. 89, 2019b.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; ROBBIA, E.J. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, 2. Ed. Blusher, 2010.

LEITE, L.H.M. *et al.* Impactos de um Sistema de Armazenamento de Energia de 1 MW na Rede de Distribuição de 13,8 kV - Desafios Técnicos, Econômicos e Regulatórios. In: *XXV SNPTEE*, 2019, p. 12.

LIGHT. IT DDE 01/12 - *Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT - Até Classe 36,2 kV*. Light, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 33, 2019.

NEOENERGIA. NOR.DISTRIBU-ENGE-0002 - *Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição*. Neoenergia, Salvador, Bahia, p. 28, 2016a.

NEOENERGIA. NOR.DISTRIBU-ENGE-0111 - *Conexão de Minigeradores ao Sistema de Distribuição*. Neoenergia, Salvador, Bahia, p. 21, 2016b.

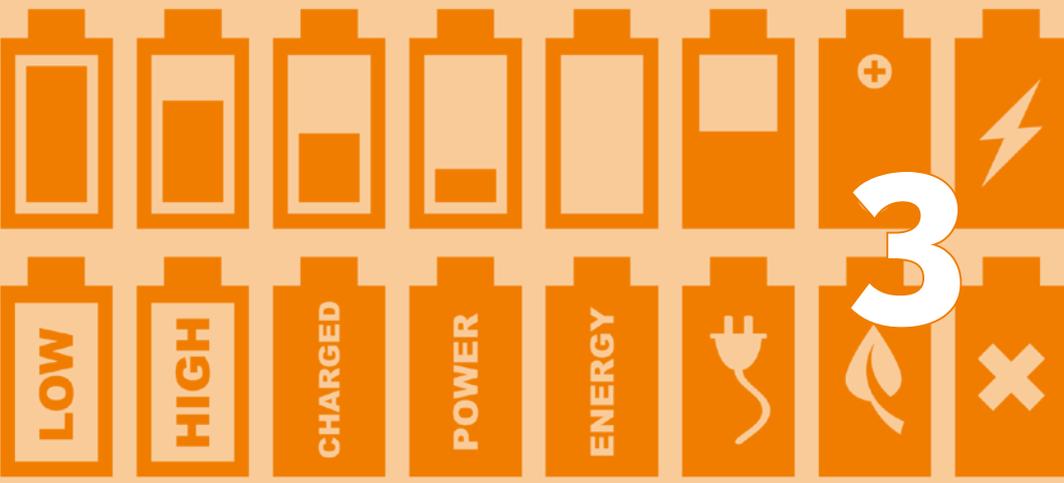
ONS. *O Sistema em Números - Capacidade Instalada no SIN, Operador Nacional do Sistema*, 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. [Acesso em: 17 mar. 2020].

ONS. *Submódulo 21.9 - Análise Técnica dos Serviços Ancilares*. Operador Nacional do Sistema - ONS, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 8, 2009.

SERRA, E.T.; ORLANDO, A. F.; MOSSÉ, A.; MARTINS, N. *Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

SHORT, T.A. *Electric Power Distribution handbook*. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC, 2004.

TEIXEIRA, W.W.; RISSI, G.F.; CUNHA, G.; XAVIER, J.; DALLORTO, C. Caminhos para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise de Potenciais Benefícios e Obstáculos. In: *XXV SNPTEE*, 2019, p. 10.



<http://dx.doi.org/10.26626/978-65-5668-013-2C0003.p.73-138>

Fundamentos sobre Sistema de Armazenamento de Energia

Valentin Nicolas Silvera Diaz¹⁻³

Giovane Ronei Sylvestrin^{2,3}

Diego Laurindo De Souza²

Romeu Reginatto³

Jorge Javier Gimenez Ledesma²

Oswaldo Hideo Ando Junior^{2*}

1 Fundação Parque Tecnológico de Itaipu, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

2 Universidade Federal da Integração Latino Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

3 Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

* Autor correspondente: oswaldo.junior@unila.edu.br/+55 (45) 3529-2138.

Resumo

Com a inclusão das fontes de energia renováveis no sistema distribuição, há uma preocupação com a estabilidade e proteção em uma estrutura descentralizada e bidirecional. Como desafio na inclusão de fontes alternativas, por serem fontes intermitentes, tem-se a gestão eficaz entre a oferta e a demanda de energia. Pesquisas recentes, analisam a utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE) associados as fontes alternativas como forma de garantir geração e a estabilidade operacional, tornando uma geração oscilatória em uma geração de base. No cenário mundial tem-se estudado diversas tecnologias de SAE, como por exemplo, hidroelétrica reversível, *flywheel*, baterias e supercapacitores. Destaca-se também a complexibilidade de se especificar uma solução ideal de SAE devido a falta de conhecimento prévio, por ser uma tecnologia nova e em fase de desenvolvimento. Dito isso, este trabalho apresenta uma visão geral sobre os SAE's seguido de um mapeamento das principais tecnologias existentes e sua aplicabilidade no sistema de distribuição.

1. Introdução

Muitos países adotaram políticas que aumentam a participação de fontes de energia renováveis (ER), especialmente na produção de eletricidade (MUNKHOLT *et al.*, 2013; McCURONE *et al.*, 2017). Estas políticas são reflexos de uma combinação de preocupações sobre a segurança energética e as mudanças climáticas.

Além disso, pode-se salientar que várias destas tecnologias de fontes renováveis se tornaram competitivas em comparação com a produção fóssil devido ao aumento dos preços dos combustíveis fósseis e aos avanços tecnológicos. Inclusive, em alguns países, o interesse nacional no crescimento verde e nas oportunidades de emprego também é um motor de política de curto prazo para a expansão das fontes renováveis de energia (MUNKHOLT *et al.*, 2013).

A tendência dos cenários globais sobre a expansão das energias renováveis no setor elétrico é mostrada na Tabela 1. Apesar de diferenças entre os vários cenários, a tendência geral de uma proporção substancialmente maior de fontes de energia renováveis é bastante uniforme, todos os cenários esperam mais de 30% de ER até 2040.

Com a crescente participação das fontes de energia renováveis (FER) nos sistemas elétricos pelo mundo, existe um esforço em compreender como essas novas FER podem ser integradas dentro dos sistemas elétricos. Impulsionado essencialmente pelas FER, os sistemas elétricos de potência irão transcender gradualmente de ter relativamente poucas e grandes fontes pontuais para uma estrutura muito mais descentralizada com distribuição geográfica significativa.

Em geral, estas novas soluções tecnológicas podem se beneficiar do conceito de redes elétricas inteligentes - *Smart Grids* (OLIVARES *et al.*, 2014; MARIAM *et al.* 2016; MUSIC *et al.* 2016). Por exemplo, sistemas de Geração Distribuída (GD) podem prover ao sistema de distribuição serviços ancilares como a compensação de reativos por meio do despacho de potência ativa e reativa de modo coordenado (EMMANUEL; RAYUDU, 2017; CALDOGNETTO; BUSO; TENTI, 2014; HAGHIGHAT; KENNEDY, 2010; RUGTHAICHAROENCHEEP; LANTHARTHONG; AUCHARIYAMET, 2011).

Tabela 1 - Participação projetada de ER na produção de eletricidade em cenários globais.

Entre 2040-2060	Até	Participação	Ref.
Exxon Mobil <i>Outlook for Energy: A View to 2040</i> (2017)	2040	30%	(EXXONMOBIL, 2017)
IEA <i>World Energy Outlook</i> (2017) "New Policies"	2040	40%	(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017)
IEA <i>World Energy Outlook</i> (2017) "Sustainable Development"	2040	63%	(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017)
US Energy Information Administration, <i>International Energy Outlook</i> (2017)	2040	31%	(US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2017)
IEA <i>Energy Technology Perspectives</i> (2017) "RTS"	2060	45%	(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017)
IEA <i>Energy Technology Perspectives</i> (2017) "2DS"	2060	73%	(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017)

O sistema de GD com FER pode ser composto por duas ou mais diferentes fontes de geração de energia elétrica. A escolha das fontes de geração depende basicamente da disponibilidade da energia primária no local de instalação do sistema, podendo esta ser oriunda do sol, vento, biomassa, hidrogênio, combustíveis fósseis, etc.

O sistema de GD pode operar isolado (*off-grid*) ou conectado (*on grid*) ao SEP. Os sistemas isolados são aplicados em locais remotos – como propriedades rurais, unidades militares de fronteira, comunidades de ilhas, entre outros – e serviços isolados – como radares de estradas e torres de comunicação.

Geralmente este tipo de sistema utiliza de geração de Energia Solar Fotovoltaica (ESF) ou Eólica combinado com geração de energia proveniente de fonte não renovável, como motogerador, conforme ilustrado na Figura 1.

Por outro lado, os sistemas *on grid* contribuem em atender a carga paralelamente ao SEP, localizados em geral próximo ao local de consumo.

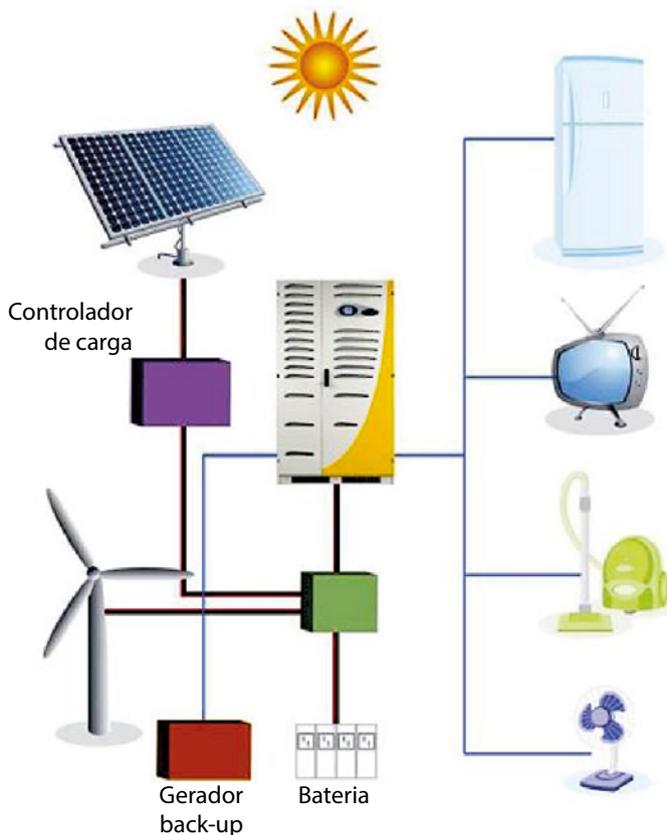


Figura 1 - Demonstrativo de um sistema de GD operando de forma isolada.

Considerando os sistemas GD conectados à rede, especificamente sistemas conectados à rede de baixa tensão, podem ser encontradas dificuldades como a inviabilidade do controle do despacho de potência ativa, devido à baixa potência e dispersão geográfica.

Além disso, fatores como incertezas de carga e geração em tempo real (*on demand*), operação descentralizada, confiabilidade dos sistemas de comunicação, entre outros,

aumentam a complexidade na gestão do sistema de distribuição (MARIAM *et al.*, 2016; MUSIC *et al.*, 2016; WANG *et al.*, 2013).

A penetração de sistemas de GD pode também promover na rede variações de tensão, introdução de distorções harmônicas, inversão do fluxo de potência e ilhamento não intencional.

Como alternativa para mitigar os problemas, o sistema de armazenamento de energia (SAE) pode ter múltiplas atratividades operando em rede, tais como: (i) contribuir nas demandas máximas de carga elétrica, (ii) aliviar a intermitência da geração de FER, (iii) melhorar a qualidade e/ou confiabilidade da energia elétrica, (iv) atender às necessidades de carga remota e/ou de veículo elétricos, (v) auxiliar no gerenciamento da geração de energia distribuída e de reserva, (vi) reduzir a importação de energia durante o período de demanda máxima (LUO *et al.*, 2015; RIBEIRO *et al.*, 2001; BRAAM *et al.*, 2015; KOMDOH *et al.*, 2000; ANEKE; WANG, 2016; AMIRANTE *et al.*, 2017).

Palizban e Kauhaniemi (2016), apontam também que, através das pesquisas a respeito dos desafios e barreiras dos sistemas elétricos de potência verifica-se que os SAE devem atingir três principais desafios: (i) aumento da confiabilidade das FER; (ii) aumento da resiliência dos sistemas elétricos e (iii) tornar reais os benefícios dos *smart grids* e da otimização da geração de energia para suprir as demandas.

A capacidade de armazenamento instalada global é de 171,05 GW, constituída por 1267 projetos (SANDIA NATIONAL LABORATORIES, 2019).

O armazenamento por usina hidroelétrica reversível (UHR) domina claramente o portfólio de armazenamento (Figura 2). Quando o armazenamento por UHR é desconsiderado, a capacidade instalada passa a ser 6,42 GW no total de 945 projetos, sendo evidente que houve um crescimento na variedade de tecnologias de armazenamento, particularmente de armazenamento térmico e eletroquímico (Figura 3).

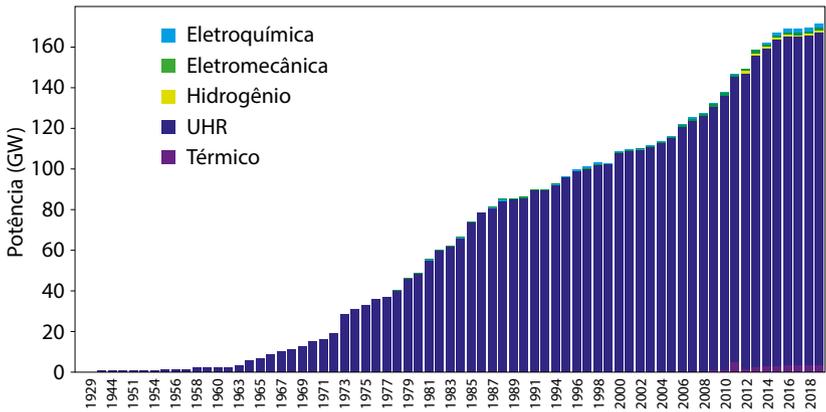


Figura 2 - Histórico de crescimento de potência instalada de SAE (SANDIA NATIONAL LABORATORIES, 2019).

O crescimento no interesse de SAE e suas aplicações vêm sendo acompanhado também por grande parte dos pesquisadores, podendo ser comprovado com o considerável aumento de trabalhos científicos publicados relacionados ao SAE.

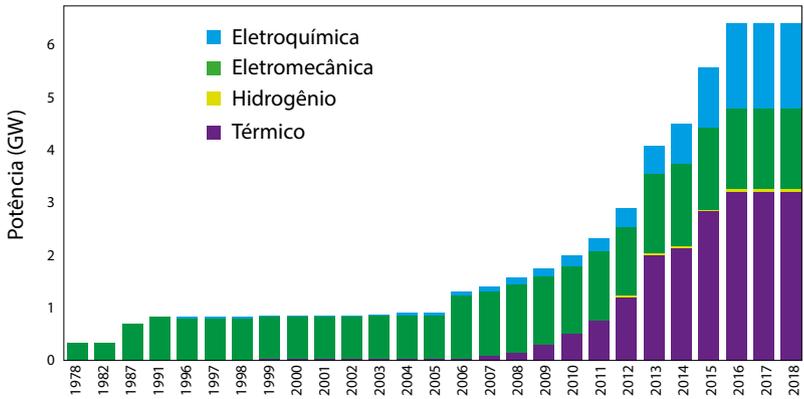


Figura 3 - Histórico de crescimento de potência instalada de SAE, sem considerar o armazenamento por PHS (SANDIA NATIONAL LABORATORIES, 2019).

Um breve estudo estatístico foi realizado para verificar as tendências das pesquisas relacionadas ao SAE nos últimos 20

anos (1998-2017) com base no número de publicações presente na base de dados Scopus e Web of Science (WoS).

Os resultados indicam (Figura 4) que a pesquisa no SAE tende a aumentar, com aumentos rápidos nos anos de 2011 e de 2015. Em particular, pesquisas relacionadas ao armazenamento de energia por ar comprimido cresceram significativamente em 2012.

Por outro lado, este comportamento não foi verificado nas pesquisas relacionadas com supercondutores magnéticos, que permaneceram relativamente estáveis. Outro aspecto relevante de se observar foi o grande aumento de publicações sobre armazenamento por baterias, sendo esta a tecnologia que mais evoluiu nos últimos 20 anos.

Antes mesmo do aumento das pesquisas sobre SAE, já existiam na literatura trabalhos que procuravam abordar o tema de forma integral. Um dos primeiros que fez o esforço de compilar trabalhos na literatura e escrever um estudo de estado da arte foi Ribeiro *et al.* (2001), o qual concentrou-se em mencionar os benefícios de adicionar SAE em diferentes aplicações, destacando as tecnologias de armazenamento por baterias, *flywheel*, supercapacitor e supercondutores magnéticos.

Kondoh *et al.* (2000), similarmente a Ribeiro *et al.* (2001), mencionou os benefícios de acoplar SAE à rede de energia elétrica, porém, também discutiu o armazenamento por usinas reversíveis e por compressão de ar.

Com o aumento recente de publicações e projetos sobre os SAEs, uma grande quantidade de trabalhos de revisão sobre o tema foi publicada (LUO *et al.*, 2015; ANEKE; WANG, 2016; AMIRANTE *et al.*, 2017; PALIZBAN, KAUHANIEMI, 2016; CHEN *et al.*, 2009; AKINYELE, RAYUDU, 2014; IBRAHIM, ILINCA, PERRON, 2008; SABIHUDDIN, KIPRAKIS, 2015; OULD AMROUCHE *et al.*, 2016).

A revisão apresentada por Ibrahim *et al.* (2008), destacou a necessidade de armazenar energia para melhorar as redes de energia e manter os níveis de carga, assim como as características das diferentes tecnologias e estimativas de custo para sistemas de armazenamento. Também se mencionou as tecnologias que ainda estão em fase inicial ou experimental.

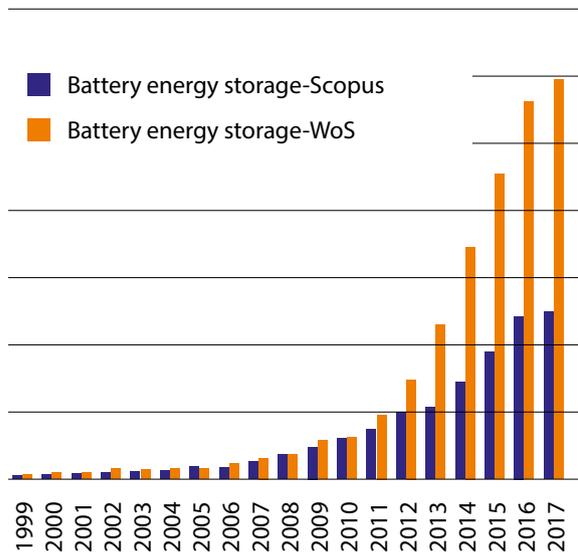
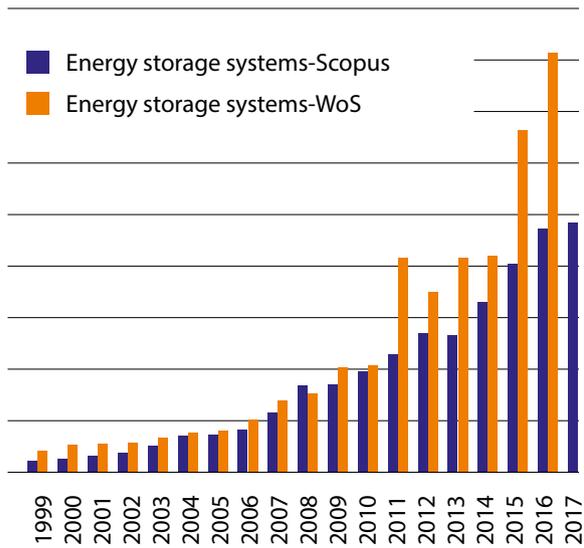


Figura 4 - Levantamento estatístico sobre tendência em pesquisas relacionadas a SAE. (continua)

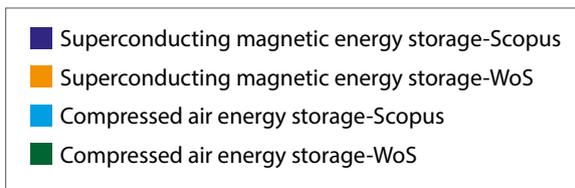
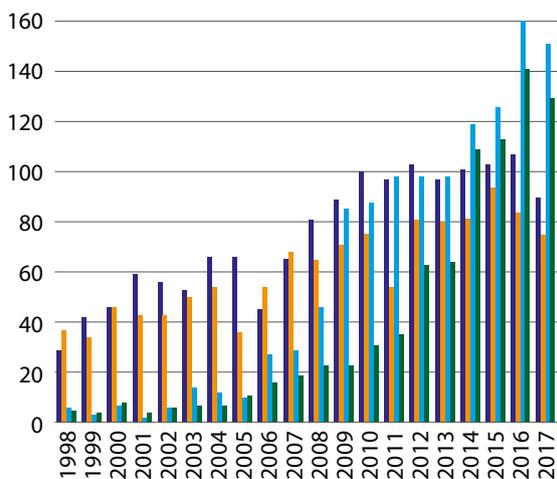
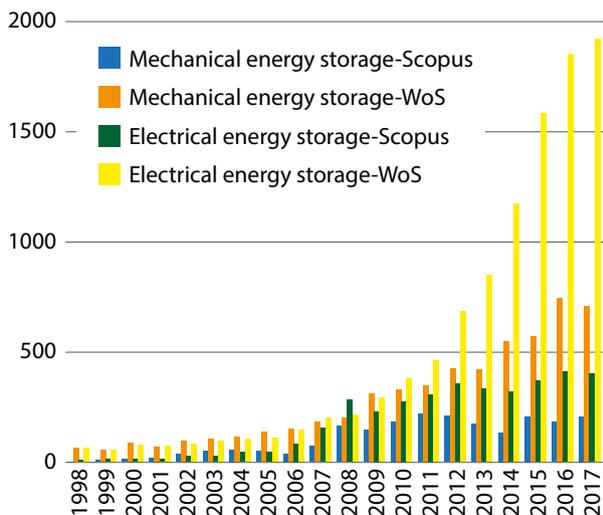


Figura 4 - Levantamento estatístico sobre tendência em pesquisas relacionadas a SAE. (conclusão)

Chen *et al.* (2009), proporcionou uma revisão crítica bem organizada e abrangente sobre o progresso nos SAE, que envolveu vários tipos de tecnologias e suas aplicações/status de implantação. A discussão sobre a seleção apropriada do SAE para aplicações específicas foi relativamente breve.

Luo *et al.* 2015, realizaram uma revisão atualizada com base nas características de desempenho técnico e econômico, sendo uma das mais recentes e completas encontrada na literatura, apresentando uma comparação abrangente entre as tecnologias e uma análise do potencial de aplicação.

Palizban; Kauhaniemi (2016), criaram uma matriz de metadados com as diferentes tecnologias de armazenamento e suas aplicações com o objetivo de permitir que a indústria e/ou pesquisadores determinem rapidamente a técnica de armazenamento ideal para uma determinada aplicação.

Além disso, foram analisadas as possibilidades de integrar diferentes tecnologias de armazenamento para uma aplicação específica.

Palizban; Kauhaniemi (2016), enfatizam uma estratégia para a seleção apropriada de SAE em função da aplicação desejada.

Aneke; Wang, 2016, analisaram o desempenho das diferentes tecnologias de armazenamento de energia já existentes em operação. O trabalho discute o conceito de armazenamento de energia, as diferentes tecnologias, bem como uma análise detalhada de vários projetos de armazenamento de energia em todo o mundo. Na parte final, são destacados alguns dos desafios que dificultam a implantação comercial de tecnologias de armazenamento de energia.

Sabihuddin *et al.* (2015), realizaram uma extensa comparação técnico-econômica, com base em mais de 450 referências bibliográficas, comparando densidade de potência/energia, potência/energia específica, eficiência, vida útil, quantidade de ciclos, taxas de autodescarga e custos, com o objetivo de construir uma medida de confiança, todas as métricas de dados para cada tecnologia foram amostradas de múltiplas fontes e para demonstrar a distribuição geral foi indicado o desvio padrão, média, mediana e tamanho da amostra.

As comparações de custos foram obtidas de fontes recentes nos últimos 5-10 anos sem ajustes de valor presente e com o pressuposto de que as taxas de câmbio permaneceram relativamente estáveis com a data de publicação do trabalho. O tratamento de dados feito em planilha eletrônica pode ser acessado via internet a partir do link disponível no artigo.

Pesquisadores realizaram trabalhos de revisão para determinado tipo de SAE com base na forma de armazenamento, como por exemplo o armazenamento térmico (ZHANG *et al.*, 2016; LI *et al.*, 2016; SHARMA *et al.*, 2009; KURAVI *et al.*, 2013), armazenamento por baterias estacionárias (MALHOTRA *et al.*, 2016; DIVYA; ØSTERGAARD, 2009; POLLIKKAS, 2013; ALOTTO; GUARNIERI, MORO, 2014; NAIR; GARIMELLA, 2010; PARKER, 2001; YANH *et al.*, 2011), armazenamento por bombeamento de água (REHMAN; AL-HADHRAMI, ALAM, 2015; DEANE; Ó GALLACHÓIR; McKEOGH, 2010), *flywheel* (BOLUND; BERNHOFF; LEIJON, 2007; ARANI *et al.*, 2017; AMIRYAR; PULLEN, 2017), e sistema de armazenamento por compressão de ar (LUND; SALGI, 2009; WANG *et al.*, 2017; BUDT *et al.*, 2016; VENKATARAMANI *et al.*, 2016). Outra vertente consiste em avaliar e resumir as opções de SAE para uma determinada aplicação envolvendo FER, tais como: aplicação solar térmica (KURAVI *et al.*, 2013), fotovoltaica (SHARMA *et al.* 2009; JURAVI *et al.* 2013), geração eólica (DÍAZ-GONZÁLES *et al.*, 2012; HUANG *et al.*, 2017; HASAN *et al.*, 2013; SWIERCZYNSKI *et al.*, 2010; ZHAO *et al.*, 2015), e sistemas híbridos (PARKER, 2001; YANG *et al.*, 2011).

Outros autores se desempenharam em realizar estudos de estado da arte com base em aplicações específicas como veículo-elétrico (HANNAN *et al.*, 2017a; KHALIGH; LI, 2010; VAZQUEZ *et al.*, 2010) e SAE na rede de distribuição de energia elétrica (HATZIARGYRIOU, 2016). Trabalhos sobre ciclo de vida de SAE também são encontrados na literatura, por exemplo, perspectiva econômica e ciclo de vida do SAE (ZAKERI; SYRI, 2015; SCHMIDT *et al.*, 2017), e custos do ciclo de vida de baterias estacionárias (BATTKE *et al.*, 2013).

Ao longo deste trabalho são apresentados nos capítulos subsequentes uma revisão conceitual e discussões acerca das principais tecnologias empregadas nos sistemas de

armazenamento de energia, seguindo a tendência apontada pelo levantamento estatístico realizado.

O subtítulo 2 apresenta a classificação dos SAE, bem como as topologias encontradas na integração com FER. Ao final são levantadas normas regulamentadoras que abordam a área de SAE. Os subtítulos 3 a 6 são responsáveis por tratar das principais características dos SAEs mecânico, térmico, elétrico e químico. Por fim, o subtítulo 7 apresenta as considerações finais dos temas abordados.

2. Tecnologias de Armazenamento de Energia

2.1. Classificação de SAE

Existem diversos meios para armazenar energia, sendo que na maioria dos casos a energia elétrica é convertida em outras formas de energia para realizar o armazenamento.

Um dos métodos mais utilizados de classificação das tecnologias é baseado na forma na qual a energia é armazenada no sistema (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017; MARIAM *et al.*, 2016; NAIR; GARIMELLA, 2010), como por exemplo, o armazenamento químico, mecânico (energia potencial e cinética), térmico e elétrico (MUSIC *et al.*, 2016; LUO *et al.*, 2015; NAIR; GARIMELLA, 2010), como ilustrado na Figura 5.

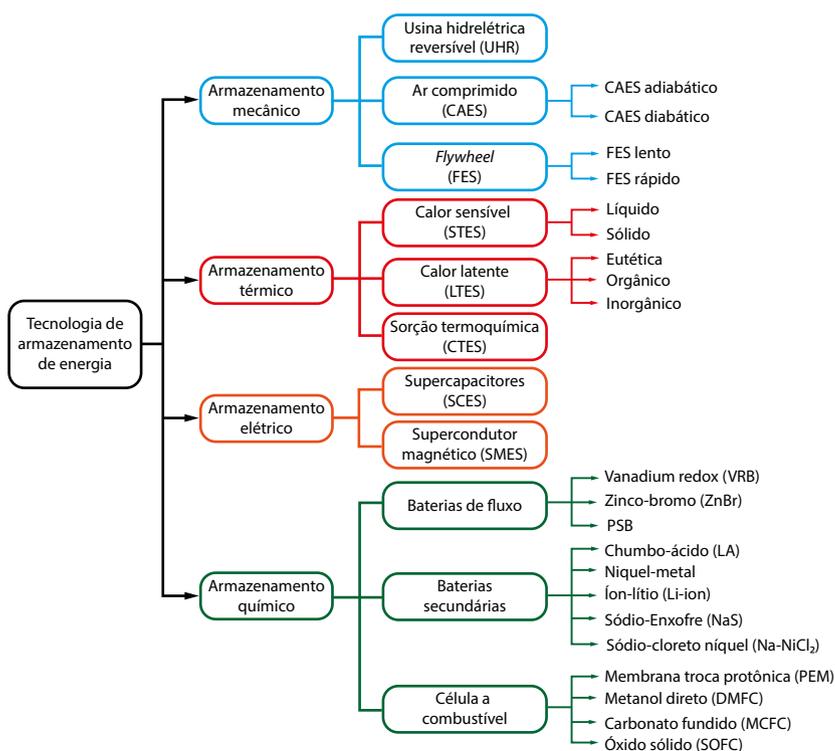


Figura 5 - Classificação tecnológica de sistemas de armazenamento de energia.

No entanto, as tecnologias de armazenamento de energia também podem ser classificadas com base na capacidade de descarga (relação entre tempo de descarga e potência fornecida). Esta característica limita diretamente as possíveis aplicações do SAE (Figura 6).

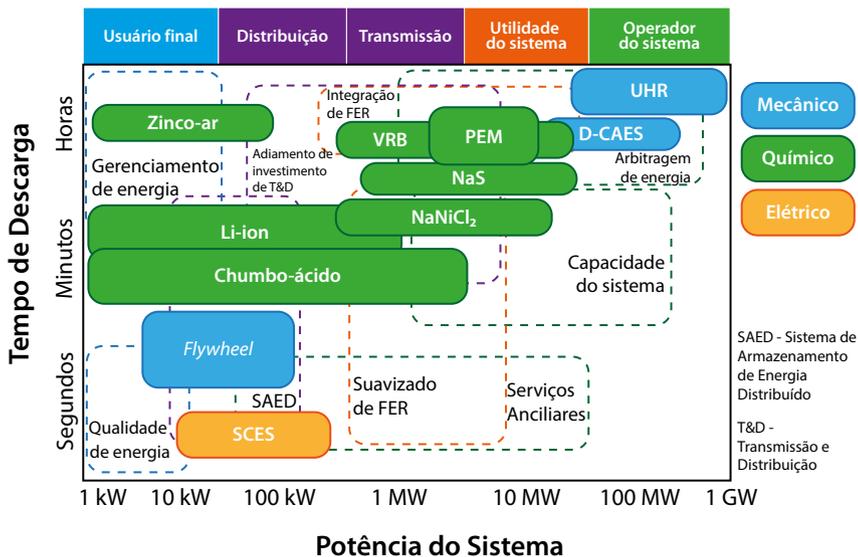


Figura 6 - Classificação com respeito ao tipo de função e capacidade de descarga.

Os sistemas de armazenamento que possuem tempo de descarga na casa de segundos a minutos são normalmente utilizados para melhorar os indicadores de qualidade de energia (PQ).

Aqueles com capacidade de descarga que varia de minutos até uma hora são empregados na transição como pontes de energia, e os sistemas com tempo superiores a uma hora são utilizados em aplicações de gerenciamento de energia (CHEN *et al.*, 2009).

Para a organização do documento é utilizada a primeira classificação, na qual a classificação das tecnologias é feita pela forma na qual a energia é armazenada.

2.2. Tipos de topologia SAE & FER

A forma de integrar diferentes FER em um sistema híbrido com SAE pode ser classificada em três categorias: acoplamento CC, acoplamento CA e acoplamento híbrido CA/CC.

No acoplamento CC, mostrado na Figura 7, as diferentes FER são conectadas a um barramento de CC, podendo ser conectadas diretamente ao barramento ou, dependendo das características da fonte, por meio de conversor CC/CC.

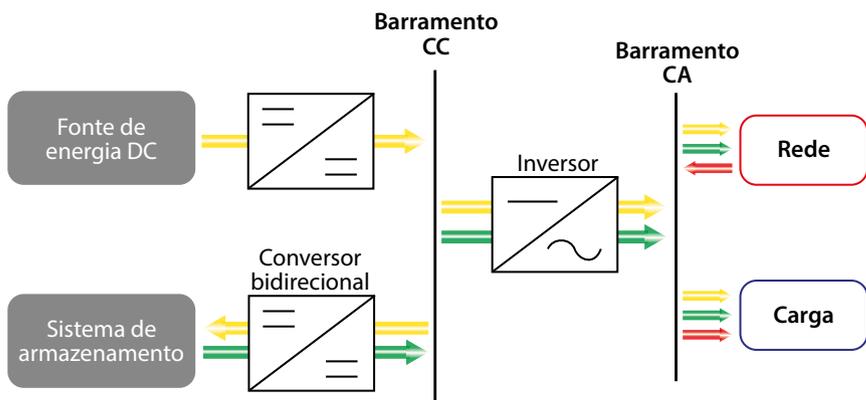


Figura 7 - Exemplo de arranjo usando acoplamento CC.

Por outro lado, os conversores conectados aos componentes de armazenamento de energia, tais como, supercapacitores (SC) e baterias, são bidirecionais para permitir carga/descarga.

Esses conversores são necessários para obter uma tensão CC constante em suas saídas, independentemente das variações de tensão em seu lado de entrada.

O SAE só pode ser carregado pela energia do barramento CC já que o inversor é unidirecional.

As vantagens deste sistema são: simples de projetar e não necessita de sincronização para integrar as diferentes FER.

Entretanto, também enfrentam algumas desvantagens como expansibilidade limitada, demanda de energia limitada,

maior custo de engenharia, manutenção, reparo e dependência do inversor principal (PATEL; DESAI, 2015).

Como o barramento CC está ligado ao CA por um único inversor principal, se este inversor estiver com defeito ou fora de serviço, o sistema inteiro não poderá fornecer energia de forma adequada. Para evitar esse tipo de situação, recomenda-se conectar vários inversores de menor potência em paralelo com a sincronização correta com a rede. Além disso, expandir o sistema aumentando as capacidades de um componente ou adicionar FER é muito complicado devido à capacidade nominal limitada do inversor (WENIGER *et al.*, 2016).

No acoplamento CA, todos os componentes do sistema estão conectados à carga do usuário através do barramento CA, como mostrado na Figura 8.

A configuração do sistema com acoplamento CA tem um melhor desempenho em comparação com a configuração acoplada CC, uma vez que cada inversor pode ser sincronizado com sua fonte renovável obtendo como resultado uma fonte de alimentação independente e simultânea. Isso oferece flexibilidade para atender a demanda de carga.

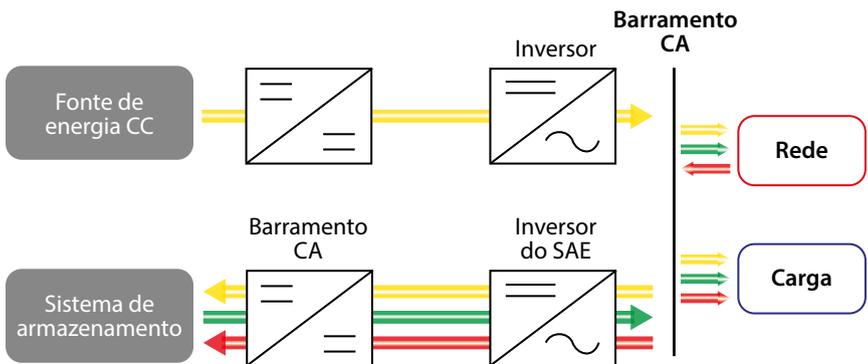


Figura 8 - Acoplamento CA.

Quando a demanda é baixa, apenas um inversor selecionado pode estar em operação e o resto pode estar no modo de espera. Quando a demanda de carga não é cumprida

pela FER selecionada, então, o resto das fontes é disponibilizado para atender o aumento da demanda.

As vantagens do acoplamento CA é a facilidade de operação, alta confiabilidade devido à estrutura do sistema redundante e a flexibilidade para a colocação de novas fontes (PATEL; DESAI, 2015). Por outro lado, esses sistemas apresentam algumas desvantagens, tais como, maior custo do equipamento, maior número de conversores e inversores necessários e o controle é mais complexo. Além disso, são necessárias medidas de segurança adicionais, e principalmente, apresenta a necessidade de sincronização.

No acoplamento CA/CC, mostrado na Figura 9, o inversor CA/CC é bidirecional, de modo que, complementarmente, a alimentação do barramento CA pode ser usada para carregar o SAE. Essa estrutura melhora a eficiência geral e reduz o custo do sistema com o número reduzido de conversores conectado entre fontes e cargas. Um aspecto crítico da operação de uma micro rede CA/CC é a estratégia de controle e o esquema de gerenciamento de energia.

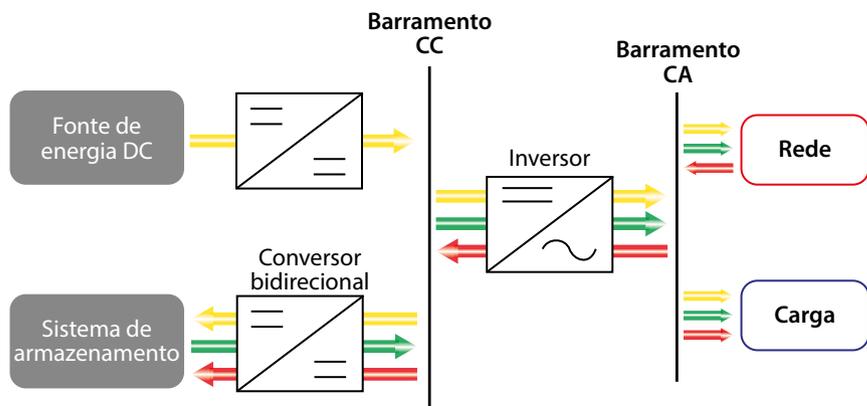


Figura 9 - Acoplamento CA/CC.

2.3. Normas e Regulamentações Internacionais para o Armazenamento de Energia

Tratando da aplicação de armazenamento de energia, aqui são relatadas algumas das normas internacionais que abordam esse tema. Antecipando uma conclusão, foi percebido que o tema é relativamente atual e controverso, não existindo consenso em várias de suas características.

A principal norma utilizada, assim como em geração distribuída, é a norma IEEE 1547 (2003). Porém a norma não é específica para este tema, deixando diversos pontos em aberto para que sejam avaliados em conjunto com as regras locais da concessionária distribuidora.

Por parte da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), atualmente existem várias iniciativas de desenvolvimento de normas. Referentes ao tema do projeto, foram encontradas duas séries de normas que poderão ajudar na definição da instalação e comissionamento do projeto proposto.

A primeira série de normas é a IEC 62933, que possui diversos volumes que tratam de armazenamento de energia. Algumas delas, como a IEC 62933-5-1, 2017 e a IEC 62933-5-2, 2016 podem ser de interesse para o projeto, as quais abordam aspectos da segurança de integração na rede, e especificamente, de baterias.

A segunda trata-se da norma IEC 62619 (2017), lançada em fevereiro de 2017, que especifica requisitos e testes para a operação segura de células e baterias de lítio secundárias em aplicações estacionárias. Apesar de se tratar de tecnologia de baterias diferentes, os procedimentos poderão ser adaptados para a realidade do projeto.

Juntamente com as normas, foram consultados documentos direcionados para roteiros tecnológicos em SAE. Dois documentos relevantes que tratam do assunto na Europa são o relatório Eurobat (2016) e as recomendações da EASE/EERA (2017). Na mesma linha de informações, está o relatório da Standards Austrália (2017). Apesar de não abordarem aspectos normativos, esses documentos resumem informações sobre tecnologias para armazenamento de energia, benefícios de seu uso na rede, tendências de mercado e barreiras legislativas. Esta

última parte está diretamente ligada ao desenvolvimento de novas normas.

Além das normas citadas, cita-se aqui a quantidade de material encontrado sobre a realização de eventos com o propósito de unificar normas internacionais. Destaca-se o evento "*EERA Workshop on Hybrid Energy and Energy Storage Systems*", que ocorreu em março de 2017. Esse evento foi realizado na Europa, sendo um dos seus objetivos levantar discussões acerca de legislações e normas para o setor de armazenamento de energia. Participaram deste evento fabricantes de baterias automotivas e industriais. Também fizeram parte do evento fabricantes de células de bateria, fornecedores de suprimentos, associações relacionadas ao tema do Estados Unidos, Japão, China, agências governamentais e outras organizações de normas voltadas para energias renováveis.

Por fim, para exemplificar como o tema ainda é muito controverso, destaca-se um evento que ocorreu no ano de 2017. Trata-se da tentativa de implementar uma norma de instalações de sistemas de armazenamento de energia na Austrália e Nova Zelândia (AS/NZS 5139, 2017), objetivando unificar um conjunto de regras para todas as tecnologias de baterias conectadas à rede a partir de inversores.

Durante o processo de elaboração, um esboço das normas foi liberado para comentários públicos, e neste momento verificou-se, que de maneira geral, foi declarado que a norma é demasiadamente conservativa, sendo muito onerosa para sistemas pequenos.

Além disso, os principais problemas foram encontrados em aspectos de segurança, requerendo tantas proteções que poderiam pôr fim ao uso de baterias em residências e pequenos comércios na Austrália e Nova Zelândia.

Como exemplo, uma das regras indicava a necessidade de construir um ambiente isolado da residência para armazenar as baterias, não sendo permitida a instalação dentro de casa ou na garagem. Devido a rejeição, o processo de implantação desta norma recuou e o esboço está sendo revisado.

3. Armazenamento Mecânico

3.1. Usina Hidroelétrica Reversível (UHR)

A tecnologia de usina hidroelétrica reversível armazena energia sob a forma de energia potencial, onde a água é bombeada de um reservatório inferior para um reservatório de nível superior.

Nas UHR a energia elétrica de baixo custo (fora do horário de ponta de carga/demanda) é usada para acionar as bombas do reservatório inferior e elevar a água até o reservatório de nível superior. Durante os períodos de alta demanda de energia, a água armazenada é liberada passando através de turbinas hidrelétricas produzindo assim energia elétrica.

A Figura 10 mostra um diagrama de funcionamento desta tecnologia, bem como uma unidade UHR localizada na Alemanha (*Wendefurth Power Station*).

Existem dois fatores que controlam a potência e a energia do sistema: (i) a diferença de altura entre os reservatórios e (ii) volume dos reservatórios. Logo, quanto maior é a altura e maior é o volume de água disponível, mais quantidade de energia pode ser armazenada/gerada. Isto vem do princípio físico básico de que a energia potencial é proporcional à massa e à altura, sendo a constante de proporcionalidade a aceleração devido à gravidade.

Uma vez que a potência é a derivada da energia, e como a gravidade e a altura são constantes com o tempo, para aumentar a capacidade de armazenamento de energia do sistema UHR, deve-se aumentar o volume de água no reservatório superior. Entretanto, para aumentar a potência da UHR, deve-se aumentar o diferencial de altura entre os reservatórios.

De acordo com sua potência nominal, as UHR podem ser classificadas em (i) grandes, (ii) pequenas, (iii) micro e (iv) pico, conforme Tabela 2. As UHR que possuem capacidade instalada maior do que 10 MW são geralmente conhecidas como grandes usinas hidrelétricas, embora não haja uma definição oficial de grandes centrais hidrelétricas (REHMAN, 2015).

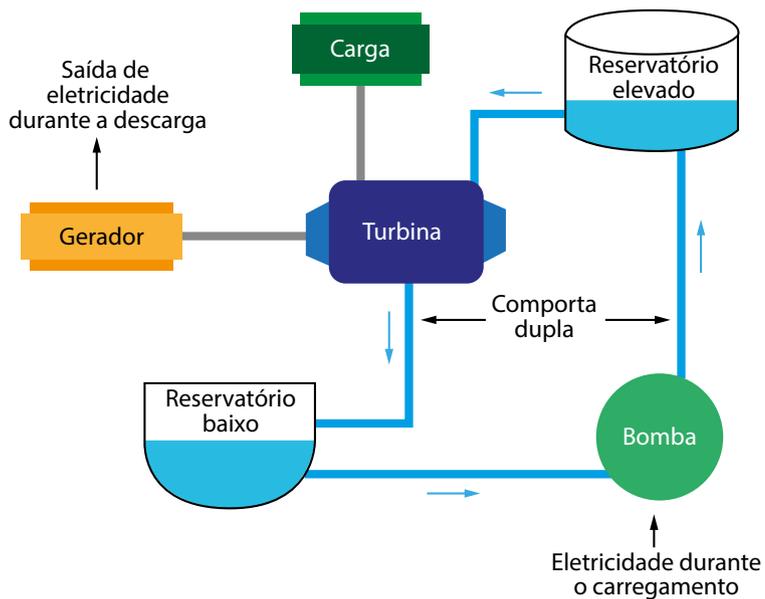


Figura 10 - Diagrama esquemático e unidade real UHR (adaptado de REHMAN, 2015).

Tabela 2 - Classificação nominal da UHR de acordo com a capacidade (adaptado de REHMAN, 2015).

Classificação	Capacidade
Grande Central Hidroelétrica	>10 MW
Pequena Central Hidroelétrica	>100 kW ≤10 MW
Micro Central Hidroelétrica	>5 kW ≤100 kW
Pico Central Hidroelétrica	≤5 kW

Para capacidades até 10 MW, no máximo, são classificadas como pequenas UHR, porém, é importante reiterar que não existe uma definição padrão ou uma capacidade de corte bem especificada.

A terceira categoria de UHR é a micro que pode ter uma capacidade de até 100 kW. Esse tipo de planta pode fornecer energia a comunidades isoladas ou pequenas e também pode ser conectado à rede.

O termo pico UHR é utilizado para instalações com capacidades instaladas menores que 5 kW. Estas são usadas para armazenar a energia produzida a partir de sistemas eólicos ou fotovoltaicos para comunidades remotas, onde a necessidade de energia é muito pequena (REHMAN, 2015).

Esta técnica é atualmente o meio mais econômico para armazenar grandes quantidades de energia, disponível com potências de até 4.000 MW, sendo amplamente difundida e bem estabelecida comercialmente (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016). As principais vantagens são seu tempo de vida infinito e baixos custos com a manutenção (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016), mas os custos econômicos e a presença de geografia apropriada são fatores críticos e decisivos (REHMAN, 2015), também enfrentam críticas devido ao seu impacto significativo nos ecossistemas.

A eficiência da UHR é limitada pela eficiência da bomba e da turbina, embora o atrito da água nos tubos seja outro fator relevante. Outro ponto importante a ser mencionado é que parte da água armazenada no reservatório será perdida devido à evaporação, e isso pode ser considerado como autodescarga,

contudo, de forma semelhante, a precipitação ajudará a compensar o efeito da evaporação.

3.2. Armazenamento por Ar Comprimido (CAES – *Compressed Air Energy Storage*)

A ideia geral deste modo de armazenamento é utilizar energia elétrica de baixo custo para estocar ar comprimido (40-70 bars), e utilizar este ar comprimido em sistemas de geração de energia por combustão, para gerar energia elétrica durante os períodos de alta demanda de energia (ponta de carga) (LUND; SALGI, 2009).

Uma planta típica é composta de cinco elementos: (i) um compressor multiestágio equipado com um intercooler e um pós-arrefecedor, (ii) uma turbina a gás de múltiplos estágios, (iii) um motor/gerador com uma embreagem, que permite atuar o compressor e a turbina em diferentes momentos, (iv) um armazenamento subterrâneo para o ar comprimido e outros (v) equipamentos auxiliares e de controle (AMIRANTE *et al.*, 2017; CHEN *et al.*, 2009). A Figura 11 apresenta um possível esquema para o CAES.

Os sistemas CAES são essencialmente turbinas de combustão de alta eficiência. Em uma turbina de gás padrão, o ar é comprimido, misturado com combustível e queimado. Esse fluido passa através de uma turbina, que gira um gerador produzindo energia elétrica e simultaneamente fornece a energia ao compressor para comprimir o ar. Até dois terços da energia fornecida pelo combustível vão para comprimir o ar.

Nos sistemas CAES, uma das grandes vantagens é que o ar já está comprimido e, portanto, usa menos combustível. Devido à sua semelhança com os sistemas de turbina de combustão padrão, são facilmente integráveis a sistemas já existentes. Com uma taxa de rampa, semelhante e ligeiramente mais rápida do que as tradicionais plantas a gás, esses sistemas são ideais para atender o período de máxima demanda do sistema elétrico (ANEKE; WANG, 2016).

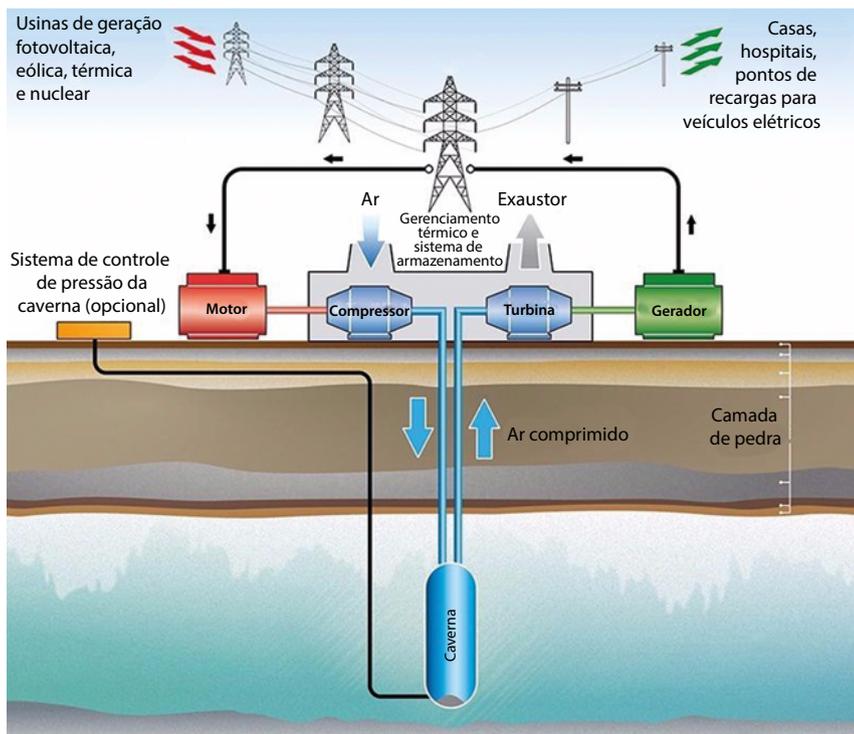


Figura 11 - Diagrama esquemático de CAES (adaptado de MPS, 2018).

O ar comprimido pode ser armazenado em formações geológicas, tais como cavernas de sal ou aquíferos, ou também em cilindros de armazenamento para plantas de menor escala (OULD AMROUCHE, 2016). Sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido variam de 50 a 300 MW e podem armazenar energia por grandes períodos de tempo (até mais de um ano) quando comparado com outras fontes devido à pequena quantidade de perdas envolvidas (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016).

Para esse caso, devido ao grande volume necessário, o armazenamento em formações rochosas é a única opção economicamente viável (HUANG *et al.*, 2017).

Existem dois tipos de sistemas CAES: (i) diabático (D-CAES) e (ii) adiabático (A-CAES). O ciclo CAES diabático (D-CAES) é a única variação implementada comercialmente até o presente momento (Tabela 3), havendo apenas duas plantas instaladas no mundo.

Neste caso, o calor gerado durante a compressão é dissipado na atmosfera, e após a compressão, o ar comprimido deve ser reaquecido, tipicamente com gás natural.

A dissipação de calor e o uso de combustível para reaquecer o ar após a compressão resultam em perdas globais de eficiência, mas esse projeto é mais simples de implementar do que o CAES adiabático. No ciclo adiabático (A-CAES), o calor que é criado durante a compressão é armazenado e usado para aquecer o ar durante a expansão, reduzindo a necessidade de consumo de combustível.

Tabela 3 - Dados técnicos de operação de plantas CAES diabática (BUDT *et al.*, 2016; BINE, 2018).

Comissionamento	Huntorf, Alemanha	McIntosh, Estados Unidos
	1978	1991
Armazenamento	Duas cavernas de sal, 150.000 m ³ cada	Uma caverna de sal, 538.000 m ³
Autonomia	Turbina 321 MW durante 2 h. Compressor 60 MW durante 8 h.	Turbina 110 MW durante 26 h.
Eficiência global	42%	54%
Tolerância de pressão/energia	46-72 bar 1.38-1.94 Wh-1	45-75 bar 1.25-2.1 Wh-1
Observação	Primeira planta CAES no mundo.	Primeira planta CAES com recuperador.

O principal obstáculo de implementar a tecnologia A-CAES parece ser o considerável esforço de desenvolvimento relacionado ao compressor adiabático e ao armazenamento de energia térmica, juntamente com o número muito limitado de instalações a serem esperadas (BUDT *et al.*, 2016).

Devido à alta temperatura dos dispositivos utilizados para a conversão do ar comprimido em energia elétrica, o calor das plantas de geração pode também ser aproveitado em sistemas de cogeração (VENKATARAMANI, 2016). É possível notar que, assim como nas UHR, necessita-se de condições naturais específicas para o armazenamento de ar comprimido em locais subterrâneos.

O CAES não é um sistema independente e deve ser associado a uma planta de turbina a gás. Não pode ser utilizado em outros tipos de usinas de energia, proveniente do carvão, nuclear, eólica ou solar fotovoltaica (CHEN *et al.*, 2009).

3.3. Armazenamento por *Flywheel* (FES – *Flywheel Energy Storage*)

Flywheel é uma forma de armazenamento baseado na energia cinética. O dispositivo é composto basicamente por cinco elementos principais: (i) rolamentos, (ii) máquina elétrica reversível (gerador/motor), (iii) volante de inércia, (iv) eletrônica de potência e uma (v) câmara a vácuo (Figura 12).

Os FESs armazenam energia em discos rotativos como energia cinética. O disco pode girar acoplado a um gerador, o qual produz energia elétrica. A velocidade do disco (ou volante) de inércia aumenta durante a carga (adicionando energia) e diminui durante a descarga (liberando energia).

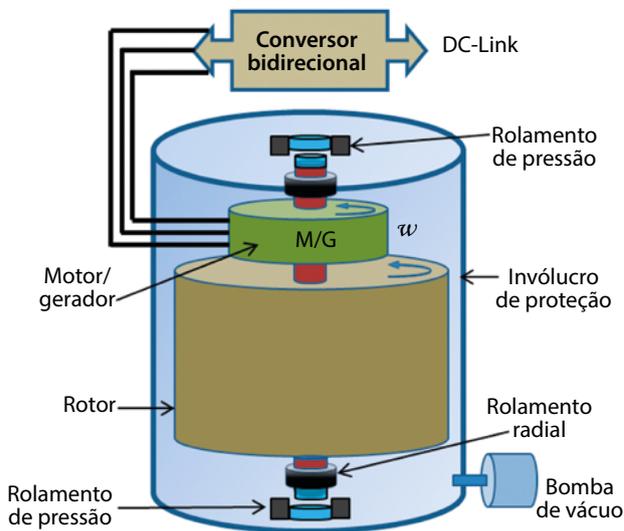


Figura 12 - Esquema básico do FES (AMIRYAR; PULLEN, 2017).

Existem alguns aspectos importantes para o design do *flywheel*, sendo um deles os rolamentos. Os rolamentos mantêm

o eixo que liga o dispositivo ao motor e ao gerador no lugar enquanto permite a rotação. Mesmo o melhor dos rolamentos mecânicos proporciona fricção, e essa fricção resulta em uma perda de energia à medida que gira o volante.

Desta forma, os rolamentos mecânicos começaram a serem substituídos por rolamentos magnéticos, reduzindo significativamente (ou eliminando) as perdas de fricção e, conseqüentemente a autodescarga. Para diminuir as perdas por fricção entre o volante e o fluido que o rodeia, o sistema é fechado no vácuo, reduzindo ainda mais as perdas por fricção.

O equacionamento matemático que indica quanta energia pode ser armazenada em volante de inércia parte da equação de energia cinética para um corpo girando:

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (\text{Equação 1})$$

Onde I é o momento de inércia e ω é a velocidade de rotação. O momento de inércia para um disco sólido é calculado como:

$$I = \frac{1}{2} m r^2 \quad (\text{Equação 2})$$

Onde m é a massa do disco e r o raio. Substituindo (Equação 2) em (Equação 1):

$$E = \frac{1}{4} m (\omega r)^2 \quad (\text{Equação 3})$$

A Equação 3 implica que a capacidade de energia do volante de inércia depende da massa e da velocidade do mesmo. Quando é incrementada a velocidade máxima do disco, a capacidade de energia tem um maior incremento do que teria se a massa do disco fosse aumentada. Isso ocorre devido ao fato de que a energia aumenta proporcionalmente ao quadrado da rotação. A capacidade de potência é determinada pelo sistema de conversão de energia e pelo motor-gerador (ARANI *et al.*, 2017).

Ao dimensionar um sistema, a potência e a capacidade de energia podem ser tratadas de forma independente. A potência é determinada pelo sistema de conversão de energia e pelo motor-gerador, enquanto a capacidade de energia é determinada pela massa e velocidade do volante.

Estes dispositivos apresentam duas variações de projeto, de baixa velocidade e alta velocidade. A maioria dos projetos de baixa velocidade são de 10.000 rpm ou menos, e tipicamente são feitos de discos de aço extremamente pesados. O eixo é vertical ou horizontal e pode ter rolamentos mecânicos ou magnéticos. Os projetos de alta velocidade funcionam acima de 10.000 rpm, sendo que alguns chegam até 100.000 rpm. Devido à velocidade e aos riscos de falha de fadiga associados, são necessários materiais mais fortes, incluindo compósitos de grafite ou fibra de vidro, e exigem rolamentos magnéticos e um eixo vertical. Na Tabela 4 apresenta-se um resumo da comparação entre os FES de baixa e de alta velocidade.

Tabela 4 - Comparação entre FES de baixa e alta velocidade (BOLUND; BERNHOFF; LEIJON, 2007; ARANI *et al.*, 2017; SEBASTIÁN; PEÑAALZOLA, 2012).

Propriedade	Baixa velocidade	Alta velocidade
Material do disco	Aço	Material composto: fibra de carbono e vidro.
Maquina elétrica	Indução, imã permanente, relutância comutada.	Imã permanente, relutância comutada.
Atmosfera de confinamento	Parcial vácuo ou gás leve.	Vácuo absoluto.
Enrolamento	Magnético o misto.	Magnético.
Aplicação	Qualidade de energia.	Indústria aeroespacial.
Custo	Baixo.	Alto.

Como principal característica operacional destes SAEs destaca-se que são extremamente rápidos em seu tempo de resposta e apresentam alta eficiência para curtas durações de armazenamento.

As suas desvantagens são que, o FESs têm uma alta taxa de auto descarga devido a perdas por atrito e seus custos iniciais são relativamente altos. A maioria dos volantes de inércia são projetados para fornecer alta potência de saída por períodos curtos de tempo, geralmente na ordem de 5 a 50 segundos (MUSIC *et al.*, 2016; BUDT *et al.*, 2016).

4. Armazenamento Térmico

4.1. Calor Sensível (STES)

O armazenamento de energia térmica sob a forma de calor sensível (STES) é baseado no calor específico do meio de armazenamento. A energia térmica armazenada pelo calor sensível pode ser expressa como:

$$Q = m \cdot cp \cdot \Delta T \quad (\text{Equação 4})$$

Onde m é a massa (kg), cp é a capacidade térmica específica (kJ/kg K) e ΔT é o aumento de temperatura. Durante o processo de absorção de energia térmica, não há mudança de fase acontecendo e os materiais experimentam um aumento de temperatura. A quantidade de calor armazenada é proporcional à densidade, volume, calor específico e variação de temperatura do material.

O meio de armazenamento de calor comercial mais popular é a água, que possui aplicações residenciais e industriais. O armazenamento subterrâneo em meios líquidos e sólidos também é usado para aplicações tipicamente em grande escala. Contudo, estes sistemas oferecem uma capacidade de armazenamento limitada pelo calor específico do meio de armazenamento.

Sistemas fundamentados em armazenamento de calor sensível possuem uma capacidade de armazenamento variando de 10 a 50 kWh/t e eficiências de armazenamento entre 50-90%, dependendo do calor específico e das tecnologias de isolamento térmico. O custo de um sistema completo para armazenamento de calor sensível varia entre € 0.1-10/ kWh, dependendo do tamanho, aplicação e tecnologia de isolamento térmico (IRENA, 2013).

No caso da água a faixa de temperatura operacional está entre 25-90°C (SHARMA *et al.*, 2009). As suas vantagens são alto calor específico, não toxicidade, custo baixo e fácil disponibilidade. Existem poucas desvantagens, como a alta pressão de vapor e a corrosividade. Os tanques de

armazenamento de água são feitos de uma grande variedade de materiais, como aço, alumínio, concreto armado e fibra de vidro. Os tanques são isolados com lã de vidro, lã mineral ou poliuretano. Os tamanhos dos tanques utilizados variam de algumas centenas de litros a alguns milhares de metros cúbicos. Os reservatórios grandes exigem o desenvolvimento de tecnologias capazes de garantir a estanqueidade, minimizar as perdas de calor causadas pela difusão do vapor através das paredes e otimizar a estratificação dentro do tanque, a fim de preservar o desempenho térmico.

O óleo mineral é usado principalmente como fluido de transferência de calor (HTF – *heat transfer fluid*) em plantas solares de alta temperatura. Ele coleta o calor no receptor e o transporta para a caldeira onde o vapor é gerado. O mesmo pode ser usado também para armazenar energia térmica em horários noturnos em tanques de armazenamento altamente isolados. Quando o HTF se torna material de armazenamento de energia, é um sistema direto que elimina a necessidade de trocador de calor, reduzindo o custo. O óleo mineral tem uma pressão de vapor inferior à da água e é capaz de operar a altas temperaturas, de até 400°C. Também, ao contrário dos sais fundidos, o óleo mineral não congela durante a noite. Mas o óleo mineral é custoso em comparação com os sais fundidos e recentemente foram encontradas misturas de sal fundido com baixo ponto de fusão, substituindo, ou que podem substituir o óleo mineral.

4.2. Calor Latente (LTES)

Essa tecnologia armazena calor latente que ocorre como resultado da mudança de fase dos materiais. Eles geralmente são conhecidos como *Phase Change Materials* (PCMs), ou materiais de mudança de fase.

Os materiais de mudança de fase podem gerar uma grande capacidade de armazenamento associada ao calor latente da mudança de fase.

Sendo classificados em PCM orgânico e PCM inorgânico. O PCM orgânico é classificado como PCM de parafina e não-

parafina. A cera de parafina representa um bom exemplo de PCM parafínico. O PCM não parafínico inclui ácidos graxos, ésteres e glicóis. O PCM inorgânico inclui hidratos de sal, sais, metais e ligas. Exemplos são o sulfato de sódio deca-hidratado, cloreto de cálcio hexa-hidratado, tiosulfato de sódio, etc.

Os materiais de mudança de fase podem aumentar a capacidade de armazenamento com eficiências entre 75-90%. Na maioria dos casos, o armazenamento é baseado em uma mudança de fase sólida/líquida com densidades de energia na ordem de 100 kWh/m³.

Nesses sistemas, os principais custos estão associados à tecnologia de transferência de calor (e massa), que deve ser instalada para alcançar uma potência de carga/descarga suficiente. Os custos de sistemas de armazenamento de calor latente variam entre 10-50 €/kWh (IRENA, 2013).

4.3. Termoquímico (CTES)

O armazenamento térmico-químico (CTES) pode proporcionar maiores capacidades de armazenamento. As reações térmicas (por exemplo, adsorção ou adesão de uma substância à superfície de outro sólido ou líquido) podem ser utilizadas para acumular e descarregar calor envolvendo uma reação reversível na qual o calor é armazenado durante a fase de reação endotérmica e liberado durante a exotérmica, conforme Figura 13. Durante a carga, a energia térmica é utilizada para dissociar um reagente químico em produtos em uma reação endotérmica. Os produtos são armazenados separadamente até quando a energia é necessária. Durante a fase de descarga, os produtos armazenados são misturados e reagem para formar o reagente inicial em uma reação que é exotérmica e o calor liberado durante a reação é utilizado como uma fonte de energia.

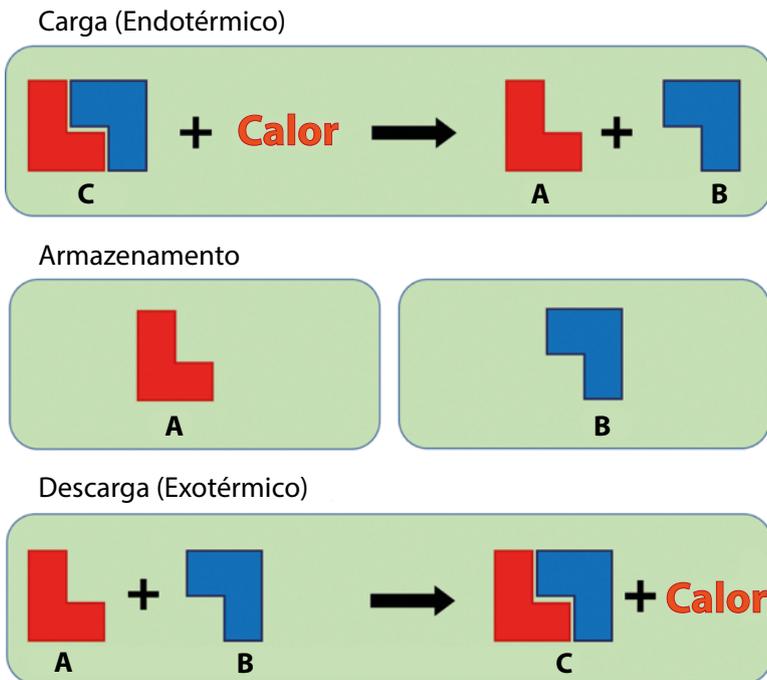


Figura 13 - Processo de armazenamento térmico termoquímico (fonte do autor).

Apesar da sua atraente aplicação para o armazenamento de energia em longo prazo, a tecnologia CTES ainda está em fase inicial de pesquisa em laboratório ou planta piloto (ZHANG *et al.*, 2016). Exemplos de alguns materiais atualmente investigados são: hidretos metálicos (MgH_2 e CaH_2), carbonatos ($PbCO_3$ e $CaCO_3$), hidróxidos ($Mg(OH)_2$ e $Ca(OH)_2$), óxidos (BaO_2 e Co_3O_4), sistema de amônia (NH_4HSO_4 e NH_3) e sistemas orgânicos (CH_4/H_2O , CH_4/CO_2 , C_6H_{12})⁴ (ANEKE; WANG, 2016).

Os sistemas CTES podem atingir capacidades de armazenamento de até 250 kWh/t com temperaturas de operação superiores a 300°C e eficiências de 75% a quase 100%. O seu período de armazenamento e transporte são teoricamente ilimitados, porque não há perda térmica durante o armazenamento, pois os produtos podem ser armazenados à temperatura ambiente (ZHANG *et al.*, 2016). Os custos associados são estimados entre 8-100 €/ kWh (IRENA, 2013).

5. Armazenamento Elétrico

5.1. Capacitores e Supercapacitores (SC)

Em capacitores típicos, a energia elétrica é armazenada através da remoção de portadores de carga (elétrons) de uma placa metálica e depósito destes portadores em outra placa. Tal separação de cargas cria uma diferença de potencial entre as duas placas, a qual pode ser aproveitada através da conexão de uma carga em um circuito externo.

Considerando um capacitor simples de placas paralelas de área A separadas por uma distância d , a energia armazenada E em capacitores é dada através da seguinte relação:

$$E = \frac{1}{2} \varepsilon A \frac{V^2}{d} \quad (\text{Equação 5})$$

Onde ε é a permissividade do material (ou meio) entre as placas e V é a diferença de potencial aplicada. A capacitância C do capacitor é dada por:

$$C = \varepsilon \frac{A}{d} \quad (\text{Equação 6})$$

Comparando as Equações 5 e 6, obtém-se a expressão para a energia armazenada no capacitor em função de sua capacitância:

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (\text{Equação 7})$$

Analisando a Equação 7 observa-se que a energia armazenada em um capacitor é diretamente proporcional à diferença de potencial aplicada e à sua capacitância, conseqüentemente, à permissividade do material entre as placas do capacitor. Por outro lado, a energia é inversamente proporcional à distância entre as placas, portanto, quanto menor a espessura do material entre as placas maior a energia armazenada.

Os capacitores tradicionais geralmente não são considerados para o armazenamento de energia em grande escala devido à pouca energia que podem armazenar, mas servem para explicar o conceito de supercapacitores. Os supercapacitores utilizam-se das características deduzidas anteriormente para aumentar sua capacidade de armazenamento, criando finas camadas de armazenamento de cargas.

Nos supercapacitores, conhecidos também como capacitores de dupla-camada (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016; OULD AMROUCHE *et al.*, 2016, a carga elétrica é armazenada em uma dupla camada eletroquímica localizada na parte externa dos elétrodos, e não na parte interna, como ocorre nas baterias. Tal mecanismo causa as diferenças dos supercapacitores em relação às baterias, tais como o curto tempo de carga ou descarga e um maior tempo de vida útil (FRALEONI-MORGERA; LUGHI, 2015).

O eletrólito pode ser sólido ou líquido, sendo que no caso de eletrólitos líquidos um separador poroso é posicionado entre os elétrodos, isolando as partes, porém permitindo a passagem de íons. Apesar da possibilidade do eletrólito sólido, geralmente este consiste em um líquido orgânico ou um solvente aquoso, o qual contém íons dissolvidos que migram de um eletrodo para outro durante a carga ou descarga.

Devido à tensão das células ser aproximadamente de seis volts, várias dessas células precisam ser conectadas em série para obter maiores tensões. Isso pode ser um problema de projeto sério para sistemas maiores, já que o modo de falha típico para uma célula é um circuito aberto (MESBAHI *et al.*, 2014). Se um único dispositivo falhar, o sistema inteiro fica desligado. Isso apresenta um alto risco, comprometendo a confiabilidade, e deve-se ter em conta no dimensionamento do sistema.

Outra consideração é devido a potenciais danos por operação em uma tensão superior à nominal em uma célula, pois, ao contrário das baterias, os supercapacitores não podem lidar com o gaseamento ou secagem do eletrólito. Para manter as tensões dentro de limitações operacionais seguras, resistências ou diodos Zener podem ser conectados em paralelo

ou cada dispositivo pode ser carregado ou descarregado individualmente.

5.2. Supercondutores Magnéticos (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*)

Esta é a única tecnologia de armazenamento de energia que armazena fluxo de corrente elétrica (CHEUNG; CHEUNG; SILVA, 2002), essa corrente gera um campo magnético no qual a energia é armazenada. Esses dispositivos são extremamente eficientes, rápidos e flexíveis, no entanto, possuem alto custo. Eles armazenam energia elétrica diretamente em um campo magnético com baixíssimas perdas devido a bobinas supercondutoras (tipicamente $\geq 97\%$) (CHEN *et al.*, 2009).

A corrente CC que é transportada no material supercondutor não possui perda resistiva. A corrente elétrica que flui na bobina induz um campo magnético no qual a energia é armazenada. A corrente circula em torno da bobina indefinidamente até que seja necessário descarregar. No entanto, há um preço para a propriedade supercondutora, a bobina supercondutora deve ser super refrigerada a baixas temperaturas, algumas na faixa de 50-77K (CHEN *et al.*, 2009), outras como ligas de nióbio-titânio em torno de 4,2K (CHEN *et al.*, 2009).

Esses dispositivos requerem um sistema de resfriamento criogênico usando nitrogênio líquido ou hélio, e este sistema apresenta, por si só, uma perda de energia parasitária. A quantidade de energia que estes dispositivos armazenam depende do tamanho da bobina e da sua geometria (determina a indutância, L , da bobina). Uma vez que uma bobina é um indutor, armazena energia com base no quadrado da corrente:

$$E = \frac{1}{2}LI^2 \quad (\text{Equação 8})$$

A quantidade de corrente que flui na bobina pode ser incrivelmente grande. Com uma densidade de fluxo magnético de cinco Teslas, os supercondutores podem transportar correntes de até 300 mil A/cm² (EPRI-DOE, 2003).

6. Armazenamento Químico

6.1. Célula a Combustível (FC – Fuel Cell)

No armazenamento químico pode-se citar o armazenamento de energia através do hidrogênio, obtido pelo processo de eletrólise da água, e posterior conversão em energia elétrica através das células a combustível (CaC).

O sistema de armazenamento inclui três componentes principais: (i) a eletrólise, que consome eletricidade no horário fora de pico para produzir hidrogênio, (ii) a célula a combustível, que usa esse hidrogênio e oxigênio do ar para gerar eletricidade quando necessário e (iii) um tanque de hidrogênio para garantir o recurso quando necessário. Este tipo de configuração também se conhece como célula a combustível regenerativa, Figura 14. A oxidação-redução entre hidrogênio e oxigênio é uma reação particularmente simples que ocorre dentro de uma estrutura (célula eletroquímica elementar) composta por dois eletrodos (ânodo-cátodo) separados por eletrólito (meio para a transferência de carga como íons).

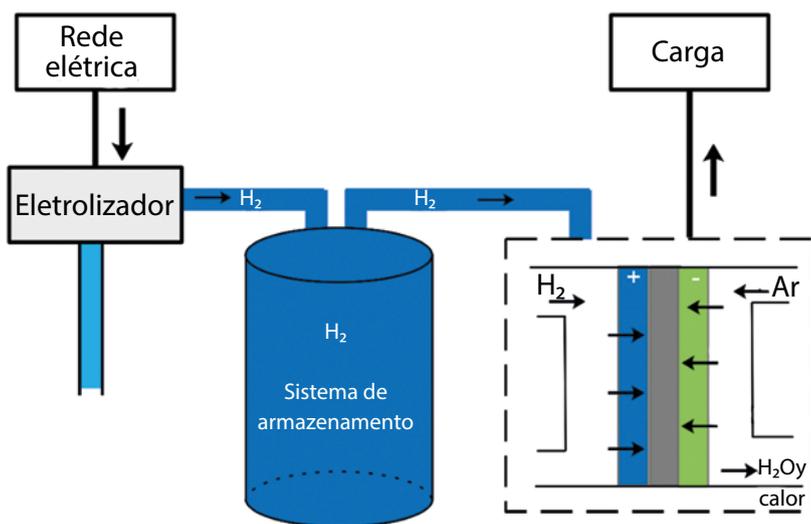


Figura 14 - Topologia de célula a combustível regenerativa (DÍAZ-GONZÁLEZ *et al.*, 2012).

Existem muitos tipos de células a combustível, tais como: (i) célula a combustível alcalina (AFC), (ii) célula a combustível de membrana de troca de protônica (PEM), (iii) célula a combustível de metanol direto (DMFC), (iv) etanol direto (DEFC), (v) célula a combustível de ácido fosfórico (PAFC), (vi) célula a combustível de carbonato fundido (MCFC) e (vii) célula a combustível de óxido sólido (SOFC). As diferenças básicas entre elas são o eletrólito usado, a temperatura operacional e o campo de aplicação. Além disso, cada tipo apresenta requisitos de combustível específicos. A Tabela 5 mostra as principais características das CaC mencionadas.

As CaC foram usadas nas últimas duas décadas para diferentes aplicações, principalmente para substituir motores de combustão interna, fornecendo energia em sistemas estacionários e consumos de energia portáteis, bem como tecnologias automotivas para alimentação auxiliar.

A eficiência elétrica de uma célula a combustível está na faixa de 40-65% e tende a aumentar desde que o calor do processo gerado durante as operações possa ser capturado para posterior aplicação. No que diz respeito a uma maior comercialização da CaC, uma grande desvantagem é o seu alto custo associado, que é estimado entre 569 – 9106 US\$/kW (SUBERU; MUSTAFA; BASHIR, 2014).

6.1.1. Membrana de Troca Protônica (PEM)

Os componentes essenciais desta versão do CaC são a placa de coleta de ânodo, canal de gás, difusor de gás, eletrodo de ânodo, camada de catalisador de cátodo, eletrodo de cátodo, difusor de gás catódico e membrana.

A PEM também é conhecida como célula a combustível de membrana eletrolítica de polímero e está associada a condições de baixa temperatura e pressão. O sistema usa o catalisador de platina para dividir as moléculas de hidrogênio em prótons (íons de hidrogênio) que devem ser conduzidos através da membrana para a operação adequada.

Tabela 5 - Características de diferentes tipos de células a combustíveis (SUBERU; MUSTAFA; BASHIR, 2014).

Tipo	Temp. de operação [°C]	Eletrólito	Portador de carga	Catalizador do anodo	Combustível	Eficiência elétrica [%]	Potência [kW]
PEM	50-100	Polímero perfluor-sulfonado	H ⁺	Pt	H ₂	30-50	0.1-500
MCFC	650-700	Carbonato alcalino	CO ₂	Ni	Reforma ou CO/H ₂	50-60	100-300
SOFC	800-1000	Zircônia estabilizada com ítria	O ₂	Ni	Reforma CO/H ₂ ou CH ₄	50-60	0.5-100
DMFC	90-120	Polímero perfluor-sulfonado	H ⁺	Pt	Metanol	20-30	100-1000
PAFC	150-220	Ácido fosfórico	H ⁺	Pt	H ₂	40-55	5-10000
DEFC	90-120	Polímero perfluor-sulfonado	H ⁺	Pt	Etanol	20-30	100-1000
AFC	70-100	KOH	H ⁺	Ni	H ₂	60-70	10-1000

A capacidade de potência da PEM varia de 100 W a 100 kW e a eficiência operacional geralmente está na faixa de 40-50%. As vantagens da PEM incluem (i) simplicidade e robustez, (ii) baixo peso, (iii) alta densidade de potência, (iv) capacidade de usar o ar atmosférico e (v) emissões muito baixas. Até agora, as PEMs foram utilizadas em geradores de energia estacionários, fontes de alimentação ininterruptas, computadores portáteis, veículos e bicicletas a motor elétrico (SUBERU; MUSTAFA; BASHIR, 2014). Apesar das numerosas vantagens, foram observadas algumas desvantagens, como (i) alto custo, (ii) sensibilidade à contaminação por hidrogênio e (iii) eficiência de energia elétrica relativamente baixa.

6.1.2. Célula a Combustível de Carbonato Fundido (MCFC)

As células a combustível de carbonato fundido empregam sais de lítio-sódio ou carbonato de lítio-potássio como eletrólito a alta temperatura (aproximadamente 650°C). O gás combustível utilizado neste sistema é uma mistura umidificada de H_2 e CO , o oxidante é uma mistura de O_2 e CO_2 que pode conter vapor de água. A pressão de operação é entre 1 e 10 atm.

Devido à alta temperatura necessária para a operação, um metal não precioso (geralmente níquel) é usado como eletrodo do ânodo enquanto o óxido (NiO) é acomodado para o cátodo. Durante a operação, a alta temperatura de trabalho derrete os sais para produzir íons carbonato no eletrodo catódico. Os íons então migram para o ânodo onde são combinados com moléculas de hidrogênio para produzir vapor, dióxido de carbono, calor e elétrons.

As MCFCs têm o potencial de utilizar vários tipos de combustíveis ao contrário de outros tipos de célula a combustível. No Japão e nos Estados Unidos, as MCFCs estão atualmente passando por algumas modificações tecnológicas para lidar com outros combustíveis, por exemplo, o gás de síntese, gás natural e biogás para geração de energia elétrica (SUBERU; MUSTAFA; BASHIR, 2014).

Existe a vantagem de catalisador de platina poder ser substituído pelo tipo de níquel sem produzir efeito negativo. Por essa flexibilidade, a tecnologia de células a combustível de

carbonato é apropriada para aplicações marítimas, militares e de tração. Elas também estão sendo usadas em muitos sistemas de energia híbridos, com eficiências de combustível para eletricidade acima de 70%.

Por outro lado, também há desafios enfrentados pela tecnologia, como o longo período necessário para atingir a temperatura operacional, fraca imunidade ao efeito de enxofre e a penetração limitada do mercado devido à imaturidade tecnológica. Outro ponto negativo é o fato de que os eletrólitos líquidos utilizados nos MCFCs apresentam dificuldades de manuseio.

6.1.3. Célula a Combustível de Óxido Sólido (SOFC)

As células a combustível de óxido sólido são atrativas devido a sua maior eficiência na geração de eletricidade e estão previstas para serem comercializadas em um futuro próximo (SUBERU; MUSTAFA; BASHIR, 2014).

As SOFC utilizam eletrólito de óxido sólido para conduzir O_2 do cátodo para ânodo por meio de elétrodo de níquel ou cobalto operando sob uma condição de temperatura muito alta (entre 700 e 1000°C).

Algumas das vantagens deste tipo de célula a combustível incluem (i) custo moderado, (ii) alta eficiência, (iii) emissões relativamente baixas, e (iv) reações químicas internas rápidas. Também existem pesquisas em andamento para o desenvolvimento de uma versão de baixa temperatura da SOFC, com a intenção de substituir os íons de oxigênio pelo conceito de condução baseada em prótons, chamada célula a combustível de óxido sólido condutor de prótons (PC-SOFCs).

Do ponto de vista da cogeração, a característica de elevada temperatura das SOFCs tornou o sistema adequado para aplicações combinadas de calor e eletricidade. A alta temperatura da célula, de fato, elimina a necessidade de usar um catalisador de platina, conforme exigido na versão de baixa temperatura da célula a combustível. As desvantagens mais comuns até agora atribuídas às SOFCs são os problemas de contaminação por enxofre e a imaturidade tecnológica.

6.1.4. Célula a Combustível de Metanol Direto (DMFC)

A célula a combustível direta de metanol é uma subclasse da PEM que utiliza metanol como combustível para produção de eletricidade. As vantagens da DMFC em relação a PEM é (i) a menor eficiência, (ii) baixa temperatura de operação, (iii) vida útil mais longa e (iv) maior densidade de energia em comparação com SOFCs e baterias de íons de lítio. Em vista dessas características, as DMFCs estão substituindo baterias convencionais em algumas aplicações úteis (SUBERU; MUSTAFA; BASHIR, 2014).

O princípio básico das operações da DMFC é a extração de hidrogênio do metanol por eletro-oxidação para produzir dióxido de carbono no ânodo sem a necessidade de qualquer reforma. Os íons de hidrogênio são migrados para o cátodo depois de atravessar a membrana de troca de prótons e depois combinados com oxigênio para produzir água. No cátodo, o oxigênio é reduzido à água (vapor). O eletrólito utilizado nesta configuração para DMFC é o mesmo que no PEM.

O principal problema desta tecnologia recai nas emissões de dióxido de carbono com potencial para contribuir para o aquecimento global, exigindo uma atenção na manipulação. O fenômeno de cruzamento durante a oxidação do metanol também já foi registrado neste tipo de célula. É um problema muito grave que reduz severamente a tensão celular, a densidade de corrente e a utilização de combustível, e, portanto, o desempenho.

6.2. Baterias Secundárias

O princípio geral por trás do mecanismo de uma bateria é o seguinte: assim que uma carga está conectada aos terminais da célula, reações eletroquímicas ocorrem dentro da célula para que os elétrons sejam liberados e transferidos de um eletrodo para outro através de um circuito elétrico externo.

Dependendo da tensão de saída e da capacidade de energia requerida, as células são conectadas em série, em paralelo, ou ambas. As múltiplas combinações de elementos químicos e materiais utilizados como eletrodos, eletrólitos ou membranas abrangem um amplo espectro de tecnologias de bateria: (i) chumbo-ácido, (ii) níquel-metal (como por exemplo,

níquel-cádmio), (iii) lítio-íon, baterias de alta temperatura, tais como o (iv) sódio enxofre ou a chamada bateria (v) ZEBRA (Sódio-cloreto de níquel), (vi) de fluxo: zinco-brometo, vanadium redox (fluxo de vanádio) e brometo de polissulfeto.

A Tabela 6 apresenta uma comparação entre alguns dos diferentes tipos de baterias citados anteriormente. Na sequência é discutida em detalhe cada tecnologia.

Tabela 6 - Comparação de características técnicas entre diferentes baterias (CAVANAGH *et al.*, 2015).

Bateria	Vida útil (anos/ciclo)	Densidade energética [Wh.kg ⁻¹ /m ³]	Tempo de descarga	Tempo de recarga	Autodesc. [%/dia]	Temp. de operação [°C]	Tensão crítica [V por célula]
Chumbo-ácido	5-15/ 2000	30-50/ 75	min-h	8-16 h	0,1-0,3	-10-40	1,75V
Níquel-cádmio	15-20/ 2000	45-80/ <200	seg-h	1 h	0,2-0,6	-40-45	2
Lítio-íon	8-15/ 500-600	100-250/ 250-620	min-h	9 h	0,1-0,3	-10-50	3
Sódio-enxofre	12-20/ <2000	150-240/ <400	seg-h	9 h	20	300	1,75- 1,9
Sódio-cloreto de níquel	12-20/ 4000- 4500	125/ 150-200	min-h	6-8 h	15	270-350	1,8- 2,5
Zinco-brometo	5-10/ 300-1500	60-80/ 20-35	seg-10h	4 h	0-1	10-45	0,17- 0,30
Vanad. redox	10-20/ 13000	75/ 20-35	seg-10h	min	0-10	0-40	0,7- 0,8

6.2.1. Baterias de Chumbo-ácido (Pb-Acid)

As baterias de chumbo-ácido são uma das formas de armazenamento de energia elétrica mais antiga e mais utilizada. A sua popularidade é devido, em parte, ao seu baixo custo e eficiência relativamente alta, porém, estas têm baixa vida útil e desempenho reduzido em temperaturas elevadas (PARKER, 2001).

Cada célula tem um conjunto de eletrodo negativo composto por uma grade de liga de chumbo e material ativo de chumbo puro. O eletrodo positivo é feito de uma grade de liga de chumbo com material ativo de óxido de chumbo. O eletrólito é uma solução de ácido sulfúrico na água com uma concentração variando de 27-37 % em volume (CHEN *et al.*, 2009).

Há diferentes tipos de baterias de chumbo-ácido disponíveis, Figura 15, cada uma com características particulares. Existem duas divisões, as baterias ventiladas (VLA), e as seladas (SLA) e reguladas por válvulas (VRLA).

As baterias ventiladas são aquelas em que os eletrodos estão imersos no reservatório com excesso de eletrólito líquido, que podem exigir recarga periódica para evitar a depleção de eletrólitos. Dentro deste tipo se incluem as baterias de ignição/automotivas de baixíssima profundidade de descarga (5-7 anos de vida útil), as de descarga profunda (3-5 anos de vida útil) e as baterias estacionárias para descargas ocasionais (15-30 anos de vida útil) (EPRI-DOE, 2003).

Na outra linha, as baterias SLA e VRLA contêm a quantidade mínima de eletrólito necessária para a operação correta. Esses projetos também possuem mais material ativo de eletrodo negativo do que o material ativo de eletrodo positivo, o que ajuda a promover a recombinação de oxigênio produzido durante a sobrecarga ou a carga do flutuador. Por causa desta característica, não é necessário substituir o eletrólito (adicionar água destilada), tornando os projetos essencialmente livres de manutenção.

A diferença entre o tipo SLA ou VRLA está na montagem das placas do eletrodo. O desenho da SLA possui placas

enroladas em espiral em um recipiente cilíndrico, enquanto a VRLA possui placas planas com um recipiente prismático.

Estes tipos de bateria têm um potencial de vida útil de dez a vinte anos. Dentro deste tipo se incluem as baterias com eletrólito em esteira de vidro de microfibras porosa (AGM) e as baterias com eletrólito gel.

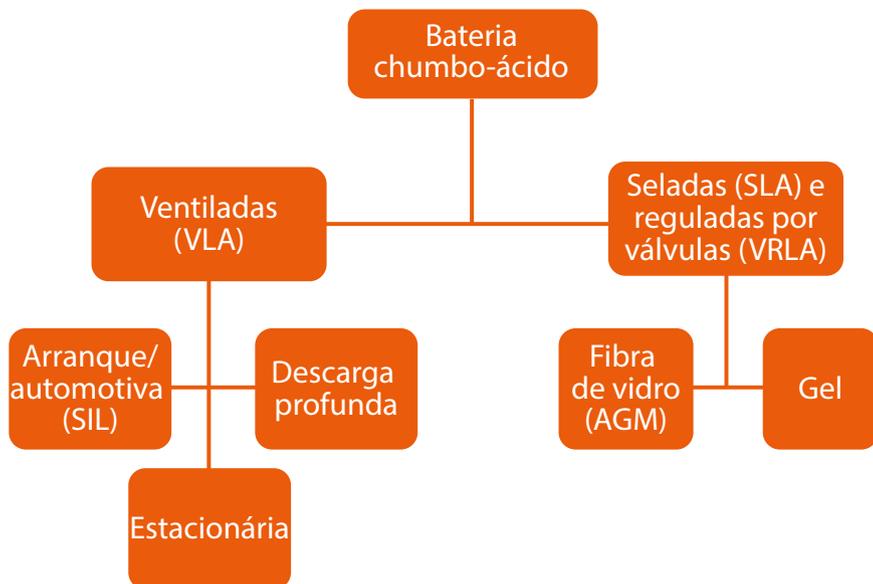


Figura 15 - Classificação das baterias chumbo-ácido.

Uma vez que as baterias de chumbo-ácido estão tipicamente disponíveis em tamanhos predeterminados, em grandes sistemas de armazenamento elas normalmente são conectadas em combinações em série/paralelo para obter a potência e a capacidade de energia requerida.

Em teoria, podem ser interligados em qualquer tamanho, mas como a interligação de muitas unidades leva a pontos adicionais de falha potencial, a experiência sugere que a unidade deve ter uma tensão não superior a 2000 V.

As baterias normalmente são colocadas em *racks* com interconexões de barramento e requerem um sistema HVAC para manter a temperatura no regime apropriado (EPRI-DOE, 2003). Além disso, os sensores de hidrogênio são instalados devido ao potencial de eletrólise na bateria que pode levar à formação de gás hidrogênio (risco de explosões).

6.2.2. Baterias Níquel-metal

Neste tipo de baterias, cada célula possui um conjunto de eletrodo positivo composto de hidróxido de níquel Ni(OH)_2 e o eletrodo negativo é a característica distintiva em cada tipo de bateria de níquel. O eletrólito é tipicamente hidróxido de potássio $\text{KOH (H}_2\text{O)}$ (CHEN *et al.*, 2009).

Níquel-Cádmio (NiCd): é a bateria mais comum da família níquel-metal. Comparadas com as baterias de chumbo-ácido, têm maior densidade de energia, vida útil mais longa e requerem menor manutenção (EPRI-DOE, 2003). Existem várias variáveis de projeto, incluindo o níquel-cádmio industrial ventilado, o níquel-cádmio com placa sinterizada ventilada e o níquel-cádmio selado (CHEN *et al.*, 2009);

Níquel-Ferro (NiFe): Este é o tipo mais antigo deste gênero de bateria, e é bastante durável, capaz de lidar com o abuso físico e de operação (incluindo sobrecarga, descarga excessiva, circulação aberta por longos períodos de tempo e curto-circuito) sem encurtar o seu tempo de vida significativamente. A desvantagem desses sistemas é que seu desempenho é significativamente afetado pelas mudanças de temperatura, têm baixa densidade de potência e produzem níveis significativos de gás enquanto operam (EPRI-DOE, 2003);

Níquel-hidrogênio (NiH₂): Um sistema híbrido com características semelhantes às células de combustível no qual o eletrodo negativo é hidrogênio gasoso e o eletrodo positivo é oxi-hidróxido de níquel (EPRI-DOE, 2003). Embora sejam altamente confiáveis, com longo tempo de vida útil e pouca manutenção, estes dispositivos são os mais caros desse gênero (EPRI-DOE, 2003);

Níquel-hidreto metálico (NiMH): nesta configuração, o eletrodo negativo é hidrogênio, mas o hidrogênio é absorvido em uma liga de metal. Esta tecnologia tem uma vida útil elevada e não perde a capacidade com facilidade como ocorre nas NiCd, entretanto, é sensível à sobrecarga e tem alta taxa de descarga (EPRI-DOE, 2003).

Níquel-zinco (NiZn): é uma tecnologia relativamente nova que não mostrou grandes melhorias em comparação com as outras baterias, porém os avanços neste projeto podem ser comercialmente promissores devido à sua alta energia específica (CHEN *et al.*, 2009).

Semelhante às baterias de chumbo-ácido, as baterias de NiCd estão tipicamente disponíveis em tamanhos predeterminados e, em sistemas de armazenamento de energia maiores, geralmente são conectadas em combinações em série/paralelo para obter a potência e a capacidade de energia desejadas. Esses sistemas geralmente exigem sistema HVAC para manter a temperatura, bem como sensores para monitoramento de gás hidrogênio (EPRI-DOE, 2003).

Uma vez que o eletrólito tem baixa condutividade, ocorre uma pequena quantidade de autodescarga (normalmente é atenuada através da aplicação de uma carga flutuante). Também deve notar-se que a taxa de autodescarga aumenta significativamente com a temperatura (EPRI-DOE, 2003).

Sobre o tempo de vida, a do tipo NiCd ventilada com 80% de profundidade de descarga pode durar 800-1.000 ciclos, enquanto que a 10% de profundidade de descarga pode durar cerca de 50.000 ciclos. A NiCd ventilada de placas sinterizadas com 80% de profundidade de descarga pode chegar a 3.500 ciclos.

A do tipo níquel-zinco dura cerca de mil ciclos. Para baixos números de ciclos, a vida útil do tipo NiCd inundado é estimada em 10-15 anos, a NiFe pode durar até 25 anos (EPRI-DOE, 2003).

Estas baterias devem ser mantidas à temperatura ambiente, porque a resistência interna do sistema é inversamente proporcional à temperatura, portanto uma temperatura mais

alta significa menor resistência interna. Assim, à medida que a temperatura aumenta, a resistência interna diminui o que leva a autodescarga.

Uma vez que a operação a temperaturas mais baixas resulta em maior capacidade de carga, é considerado ideal armazenar a bateria em ambiente frio quando carregado e aquecê-lo antes da descarga. Regra geral: a vida útil das baterias NiCd cai em torno de 20% para cada incremento de 10°C na temperatura de operação (EPRI-DOE, 2003).

As baterias níquel-elétrodo sofrem degradação irreversível como decomposição de materiais orgânicos em células, resultando em maior resistência no eletrólito, formação de dendritos no eletrodo negativo, falha na barreira de gás que permite que os gases se recombinem com a própria célula levando a maiores taxas de autodescarga e eventualmente curto-circuito.

Em geral, as baterias NiCd, têm uma energia específica elevada e requerem pouca manutenção, mas têm custos elevados. Normalmente, esses dispositivos podem suportar condições ambientais mais extremas que as baterias de chumbo ácido e descargas completas sem sacrificar a perda de capacidade, vida útil ou eficiência.

6.2.3 Baterias lítio-íon (Li-íon)

A primeira bateria de lítio-íon foi criada em 1980 por John Goodenough, utilizando óxido de cobalto de lítio e dióxido de manganês de lítio como cátodos (ZHANG *et al.*, 2018), sendo introduzida no mercado em 1991 pela Sony (MOSELEY, 2015).

Tornaram-se populares nos últimos anos devido à sua eficiência extremamente elevada (em comparação com outras baterias), bem como a sua alta densidade de energia e sua tensão celular, em comparação com outros sistemas de bateria.

Devido a estas características, vem sendo empregada em sistemas de armazenamento estacionário e veículos elétricos, setor responsável por impulsionar pesquisas de desenvolvimento de baterias de lítio (HANNAN *et al.*, 2017b).

Entretanto, seu emprego requer atenção com o gerenciamento de temperatura e proteções contra sobrecarga/descarga, variáveis que não apresentam muita tolerância em comparação com outras tecnologias (DIOUF; PODE, 2015).

O elétron positivo neste dispositivo é feito de um óxido de metal de lítio (tratado com lítio) e o elétron negativo é composto de grafite de carbono em camadas. O eletrólito é feito de sais de lítio que são dissolvidos em carbonatos orgânicos (CHEN *et al.*, 2009). Dado esses eletrodos e eletrólitos, o princípio do armazenamento eletroquímico neste dispositivo é a reação redox.

A nomeação das baterias de íons de lítio ocorre geralmente de acordo com a composição química do cátodo (SAW; YE; TAY, 2016), de modo que comercialmente são encontradas principalmente baterias de óxido de cobalto de lítio (LCO), fosfato de ferro de lítio (LFP), óxido de manganês de lítio (LMO), óxido de cobalto de níquel manganês de lítio (NMC), óxido de alumínio de cobalto-níquel-lítio (NCA), e óxido de titanato de lítio (LTO) (ZHANG *et al.*, 2018). Uma comparação entre as características dessas baterias é apresentada na Tabela 7.

A bateria LCO apresenta, em geral, alta energia específica; enquanto NCA e NMC são as baterias de íon de lítio com menor custo e mais estáveis termicamente. A bateria LFP possui a curva de OCV (tensão de circuito aberto) consideravelmente mais plana e uma menor capacidade. O tipo LTO tem uma longa vida útil e carga rápida, mas uma baixa energia específica e maior custo (IANNICIELLO; BIWOLE; ACHARD, 2018).

Atualmente vem sendo desenvolvidas pesquisas com novos materiais entre os quais podem ser destacadas as tecnologias de Li-O_2 , lítio-enxofre, lítio-metal, que podem alcançar altos valores de densidade energética (DIOUF; PODE, 2015).

Tabela 7 - Baterias de íons de lítio (ZHANG *et al.*, 2018; MOSELEY, 2015; SAW; YE; TAY, 2016; HESSE *et al.*, 2017).

Tipo	LCO	LNO	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Eletrodo positivo	LiCoO ₂	LiNiO ₂	Li(Ni _{0,85} Co _{0,05} Al _{0,05})O ₂	Li(Ni _{0,33} Mn _{0,33} Co _{0,33})O ₂	LiMn ₂ O ₄	LiFePO ₄	LMO, NCA
Eletrodo negativo	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Tensão de célula (V)	3,7	3,2-4,2	3,7	3,7	3,8	4,2	2,3-2,5
Energia específica	90-180	150	140	<180	160	80-120	70-85
Ciclo de vida	~1000	>300	500	1000-2000	>1000	1000-2000	3000-7000
Carga (C)	0,7-1	0,7-1	0,7	0,7-1	0,7-1	1	1
Descarga (C)	1	1	1	1	1	1	10
Ano	Desde 1991	Desde 1996	Desde 1999	Desde 2008	Desde 1996	Desde 1993	Desde 2008
Aplicações							
Pequenos dispositivos móveis	X						
Veículos elétricos			X	X	X	X	X
Rede elétrica		X	X	X	X	X	X
Produtores	Sanyo, SDI, LG Chem, BAK, Panasonic, Sony, Lishen, Maxell, ATL, BYD	Saft, Johnson Control, Panasonic, American Lithium, Samsung SDI	Panasonic, Sony, SDI, Sanyo, SAFT	SDI, Sanyo, LG, Sony, Lishen, Panasonic, Kokam, NEC	LG Chem, Sanyo, Sony, Lishen, BYS, SDI, NEC, Maxell	BYD, A123, Lishen, Sony, SDI, LGC, and others	Toshiba, Altairnano, Enerdel

6.2.4. Baterias Sódio-enxofre (NaS)

As baterias de enxofre-sódio fazem parte de uma categoria única de baterias, às vezes referidas como baterias de “sal fundido”, dado que os seus eletrodos são fundidos e operam a temperaturas em torno de 300°C. Eles são conhecidos pela sua elevada vida útil, eficiência energética moderada e energia específica três a quatro vezes maior a das baterias de chumbo-ácido. Um número significativo dessas instalações foi construído no Japão como parte da *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO) e operam há mais de uma década (KURASHIMA; KODAMA, 1999).

Este dispositivo é constituído por um elétrodo negativo de sódio fundido, um elétrodo de enxofre fundido e um eletrólito cerâmico de alumina beta sólida. Para manter os elétrodos em estado fundido, a temperatura do dispositivo é mantida entre 300-350°C (CHEN *et al.*, 2009).

Esses sistemas são de baixa manutenção, mas algumas considerações de operação devem ser feitas para manter os elétrodos fundidos. Se a bateria não for usada por um longo período de tempo, parte de sua energia deve ser empregada para manter a temperatura acima de 290°C. Isso leva a uma perda que é considerada como parasitária e diminui a eficiência geral da bateria, já que a energia armazenada deve ser usada para o aquecimento.

A vida útil do sistema varia entre 5.000 ciclos com 90% de profundidade de descarga, para 43.000 ciclos com 10% de profundidade de descarga (EPRI-DOE, 2003). Isto significa que a vida útil depende da profundidade média de descarga do dispositivo. Todos os módulos NaS podem atingir o máximo de potência em um milésimo de segundo, embora seja mais eficiente (em termos de ciclo de trabalho) ter mudanças de carga gradual (EPRI-DOE, 2003).

6.2.5. Baterias Sódio-cloreto Níquel (ZEBRA)

A bateria de cloreto de níquel (Na-NiCl₂), também conhecida como bateria ZEBRA, é um tipo de dispositivo de sal fundido.

A sigla ZEBRA vem do nome *Zero Emission Battery Research Activities* (atividades de pesquisa para baterias de

emissão zero) e recebeu este nome devido à motivação para seu desenvolvimento.

As baterias ZEBRA foram desenvolvidas na África do Sul e na Inglaterra nos anos 80 com o principal objetivo de desenvolvimento de baterias de alta performance para veículos elétricos de emissão zero (DUSTMANN, 2004; BENATO *et al.*, 2015).

Em comparação com a bateria NaS, é menos sensível ao excesso de descarga e à descarga profunda, e potencialmente um dispositivo mais seguro. Também apresenta menor densidade de energia e potência do que os dispositivos NaS (CHEN *et al.*, 2009).

Nas baterias de Na – NiCl₂ empregam o cloreto de níquel (NiCl₂) e sódio (Na) como elétrodos. A célula utiliza um eletrólito sólido chamado β"-Al₂O₃ cerâmico (ou somente β-alumina), o qual tem também a função de separar os elétrodos e servir de condutor para íons Na⁺ e isolante para elétrons (DUSTMANN, 2004).

Visto que a condutividade iônica do eletrólito beta-alumina aumenta significativamente a temperaturas acima de 200°C, a temperatura de operação desta classe de baterias varia entre 250°C e 350°C (intervalo no qual o eletrólito contribui minimamente para a resistência interna da célula), fazendo com que tais baterias sejam também denominadas baterias de alta temperatura (CHEN *et al.*, 2009).

O sistema pode perder até 10 % da sua energia por dia se o sistema não estiver em uso, devido a requisitos de aquecimento para manter a temperatura, embora possa ter zero perdas de energia se o sistema estiver em operação (SUDWORTH, 2001).

Uma característica excelente é o modo de falha desta bateria já que células conectadas em séries podem permanecer operacionais mesmo com células em falha, tornando o sistema bastante robusto. De fato, pode haver uma falha de 5-10 % das células em um sistema, e a unidade ainda exibir funcionamento correto (SUDWORTH, 2001).

6.2.6. Baterias de Fluxo

As baterias de fluxo armazenam energia externamente, ou melhor, o meio de armazenamento e a célula de reação estão dispostos separadamente.

A Figura 16 apresenta o princípio de funcionamento deste tipo de bateria. Em geral, as baterias de fluxo consistem em duas soluções de eletrólito que são armazenadas em tanques externos, e que são bombeadas para uma coleção de múltiplas células (pilha) para completar as reações de redox.

As baterias de fluxo são altamente flexíveis e podem ser facilmente adaptadas para diversas aplicações em virtude da sua capacidade de energia possibilitar ser aumentada incrementando o volume ou a concentração de eletrólitos.

Os materiais mais utilizados nas baterias de fluxo são vanádio, polissulfureto-brometo e zinco-brometo.

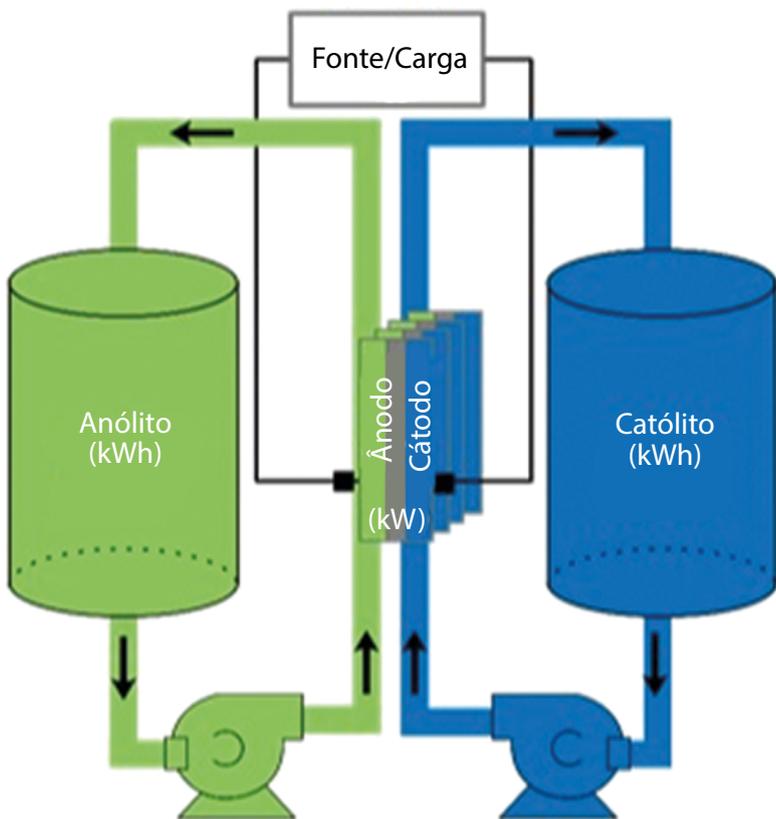


Figura 16 - Diagrama esquemático de uma bateria de fluxo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017).

6.2.7. Baterias Zinco-brometo

A ideia para esta bateria de fluxo foi patenteada em 1885, mas apenas recentemente foi viável, devido ao difícil processo de recarregamento ocasionado pela ação do zinco em formar dendritos no eletrodo, os quais podem originar vias de curto-circuito. Isso ainda é um problema de manutenção, porém, em sua maior parte, o problema foi resolvido por meio de melhorias de projeto.

Ambos os eletrólitos são soluções aquosas de brometo de zinco (ZnBr_2). O eletrodo negativo começa com o mínimo de zinco anexado, e durante a carga, o zinco é chapeado neste eletrodo. Durante a carga no positivo, o bromo, o eletrodo brometo elementar é formado.

Existe um separador microporoso que serve para isolar cada eletrodo e eletrólito do outro e, ao mesmo tempo, permitir que os íons de zinco e bromo migrem para o fluxo de fluxo oposto e, inibir o bromo do eletrodo positivo de atravessar para o eletrólito negativo (caso contrário, isso permitiria a interação química de bromo e zinco, resultando em autodescarga (EPRI-DOE, 2003).

Durante a descarga, o chapeamento de zinco se dissolve novamente em seu estado aquoso e as reações se invertem. Uma particularidade dessas baterias é que as descargas completas (100% de profundidade de descarga) não só não prejudicam a bateria, mas como também, as melhoram em desempenho (POULLIKKAS, 2013).

Durante a operação de espera, a unidade terá perdas devido à energia das bombas necessárias para circular o eletrólito. O sistema também terá perdas devido ao trânsito de bromo para o eletrodo negativo.

As maiorias das falhas do sistema estão associadas à corrosividade do bromo, de modo que, a vida útil é mais dependente do tempo de operação, em vez do número de ciclos e profundidade de descarga. Esses sistemas costumam durar dois mil ciclos ou seis mil horas de operação contínua.

Para o correto funcionamento da bateria, existem várias considerações operacionais. A bateria deve ser completamente descarregada e, nesse ponto, a placa negativa está isenta

de zinco. Este procedimento, conhecido como “*stripping*”, é recomendado cada 5-10 ciclos para assegurar a maior eficiência do sistema.

Esses sistemas são projetados para operação entre 20-50°C e o desempenho é debilmente dependente da temperatura. Por último, geralmente há pouca ou nenhuma liberação de gás, mas devem ser tomadas precauções em caso de vazamento de bromo, uma vez que os vapores de brometo são altamente corrosivos e tóxicos (EPRI-DOE, 2003).

6.2.8. Baterias de Fluxo de Vanádio (*Vanadium redox Battery* - VRB)

Este conceito é o único em que todas as reações químicas são baseadas na transferência de elétrons entre diferentes íons de vanádio. No eletrodo negativo V^{3+} é convertido em V^{2+} , durante o carregamento da bateria, aceitando um elétron. Durante a descarga, os íons V^{2+} são reconvertidos de volta para V^{3+} e o elétron é liberado. No terminal positivo ocorre uma reação semelhante entre formas iônicas de V^{5+} e V^{6+} . O eletrólito é constituído por uma mistura de vanádio e ácido sulfúrico e é armazenado em tanques externos e bombeado conforme necessário às células.

As células são divididas em duas meias-células por uma membrana de troca de prótons (PEM), que separa as duas soluções de eletrólito baseadas em vanádio, e permite o fluxo de carga iônica para completar o circuito elétrico. Dos tipos de baterias de fluxo mencionadas, a VRB é a única disponível comercialmente (CHOI *et al.*, 2017).

6.2.9. Baterias de Brometo de Polissulfeto (PSB)

O conceito é o mesmo: os dois eletrólitos para este sistema são armazenados em tanques separados e são bombeados através das células eletroquímicas. Os eletrólitos permanecem separados por uma membrana de troca de cátions (íons carregados positivamente). Este sistema utiliza brometo de sódio para o eletrodo positivo e polissulfeto de sódio para o eletrodo negativo.

Tal como acontece com outros sistemas de bateria de fluxo, a capacidade de potência e energia do dispositivo são essencialmente independentes, de modo que o sistema é altamente escalável. Além disso, esses sistemas podem ser sobrecarregados sem afetar seriamente a vida útil da unidade, tornando-o altamente flexível para um número de aplicações. O tempo de resposta para este sistema é relativamente baixo, 20-100 ms. Como aspecto negativo da tecnologia, a eficiência do sistema é bastante baixa devido aos requisitos de bombeamento (EPRI-DOE, 2003).

7. Considerações Finais

O custo do processo de armazenamento de energia ainda é elevado comparado a outras tecnologias já consagradas no mercado nacional.

No entanto, devido à variação na geração, à necessidade de manter a continuidade e qualidade da energia elétrica dentro dos padrões e limites das normas e regulamentações vigentes, juntamente com a crescente implantação de unidades geradoras baseadas em fontes alternativas, tem-se que o uso de sistemas de armazenamento de energia é inevitável para implementação das redes inteligentes no Setor Elétrico Brasileiro.

Atualmente, tem-se diversas tecnologias e soluções de armazenamento de energia que estão disponíveis no mercado nacional e internacional, porém com características diferentes em termos de especificações e características que dificultam a seleção de uma única tecnologia para todas as aplicações de armazenamento de energia sendo necessário a realização de um estudo prévio para cada caso a ser aplicado.

Independentemente da capacidade do sistema de armazenamento de energia, sempre devem ser considerados os riscos envolvidos no empreendimento. Como fonte principal de geração de energia tem-se as CAES, que se atingirem uma eficiência >80%, podem ser uma alternativa ao PHE.

Nos dias atuais, os sais fundidos continuarão a dominar o setor de armazenamento de energia térmica para aplicação em grande escala.

Algumas tecnologias de armazenamento de energia, como supercapacitores, estão na fase de demonstração ou de pesquisa e, portanto, ainda não é possível verificar sua total capacidade de aplicação.

Mais investigação é necessária uma vez que ainda não há uma tecnologia de armazenamento de energia que tenha as características necessárias para uma operação ideal em diferentes aplicações.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao ITAI – Instituto de Tecnologia Aplicada e Inovação e a Fundação Parque Tecnológico de Itaipu pelo apoio e fomento.

Os autores agradecem ao CNPq pelo apoio.

Os autores agradecem ao programa de pesquisa e desenvolvimento, junto à COPEL e regulamentado pela ANEEL, pelo suporte financeiro ao projeto de número 2866-0452/2016

Referências

- AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. *Sustain. Energy Technol. Assessments*, 8, 74-91, 2014. doi: 10.1016/j.seta.2014.07.004.
- ALOTTO, P.; GUARNIERI, M.; MORO, F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review Piergiorgio. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 29, 325-335, 2014. doi: 10.1016/j.rser.2013.08.001.
- AMIRANTE, R.; CASSONE, E.; DISTASO, E.; TAMBURRANO, P. Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies. *Energy Convers. Manag.* 132, 372-387, 2017. doi: 10.1016/j.enconman.2016.11.046.
- AMIRYAR, M.; PULLEN, K.A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications. *Appl. Sci.*, 7, 286, 2017. doi: 10.3390/app7030286.
- ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Appl. Energy*, 179, 350-377, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Appl. Energy*, 179, 350-377, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- ARANI, A.A.K.; KARAMI, H.; GHAREHPETIAN, G.B.; HEJAZI, M.S.A. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 69, 9-18, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.166.
- AS/NZS Std DR AS/NZS 5139. *Electrical installations - Safety of battery systems for use with power conversion equipment.* 2017.
- BATTKKE, B.; SCHMIDT, T.S.; GROSSPIETSCH, D.; HOFFMANN, V. H. A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 25, 240-250, 2013. doi: 10.1016/j.rser.2013.04.023.
- BENATO, R.; COSCIANI, N.; CRUGNOLA, G.; DAMBONE SESSA, S.; LODI, G.; PARMEGGIANI, C.; TODESCHINI, M. Sodium nickel chloride battery technology for large-scale stationary storage in the high voltage network. *J. Power Sources*, 293, 127-136, 2015. doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.05.037.
- BINE. *Information Serve Compressed Air Energy Storage Power Plants*, 2018.
- BOLUND, B.; BERNHOFF, H.; LEIJON, M. Flywheel energy and power storage systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 11, 235-258, 2007. doi: 10.1016/j.rser.2005.01.004.

BRAAM, F.; HOLLINGER, R.; ENGESSER, M. L.; MULLER, S.; KOHRS, R.; WITTEWER, C. Peak shaving with photovoltaic-battery systems. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Europe; IEEE, v. Jan., pp. 1-5. 2015.

BUDT, M.; WOLF, D.; SPAN, R.; YAN, J. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. *Appl. Energy*, 170, 250-268, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.108.

BUDT, M.; WOLF, D.; SPAN, R.; YAN, J. Compressed air energy storage - An option for medium to large scale electrical energy storage. *Energy Procedia*, 88, 698-702, 2016. doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.046.

CALDOGNETTO, T.; BUSO, S.; TENTI, P. Architecture and control of fully-dispatchable microgrids. In *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*; 2014; pp. 5482-5488.

CAVANAGH, K.; WARD, J.; BEHRENS, S.; BHATT, A.; RATNAM, E.; OLIVER, E.; HAYWARD, J. *Electrical Energy Storage: Technology overview and applications*; CSIRO, Australia, 2015.

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Prog. Nat. Sci.*, 19, 291-312, 2009. doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

CHEUNG, K.; CHEUNG, S.; SILVA, N. *Large-scale energy storage systems*; 2002;

CHOI, C.; KIM, S.; KIM, R.; CHOI, Y.; KIM, S.; YOUNG JUNG, H.; YANG, J.H.; KIM, H.T. A review of vanadium electrolytes for vanadium redox flow batteries. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 69, 263-274, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.188.

DEANE, J.P.; Ó GALLACHÓIR, B.P.; McKEOGH, E.J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 14, 1293-1302, 2010. doi: 10.1016/j.rser.2009.11.015.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O.; VILLAFÁBILA-ROBLES, R. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 16, 2154-2171, 2012. doi: 10.1016/j.rser.2012.01.029.

DIOUF, B.; PODE, R. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. *Renew. Energy*, 76, 375-380, 2015. doi: 10.1016/j.renene.2014.11.058.

DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems-An overview. *Electr. Power Syst. Res.*, 79, 511-520, 2009. doi: 10.1016/j.epr.2008.09.017.

DUSTMANN, C.-H. Advances in ZEBRA batteries. *J. Power Sources*, 127, 85-92, 2004. doi: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.039.

EASE-EERA EASE-EERA. *Energy Storage Roadmap Launch Event*. 2017.

EMMANUEL, M.; RAYUDU, R. Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 67, 207-224, doi:10.1016/j.rser.2016.09.010.

EPRI EPRI-DOE. *Handbook of energy storage for transmission and distribution applications*, 2003.

EUROBAT. *Battery energy storage in the EU - Barriers, opportunities, services and benefits*. 2016.

EXXONMOBIL 2017. *Outlook for Energy*. 2017, p. 27-28.

FRALEONI-MORGERA, A.; LUGHI, V. Overview of Small Scale Electric Energy Storage Systems suitable for dedicated coupling with Renewable Micro Sources. In *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*; IEEE, v. 5, pp. 1481-1485, 2015.

HAGHIGHAT, H.; KENNEDY, S. A model for reactive power pricing and dispatch of distributed generation. In *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-10, 2010.

HANNAN, M. A.; LIPU, M. S. H.; HUSSAIN, A.; MOHAMED, A. A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 78, 834-854, 2017b. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.001.

HANNAN, M.A.; HOQUE, M.M.; MOHAMED, A.; AYOB, A. Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 69, 771-789, 2017a. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.171.

HASAN, N.S.; HASSAN, M.Y.; MAJID, M.S.; RAHMAN, H.A. Review of storage schemes for wind energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 21, 237-247, 2013. doi: 10.1016/j.rser.2012.12.028.

HATZIARGYRIOU, N.D.; ŠKRLEC, D.; CAPUDER, T.; GEORGILAKIS, P.S.; ZIDAR, M. Review of energy storage allocation in power distribution networks: applications, methods and future research. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 10, 645-652, 2016. doi: 10.1049/jiet-gtd.2015.0447.

HESSE, H.; SCHIMPE, M.; KUCEVIC, D.; JOSSEN, A. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid – *A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids*, v. 10, 2017. ISBN 4989289269.

HUANG, Y.; KEATLEY, P.; CHEN, H.S.; ZHANG, X.J.; ROLFE, A.; HEWITT, N. J. Techno-economic study of compressed air energy storage systems for the grid integration of wind power. *Int. J. Energy Res.*, 1-11, 2017. doi: 10.1002/er.3840.

IANNICIELLO, L.; BIWOLE, P. H.; ACHARD, P. Electric vehicles batteries thermal management systems employing phase change materials. *J. Power Sources*, 378, 383-403, 2018. doi: 10.1016/j.jpowsour.2017.12.071.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems-Characteristics and comparisons. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 12, 1221-1250, 2008. doi: 10.1016/j.rser.2007.01.023.

IEC Std IEC 62619. *Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications*. 2017.

IEC Std IEC 62933-5-2. *Electrical Energy Storage (ESS) Systems - Part 5-2: Safety considerations related to the integrated electrical energy storage (EES) systems – Batteries* 2016.

IEC Std IEC/TS 62933-5-1. *Electrical Energy Storage (ESS) Systems - Part 5-1: Safety considerations related to grid integrated electrical energy storage (EES) systems.* 2017.

IEEE 1547-2003. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.* 2003.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Technology Perspectives 2017; Energy Technology Perspectives; IEA, 2017; ISBN 9789264270503.*

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017,* 2017.

IRENA. *Thermal Energy Storage;* 2013. ISBN 9789264211872.

KHALIGH, A.; LI, Z. Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: State of the art. *IEEE Trans. Veh. Technol.*, 59, 2806-2814, 2010. doi: 10.1109/TVT.2010.2047877.

KONDOH, J.; ISHII, I.; YAMAGUCHI, H.; MURATA, A.; OTANI, K.; SAKUTA, K.; HIGUCHI, N.; SEKINE, S.; KAMIMOTO, M. Electrical energy storage systems for energy networks. *Energy Convers. Manag.*, 41, 1863-1874, 2000. doi:10.1016/S0196-8904(00)00028-5.

KURASHIMA, Y.; KODAMA, E. Development of a compact sodium sulphur battery. *Power Eng. J.*, 13, 136-141, 1999. doi: 10.1049/pe:19990306.

KURAVI, S.; TRAHAN, J.; GOSWAMI, D.Y.; RAHMAN, M.M.; STEFANAKOS, E.K. Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Prog. Energy Combust. Sci.*, 39, 285-319, 2013. doi: 10.1016/j.pecc.2013.02.001.

LI, G.; ZHENG, X. Thermal energy storage system integration forms for a sustainable future. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 62, 736-757, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.04.076.

LUND, H.; SALGI, G. The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. *Energy Convers. Manag.*, 50, 1172-1179, 2009. doi: 10.1016/j.enconman.2009.01.032.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Appl. Energy*, 137, 511-536, 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

MALHOTRA, A.; BATTKE, B.; BEUSE, M.; STEPHAN, A.; SCHMIDT, T. Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 56, 705-721, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.085.

MARIAM, L.; BASU, M.; CONLON, M. F. Microgrid: Architecture, policy and future trends. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 64, p. 477-489, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.037>.

MCCRONE, A.; MOSLENER, U.; D'ESTAIS, F.; GRÜNIG, C. *Global Trends in Renewable Energy Investment 2017*. Frankfurt Sch. UNEP Collab. Cent. Clim. Sustain. Energy Financ. 2017.

MESBAHI, T.; LE MOIGNE, P.; BARTHOLOMES, P.; RIZOUG, N. Improved Model of Battery/Supercapacitor Hybrid Energy Storage System Based on Thermo-Electrical and Aging Behaviors. In 7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014); *Institution of Engineering and Technology*, p. 3.3.03-3.3.03, 2014.

MOSELEY, P.T. *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing - Google Livres*, 2015. ISBN 9780444626165.

MPS STORELECTRIC. *Aiming to breathe new life into CAES*. Disponível em: <https://www.modernpowersystems.com/features/featurestorelectric-aiming-to-breathe-new-life-into-caes-4816226/> (Acesso em: Jun 7, 2018).

MUNKHOLT, J.; VANG, P.; DEGN, A.; VERSION, D.; LARSEN, H. *Chemical energy storage DTU International Energy Report 2013*; 2013. ISBN 9788755039681.

MUSIC, M.; HASANSPAHIC, N.; BOSOVIC, A.; AGANOVIC, D.; AVDAKOVIC, S. Upgrading smart meters as key components of integrated power quality monitoring system. In *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*; 2016; pp. 1-6.

NAIR, N. K. C.; GARIMELLA, N. Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration. *Energy Build.*, 42, 2124-2130, 2010. doi: 10.1016/j.enbuild.2010.07.002.

OLIVARES, D.E.; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A.H.; CAÑIZARES, C.A.; OLIVARES, R.I.; KAZERANI, M.; HAJMIRAGHA, A.H.; GOMIS-BELLMUNT, O.; SAEEDIFARD, M.; PALMA-BEHNKE, R.; JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, G.A.; HATZIARGYRIOU, N.D. Trends in Microgrid Control. *IEEE 2014*, 5, p. 1905-1919, doi:10.1109/TSG.2013.2295514.

OULD AMROUCHE, S.; REKIOUA, D.; REKIOUA, T.; BACHA, S. Overview of energy storage in renewable energy systems. *Int. J. Hydrogen Energy*, 41, 20914-20927, 2016. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.06.243.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K. Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. *Adv. Life Course Res.*, 6, 248-259, 2016. doi: 10.1016/j.est.2016.02.001.

PARKER, C. D. Lead-acid battery energy-storage systems for electricity supply networks. *J. Power Sources*, 100, 18-28, 2001. doi: 10.1016/S0378-7753(01)00880-1.

PATEL, P.S.; DESAI, H.P. A comprehensive overview of configurations and power management controls of hybrid power systems. *Int. Conf. Electr. Electron. Signals, Commun. Optim. EESCO 2015*, 2015. doi: 10.1109/EESCO.2015.7253678.

POULLIKKAS, A. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 27, 778-788, 2013. doi: 10.1016/j.rser.2013.07.017.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L.M.; ALAM, M.M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 44, 586-598, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2014.12.040.

RIBEIRO, P.F.; JOHNSON, B.K.; CROW, M.L.; ARSOY, A.; LIU, Y. Energy storage systems for advanced power applications. *Proc. IEEE*, 89, 1744-1756, 2001. doi: 10.1109/5.975900.

RUGTHACHAROENCHEEP, N.; LANTHARTHONG, T.; AUCHARIYAMET, S. Optimal operation for active management of distribution system with distributed generation. In *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 715-719, 2011.

SABIHUDDIN, S.; KIPRAKIS, A.E.; MUELLER, M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies*, 8, 172-216, 2015. doi: 10.3390/en8010172.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. *DOE Global Energy Storage Database*. Disponível em: <<https://www.energystorageexchange.org>>. Acesso em: 13 fev. 2019.

SAW, L. H.; YE, Y.; TAY, A.A. O. Integration issues of lithium-ion battery into electric vehicles battery pack. *J. Clean. Prod.*, 113, 1032-1045, 2016. doi: 10.1016/j.jclepro.2015.11.011.

SCHMIDT, O.; HAWKES, A.; GAMBHIR, A.; STAFFELL, I. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nat. Energy*, 2, p. 17110, 2017. doi: 10.1038/nenergy.2017.110.

SEBASTIÁN, R.; PEÑA ALZOLA, R. Flywheel energy storage systems: Review and simulation for an isolated wind power system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 6803-6813, 2012. doi: 10.1016/j.rser.2012.08.008.

SHARMA, A.; TYAGI, V. V; CHEN, C. R.; BUDDHI, D. Review on thermal energy storage with phase change materials and applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 13, 318-345, 2009. doi: 10.1016/j.rser.2007.10.005.

STANDARDS AUSTRALIA ROADMAP FOR ENERGY STORAGE STANDARDS. 2017.

SUDWORTH, J. The sodium/nickel chloride (ZEBRA) battery. *J. Power Sources*, 100, 149-163, 2001. doi: 10.1016/S0378-7753(01)00891-6.

SWIERCZYNSKI, M.; TEODORESCU, R.; RASMUSSEN, C. N.; RODRIGUEZ, P.; VIKELGAARD, H. Overview of the energy storage systems for wind power integration enhancement. 2010 *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, 3749-3756, 2010. doi: 10.1109/ISIE.2010.5638061.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *International Energy Outlook 2017 Overview*. U.S. Energy Inf. Adm. 2017, IEO2017, 143, Disponível em: [www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf).

VAZQUEZ, S.; LUKIC, S.M.; GALVAN, E.; FRANQUELO, L.G.; CARRASCO, J.M. Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 57, 3881-3895, 2010. doi: 10.1109/TIE.2010.2076414.

VENKATARAMANI, G.; PARANKUSAM, P.; RAMALINGAM, V.; WANG, J. A review on compressed air energy storage – A pathway for smart grid and polygeneration. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 62, 895-907, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.002.

WANG, J.; LU, K.; MA, L.; WANG, J.; DOONER, M.; MIAO, S.; LI, J.; WANG, D. Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development. *Energies*, 10, 991, 2017. doi: 10.3390/en10070991.

WANG, Z.; ZHONG, J.; CHEN, D.; LU, Y.; MEN, K. A multi-period optimal power flow model including battery energy storage. In *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*; pp. 1-5, 2013.

WENIGER, J.; TJADEN, T.; BERGNER, J.; QUASCHNING, V. Emerging Performance Issues of Photovoltaic Battery Systems. In *32 European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (PV-SEC)*, pp. 1085-1089, 2016.

YANG, Z.; ZHANG, J.; KINTNER-MEYER, M.C.W.; LU, X.; CHOI, D.; LEMMON, J.P.; LIU, J. Electrochemical Energy Storage for Green Grid. *Chem. Rev.*, 111, 3577-3613, 2011. doi: 10.1021/cr100290v.

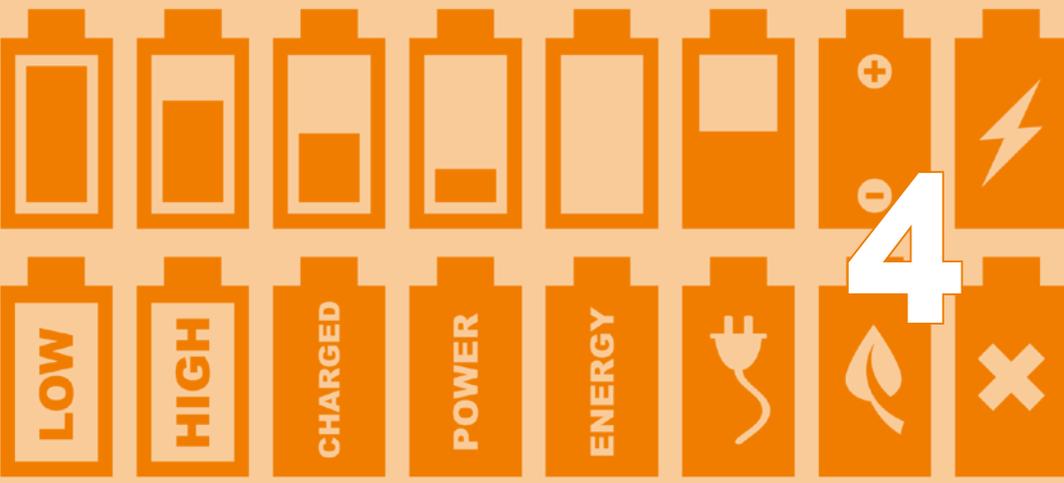
YEKINI SUBERU, M.; WAZIR MUSTAFA, M.; BASHIR, N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 35, 499-514, 2014. doi: 10.1016/j.rser.2014.04.009.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 42, 569-596, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.

ZHANG, H.; BAEYENS, J.; CÁCERES, G.; DEGRÈVE, J.; LV, Y. Thermal energy storage: Recent developments and practical aspects. *Prog. Energy Combust. Sci.*, 53, 1-40, 2016. doi: 10.1016/j.peccs.2015.10.003.

ZHANG, R.; XIA, B.; LI, B.; CAO, L.; LAI, Y.; ZHENG, W.; WANG, H.; WANG, W. State of the Art of Lithium-Ion Battery SOC Estimation for Electrical Vehicles. *Energies*, 11, 1820, 2018. doi: 10.3390/en11071820.

ZHAO, H.; WU, Q.; HU, S.; XU, H.; RASMUSSEN, C.N. Review of energy storage system for wind power integration support. *Appl. Energy*, 137, 545-553, 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.103.



<http://dx.doi.org/10.26626/978-65-5668-013-2C0004.p.139-212>

Avaliação do Desempenho dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Valentin Nicolas Silvera Diaz¹⁻³

Giovane Ronei Sylvestrin^{2,3}

Diego Laurindo De Souza²

Romeu Reginatto³

Jorge Javier Gimenez Ledesma²

Oswaldo Hideo Ando Junior^{2,*}

1 Fundação Parque Tecnológico de Itaipu, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

2 Universidade Federal da Integração Latino Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

3 Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) , Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

* Autor correspondente: oswaldo.junior@unila.edu.br / +55 (45) 35.29-21.38.

Resumo

A evolução tecnológica e o aumento expressivo da inserção de fontes renováveis de energia no sistema elétrico elevam a eficiência dos sistemas de energia elétrica, tal qual a segurança destes devido a descentralização da geração de energia. Por outro lado, a intermitência dessas fontes impacta a operação e pode tornar o sistema instável. Nesse contexto os sistemas de armazenamento de energia (SAE) são considerados os elementos chaves nos sistemas de energia modernos. Diante da grande quantidade de tecnologias de armazenamento é necessário estabelecer modos de analisar os pontos fortes e fracos de cada alternativa de forma crítica e organizada, oferecendo critérios de seleção. Portanto, este trabalho desenvolveu uma matriz de correlações entre as tecnologias SAE disponíveis e seu potencial de aplicação em função das peculiaridades no sistema elétrico. Por fim, apresenta-se uma proposta de análise SWOT, estratégia consolidada em áreas como gestão empresarial, como ferramenta para oferecer recursos no planejamento e balizar a escolha do sistema de armazenamento. As análises resultaram de uma pesquisa bibliográfica. Auxiliado pelo panorama da análise SWOT, e pela literatura específica, elaborou-se um Roadmap das tecnologias com o horizonte de tempo até 2030.

1. Introdução

Ao longo dos últimos anos, o consumo de eletricidade no Brasil aumentou a uma taxa de 1,6% a.a., mesmo com crescimento do PIB de apenas 0,2% a.a. (ENERGIA; ENERGÉTICA, 2017).

Segundo (DNV GL, 2015), o crescimento projetado do consumo de energia até 2026 é de cerca de 3,7% a.a. Logo, para satisfazer a demanda, a capacidade de geração instalada deve aumentar a uma taxa média de 4,2% a.a. até 2026. O que significa dizer que a matriz energética brasileira terá que aumentar a capacidade instalada em torno de 43%, o que é um objetivo ambicioso (DNV GL, 2015).

O sistema elétrico Brasileiro caracteriza-se pela forte dependência de recursos hídricos (UHE), com grandes usinas distante dos grandes centros de consumo e longas linhas de transmissão. Até junho de 2017, a extensão das linhas de transmissão da rede nacional era de aproximadamente 136,027 km e espera-se que elas se estendam para 196,839 km em 2026 resultando numa expansão de 45%. Destaca-se que a construção de novas unidades geradoras e linhas de transmissão é um processo lento e dispendioso. Como alternativa a esta realidade surgem os SAE, onde estudos recentes (GYUK *et al.*, 2013; DU; LU, 2015) afirmam que o armazenamento de energia é uma alternativa mais econômica e a expansão física da rede elétrica, pois pode otimizar o fator de capacidade do sistema elétrico.

Outra possibilidade é a inclusão da geração distribuída, particularmente energia eólica, que têm aumentado sua participação na geração de eletricidade no Brasil. De acordo com (DNV GL, 2015) a participação da energia eólica na capacidade instalada aumentará de 6,7% (10 GW) em 2016 para cerca de 13,4% (28 GW) em 2026. No entanto, a intermitência das fontes de energia alternativas por ser dependente das condições meteorológicas, introduz incertezas significativas na operação e planejamento do sistema de energia elétrica (SILVEIRA *et al.*, 2018).

Porém, com a inclusão da GD tem-se o agravante de problemas na Qualidade da Energia Elétrica na rede de distribuição que incluem flutuações de frequência e tensão,

bem como perfis de tensão crescente durante períodos em que ocorrem níveis máximos de geração (ANDO JUNIOR; BRETAS; LEBORGNE, 2015).

Logo, o uso de SAE associado a GD podem mitigar os problemas da Qualidade da Energia Elétrica e ainda armazenar o excedente da energia gerada. Portanto, a integração destas fontes com SAE pode auxiliar a estabilidade e confiabilidade do sistema de distribuição, melhorando o desempenho dinâmico de todo o sistema quando conectado à rede (SILVEIRA *et al.*, 2018).

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é identificar e mapear os SAE's disponíveis e avaliar, qualitativamente, a sua aplicabilidade no setor elétrico brasileiro, considerando seu impacto na Qualidade da Energia Elétrica, e culminando em uma proposta de análise SWOT como ferramenta para oferecer recursos no planejamento e balizar a escolha do sistema de armazenamento. Com base nas análises resultantes da SWOT, é apresentado um Roadmap das tecnologias com o horizonte de tempo até 2030.

No decorrer desta seção, são apresentados, no subtítulo 2, uma comparação entre as tecnologias, analisando os parâmetros técnicos e econômicos. É abordado ainda o mapa dos riscos associados a GD e SAE, como forma de evidenciar as necessidades de formação e capacitação técnica para atuação na área. Em seguida, no subtítulo 3, a análise comparativa entre as tecnologias é aprofundada através da apresentação do método de análise qualitativa SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) e análise Roadmap, fundamentada nos trabalhos já publicados a respeito de SAE. O subtítulo 4 apresenta o cenário brasileiro com relação aos SAEs, realizando o mapeamento das tecnologias considerando as particularidades do país, de modo a identificar quais dos dispositivos são passíveis de implantação. Por fim, o subtítulo 5 apresenta as conclusões e considerações finais dos temas abordados.

2. Comparação das Características das Tecnologias de Armazenagem

A fim de avaliar as diversas tecnologias de SAE's, esta seção apresenta uma comparação considerando as características técnicas de: energia específica, potência específica, densidade de energia, densidade de potência, eficiência, autodescarga, vida útil, ciclos de carga/descarga. Uma comparação do ponto de vista econômico também é mostrada.

2.1. Comparação Técnica

Nos gráficos que são apresentados a seguir tem-se o comparativo entre as tecnologias de SAE quanto a: energia específica (Figura 1), potência específica (Figura 2), densidade de energia (Figura 3), densidade de potência (Figura 4), eficiência (Figura 5), autodescarga (Figura 6), vida útil (Figura 7), ciclos de carga/descarga (Figura 8) (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015). Estes gráficos apresentam o comparativo entre as diferentes tecnologias de SAE em relação ao desempenho e suas propriedades mais relevantes.

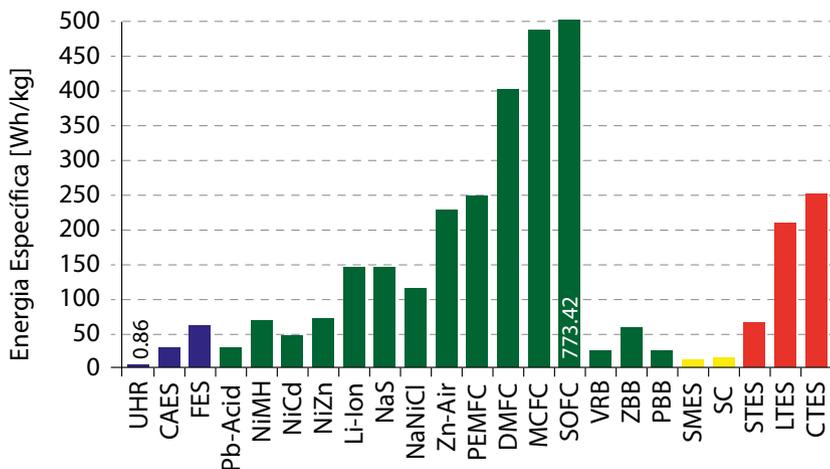


Figura 1 - Comparação entre as tecnologias de SAE quanto a energia específica (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

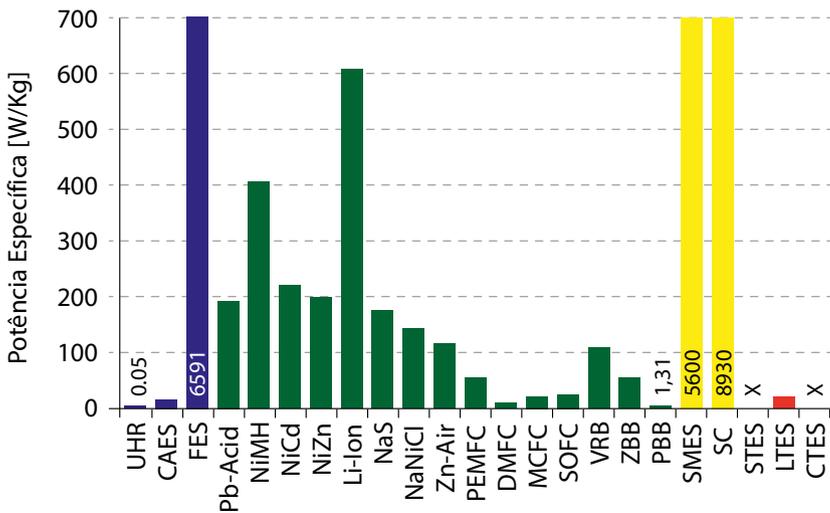


Figura 2 - Comparação entre as tecnologias de SAE quanto a potência específica (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

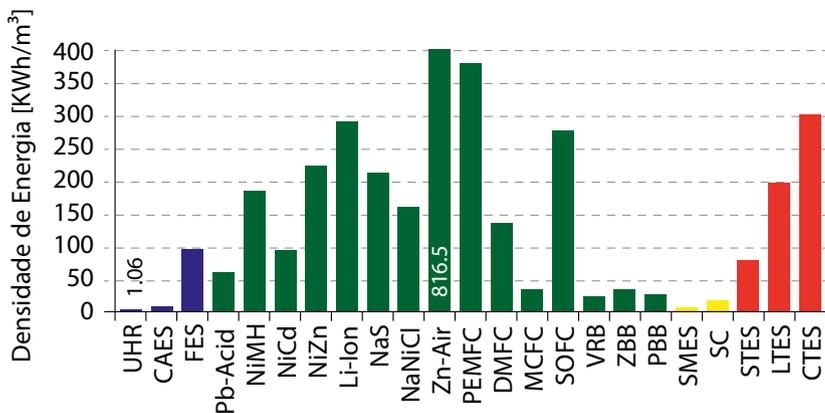


Figura 3 - Comparação entre as tecnologias de SAE quanto a densidade de energia (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

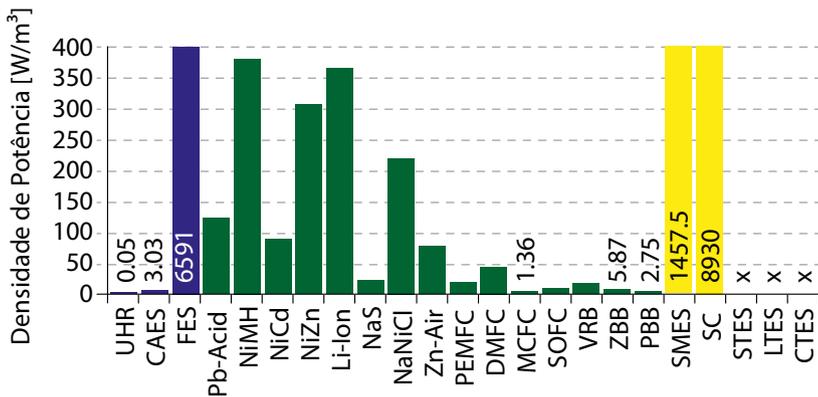


Figura 4 - Comparação entre as tecnologias de SAE quanto a densidade de potência (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

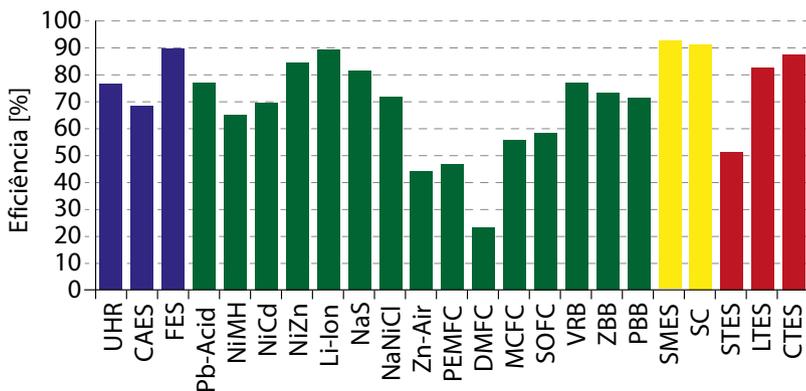


Figura 5 - Comparação entre as tecnologias de armazenamento quanto a eficiência (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

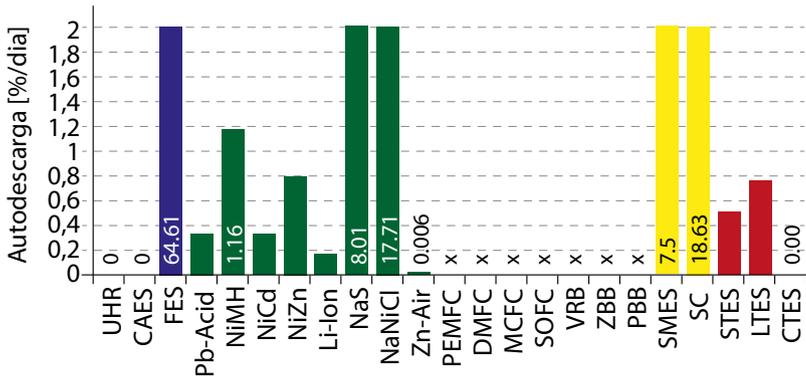


Figura 6 - Comparação entre as tecnologias de SAE quanto a auto descarga (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

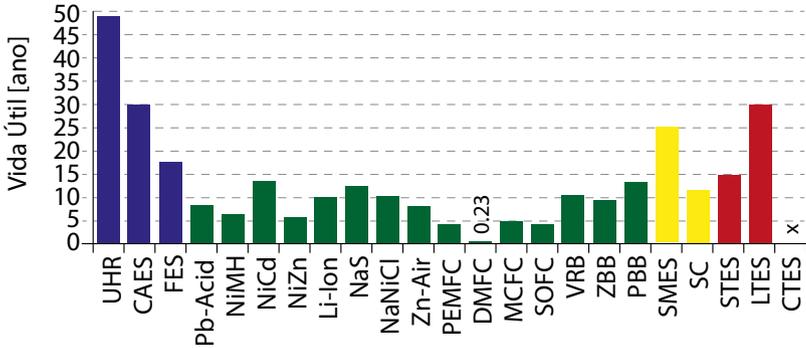


Figura 7 - Comparação entre as tecnologias de SAE quanto a vida útil (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

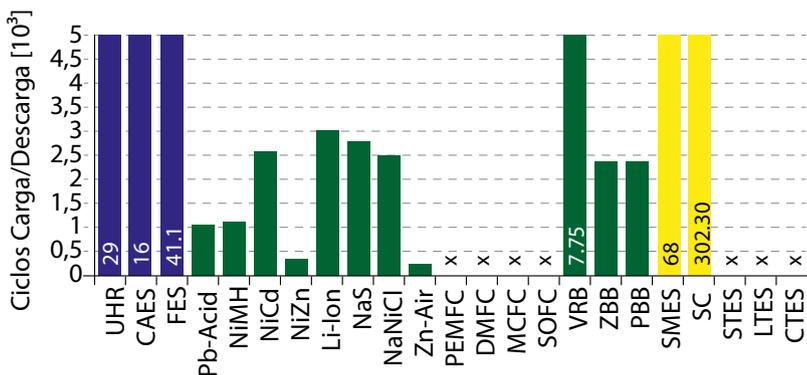


Figura 8 - Comparação entre as tecnologias de SAE quanto a ciclos de carga/descarga (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Com relação às UHRs é possível constatar a baixa densidade de energia e potência, o que implica na necessidade da utilização de grandes espaços. O alto custo de instalação associado e os impactos ambientais, sugerem cada vez mais a necessidade de migração da tecnologia UHR para outra solução de armazenamento de energia.

O armazenamento por ar comprimido (CAES) vem apresentando boas indicações voltadas as maiores densidades de energia e menores impactos ambientais (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015), mas infelizmente, a viabilidade comercial ainda não foi totalmente verificada.

Os sistemas de volante de inércia, em comparação com CAES, são mais maduros e comercialmente testados. Os problemas de segurança associados a esses sistemas podem ser mitigados, mas com um alto custo (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015). As densidades de energia e potência são, em média, mais altas do que a UHR e CAES, e pesquisas mostram perspectivas de melhorias ainda maiores com o advento de descobertas recentes.

O armazenamento de energia por *Flywheel* (FES) ainda opera em uma escala relativamente pequena e em durações muito curtas, o que limita seriamente a sua aplicação. Devido à sua pequena escala, esses sistemas podem ser mais relevantes para a implantação em infraestrutura de rede distribuída.

No panorama de armazenamento de energia, as técnicas de armazenamento químico continuam sendo o campo mais pesquisado e bem desenvolvido. A maioria dos sistemas tradicionais de baterias químicas tem um excelente desempenho em um ou outro aspecto e demonstraram grande adequação para aplicações específicas em pequena escala. No entanto, eles sofrem de graves deficiências no armazenamento em grande escala (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Para aplicações de escala média, as baterias chumbo-ácido encontraram um espaço. Essas baterias são de baixo custo e têm alta potência, no entanto, apresentam implicações ambientais significativas e o desempenho energético cai bem abaixo das concorrentes.

As baterias de Li-Íon mostraram não apenas um excelente desempenho de potência e energia, mas também uma excelente vida útil do ciclo. Como desvantagens pode-se mencionar que, as baterias de íons de lítio são caras (como será visto adiante) e têm problemas de segurança. Apesar disso, o Li-Íon substituiu os sistemas NiMH e NiCd. A maioria dos sistemas de bateria tradicionais sofre de vida e capacidades reduzidas sob taxas de descarga muito altas, ambientes de armazenamento inadequados e de descarga completa.

Essas claras deficiências levaram ao desenvolvimento de sal fundido e baterias de fluxo. Ambos sistemas de sal fundido, NaS e NaNiCl, mostram um desempenho de potência e energia muito adequado para aplicações de grande escala. Esses sistemas estão se aproximando da competitividade dos sistemas tradicionais de baterias, mas por enquanto são mais caros do que as UHRs e os CAESs.

As células a combustível oferecem uma alternativa à queima de combustíveis fósseis, têm alto desempenho de

energia e potência e existem algumas aplicações comerciais para o armazenamento/geração de nível de grande escala. Por outro lado, permanecem em terreno instável como resultado da sua baixa expectativa de vida e altos custos.

2.2. Comparação Financeira

Os custos do sistema são conformados por diversos fatores e variam de sistema para sistema. Pela grande quantidade de tecnologias e diferentes metodologias apresentadas na bibliografia, a coleção de parâmetros apresentados aqui é uma revisão dos trabalhos mais relevantes envolvendo os parâmetros econômicos e tecnológicos para sistemas de armazenamento de energia atuais, e não como uma fonte definitiva em si. Junto das características técnicas apresentadas anteriormente, dão um panorama atual das tecnologias SAE. Para apresentar os custos, estes foram discretizados em quatro categorias:

- **Custos do sistema de armazenamento (\$/kW e \$/kWh):** Envolve os custos do próprio dispositivo de armazenamento e é tipicamente dado em duas partes: (i) custo da capacidade instalada [\$/kW] e (ii) custos da capacidade da energia [\$/kWh]. Ao dividir o custo desta forma, existe uma suposição inerente de que a capacidade de potência e a capacidade de energia são independentes, o que não é verdade para todos os sistemas (LUO *et al.*, 2015). Por exemplo, essa suposição é verdadeira para baterias de fluxo e UHRs mas não é verdade para baterias secundárias tradicionais e *flywheels*. No entanto, como a maioria dos sistemas pode ser ampliada interligando múltiplas unidades em combinações série/paralelo, assume-se que esta metodologia se aproxima corretamente dos custos do sistema.
- **Custos do sistema de conversão:** Estes custos envolvem todos os elementos entre o SAE e a conexão à rede de energia elétrica, incluindo equipamentos de conversão de energia, sistema de proteção e controle, transformadores, sistema de insolação e sensores.

- **Custos da planta (projeto e engenharia):** Esta categoria engloba custos de construção e engenharia, terra, rotas de acesso, impostos, licenças e taxas.
- **Custos operacionais e de manutenção (O&M):** são subdivididos em dois: (i) O&M fixos e (ii) O&M variáveis. Os custos O&M fixos correspondem ao custo anual necessário para manter o sistema operando. As unidades para este custo são dólares por kW de capacidade instalada, por anos de operação [\$/kW ano]. Os custos O&M variáveis compreendem o custo com base na quantidade de energia fornecida pelo dispositivo que contabiliza os custos incorridos com base no uso do sistema. Esses custos geralmente são extremamente baixos para sistemas de armazenamento de energia e, portanto, são assumidos como sendo significativamente menores do que todos os outros custos e, na maioria das vezes, são ignorados (AGENCY INTERNATIONAL ENERGY, 2014).

A Tabela 1 lista os custos de diferentes SAE em termos de capacidade e custo de O&M encontrados na literatura. Os dados do custo de sistema de conversão e de planta são raramente reportados na literatura e por isso não foram incluídos na Tabela 1.

Uma análise econômica completa das tecnologias de SAE, como já mencionado, precisa considerar não só o custo de capital, mas também o custo de operação e manutenção, e o impacto do modo de operação na vida útil do equipamento.

Por exemplo, embora o custo de capital de energia da bateria de chumbo-ácido seja baixo, pode não ser a melhor opção para aplicações em grande escala devido ao seu elevado custo de operação e manutenção e vida útil curta.

O custo do SAE tende a diminuir com o esforço contínuo em pesquisa e desenvolvimento e alguns avanços tecnológicos importantes podem levar a mudanças drásticas nos custos.

Entre as técnicas maduras e comercializadas, a UHR e CAES apresentam os menores custos de energia em relação a todas as outras tecnologias. As NaS, VRB e bateria de chumbo-ácido têm um alto custo de operação e manutenção.

Tabela 1 - Custo das tecnologias (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015; LUO *et al.*, 2015; ANEKE; WANG, 2016; ZHAO *et al.*, 2015; SCHMIDT *et al.*, 2017; NGUYEN *et al.*, 2017).

Tecnologias		Custo de investimento		\$/kWh/ ciclo	
		\$/kW	\$/kWh		
Armazenamento Mecânico	UHR	600-2.000	5-100	0.1-1.4	
		2.000-4.000	1-291		
		300-5.288			
CAES	400-800	2-50	2-4		
	400-2250	1-140			
FES	250-350	1.000-5.000	3-25		
	110-330	1.105-3.870			
Armazenamento Elétrico	SC	100-300	300-2.000	2-20	
		250-450	300-20.000		
		110-440	330-4.430		
	SMES	200-300	1000-10.000	-	
380-489		770-7740			
110-440					
Armazenamento Químico	Célula a Combustível	PEM	1.950-10.200	70-13.000	-
		DMFC	15.000-125.000	3.067-3.190	-
		MCFC	3.500-4.200	146-175	-
		SOFC	481-8.000	180-333	-
	Baterias Secundárias	Ion-lito	220-1.990	16-110	15-100
			175-4.000	200-4.000	
		LA	55-330	22-110	20-100
			200-300	50-100	
		NiCd	220-1.105	22-110	20-100
			270-1.500	330-3.500	
		NaS	220-995	9-22	8-20
350-3.000	150-900				
Na- NiCl ₂	150-300	100-200	5-10		
	75-165	5-11			
VRB	600-1.500	150-1.000	5-80		
	110-1.105	5-88			

O armazenamento por *Flywheel* (FES) é adequado para aplicações de alta potência e em pequena escala, pois são baratos em termos do custo de capital de potência, mas são caros em termos de custo de energia.

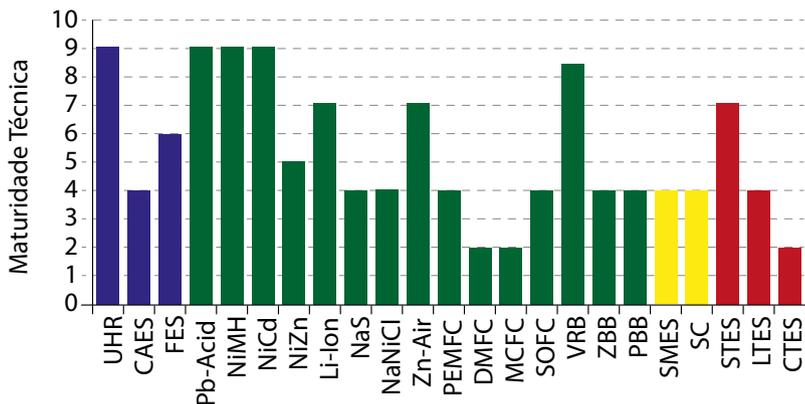
Deve-se notar que o custo de capital de um sistema específico de SAE varia em termos de tempo da construção, da localização da planta/instalação e do tamanho do sistema.

Portanto, uma decisão de projeto ou de mercado precisa de uma análise econômica mais aprofundada que uma simples tabela como a apresentada anteriormente, levando em conta a concorrência entre tecnologias semelhantes, diferentes topologias, recursos disponíveis e incluir também o interesse do governo no desenvolvimento de uma determinada tecnologia.

Estudos deste nível podem ser encontrados em (HUANG *et al.*, 2017) para ar comprimido aplicado a energia eólica, (PATIL *et al.*, 2017) para ciclo de potência com geração fotovoltaica e SAE, em (BATTKE *et al.*, 2013) sobre custos de ciclo de vida de baterias estacionárias em múltiplas aplicações e (PELLOW *et al.*, 2015) uma comparação econômica sobre diferentes tecnologias.

2.3. Estado Tecnológico

Apesar de exibir bom potencial técnico e econômico, algumas tecnologias de armazenamento de energia apresentam baixo nível de maturidade tecnológica, sendo necessário um esforço significativo para comercialização. Como exemplo, pode-se citar o caso dos dispositivos CAES e baterias de fluxo. Um indicativo da maturidade técnica dos SAE é apresentado na Figura 9.



Escala de Conversão de Maturidade Técnica

Muito madura	Totalmente comercializado	9
Muito madura	Comercializando	8
Madura	Comercializando	7
Madura	Comercializando	6
Madura	Desenvolvimento limitado	5
Provado	Comercializando	4
Provado	Desenvolvimento limitado	3
Provado	Em desenvolvimento	2
Pesquisa	Em desenvolvimento	1

Figura 9 - Comparação de maturidade tecnológica (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Na Figura 10 apresenta-se um estudo realizado pela Agência Internacional de Energia - IAE (2014) no qual tecnologias-chaves são exibidas em relação aos seus requisitos iniciais de investimento de capital e risco da tecnologia em relação à sua fase atual de desenvolvimento. Esta lista destaca apenas algumas das tecnologias promissoras e implementadas com sucesso.

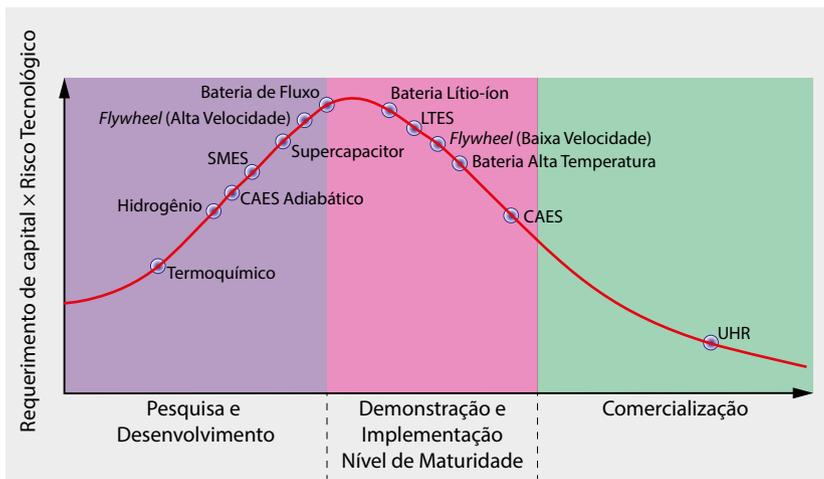


Figura 10 - Maturidade das tecnologias dos SAE's e risco de investimento (AGENCY INTERNATIONAL ENERGY, 2014).

2.4. Mapeamento dos Riscos das Principais Fontes de Geração Distribuída e de Armazenamento de Energia

Esta seção apresenta um mapeamento dos principais riscos envolvidos na operação e manutenção das tecnologias e sistemas utilizados na geração distribuída e armazenamento de energia.

Logo, trata-se de um estudo que poderá servir de base para verificar as necessidades de capacitação técnica necessária para compor a grade de treinamentos e formação aos futuros técnicos que irão atuar nesta área.

Portanto, a realização de um mapa de riscos torna-se essencial para evidenciar as necessidades. No Brasil a Portaria nº 25 da Secretaria de Segurança e Saúde no Trabalho, em sua tabela anexo IV, classifica os riscos ambientais em 05 grupos (MEDICINA E SEGURANÇA DO TRABALHO NR 9, 2008):

- **Riscos Químicos:** são representados pela presença de substâncias, compostos ou produtos que podem penetrar no organismo, causando prejuízos;

- **Riscos Físicos:** Os riscos físicos compreendem condições climáticas inadequadas e as diversas formas de energia capazes de favorecer acidentes ou o desenvolvimento de doenças;
- **Riscos Ecológicos:** dizem respeito à presença de microrganismos que podem contaminar o organismo, seja por inalação, ingestão ou contato com a pele;
- **Riscos Ergonômicos:** são representados pelas atividades que exigem muito esforço físico ou condições psicológicas capazes de prejudicar a saúde do trabalhador;
- **Riscos de Acidentes:** estão associados especialmente à presença de maquinário ou equipamentos capazes de proporcionar lesões e acidentes de trabalho.

Destaca-se que para realizar o mapeamento abordaram-se os componentes e as configurações de cada tipo de GD para posteriormente estabelecer os riscos presente em cada tipo.

2.4.1. Análise dos Riscos da Geração de Energia Solar Fotovoltaica

De acordo com *United States Department of Labor*, os riscos presentes em uma geração distribuída com energia solar fotovoltaica são (UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR, 2017):

- **Queda:** Os painéis na maioria das vezes são instalados nos telhados, portanto se a pessoa encarregada não estiver usando os equipamentos adequados pode acabar caindo.
- **Queimaduras:** as altas temperaturas das células solares que recebem irradiação solar podem causar queimaduras se tocadas sem proteção.
- **Choque elétrico:** Esse é um sistema de geração e distribuição de energia elétrica, se o sistema não estiver bem isolado e com equipamentos de segurança necessário, pode ocasionar choques. Os equipamentos que contribuem para esses riscos são: inversor de frequência e cabos elétricos.
- **Estresse por calor ou frio:** esse sistema está localizado ao ar livre, portanto pode causar problemas relacionados ao calor ou frio.

Com base nos dados obtidos em *United States Department of Labor* (2017), pode-se padronizar os riscos avaliados dentro do padrão do sistema vigente no Brasil descrito em Medicina e Segurança do Trabalho NR 9 (2008). A Tabela 2 apresenta o mapeamento de riscos de acordo com NR 9.

Tabela 2 - Riscos da Micro Geração Solar Fotovoltaica (UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR, 2017).

Tipo de Risco	Agente	Consequência	Local	Recomendações
Mecânico	Altura	Queda	Painel Solar	Utilização de cabos de proteção.
Mecânico	Eletricidade	Choque Elétrico	Inversor, cabos	Utilização de isolantes elétricos, desligar disjuntor geral para a manutenção.
Físico	Temperaturas Altas	Queimaduras	Painel Solar	Utilização de luvas apropriadas.
Físico	Frio/Calor	Estresse físico	Todo o sistema	Utilização de roupa adequada conforme a temperatura.

Nota: Destaca-se que as baterias terão seus riscos elencados no decorrer do capítulo.

2.4.2. Análise dos Riscos da Geração de Energia Eólica

A configuração do sistema, com exceção do gerador de energia, estruturalmente é similar ao sistema de geração solar fotovoltaico. Portanto, serão especificados somente os riscos da geração eólica, além dos riscos elétricos e de queda pela altura que também estão relacionados com a turbina eólica (SOUZA *et al.*, 2015).

- **Queda:** As microturbinas eólicas são instaladas nos telhados ou em torres próprias, portanto se a pessoa encarregada não estiver usando os equipamentos adequados pode acabar caindo.

- **Cortes:** As pás das microturbinas eólicas giram conforme o vento e podem ocasionar cortes se interceptadas em movimento.
- **Choque elétrico:** Esse é um sistema de geração e distribuição de energia elétrica, se o sistema não estiver bem isolado e com equipamentos de segurança necessário, pode ocasionar choques. Os equipamentos que contribuem para esses riscos são: inversor de frequência e cabos elétricos.
- **Estresse por calor ou frio:** Esse sistema está localizado ao ar livre, portanto pode causar problemas relacionados ao calor ou frio.

De acordo com Souza *et al.* (2015), os ruídos e vibrações presentes nas microturbinas eólicas podem ser considerados desprezíveis. Com base nos dados descritos, podem-se padronizar os riscos avaliados dentro do padrão do sistema vigente no Brasil (MEDICINA E SEGURANÇA DO TRABALHO NR 9, 2008).

A Tabela 3 apresenta o mapeamento de riscos de acordo com NR 9.

Tabela 3 - Riscos da Micro Geração Eólica (SOUZA *et al.*, 2015).

Tipo de Risco	Agente	Consequência	Local	Recomendações
Mecânico	Altura	Queda	Turbina Eólica	Utilização de cabos de proteção.
Mecânico	Eletricidade	Choque Elétrico	Inversor, cabos	Utilização de isolantes elétricos, desligar disjuntor geral para a manutenção.
Mecânico	Giro da Turbina	Cortes	Turbina Eólica	Manutenção com a turbina travada.
Físico	Frio/Calor	Estresse físico	Todo o sistema	Utilização de roupa adequada conforme a temperatura.

2.4.3. Análise dos Riscos da Geração de Energia por Biomassa

A geração de energia elétrica através da biomassa se dá pela combustão de resíduos vegetais, podendo ser resíduos de alimentos, resíduos de animais ou resíduos vegetais.

Esse tipo de geração é muito utilizado em zonas rurais, principalmente em fazendas de aves e suínos, pois os resíduos desses animais são aproveitados para a geração de energia.

De acordo com a literatura, os riscos da utilização de biomassa para geração de energia estão ligados à decomposição dos resíduos, alterações na estrutura metalográfica do aço, corrosão interna dos equipamentos, choques térmicos e falhas em juntas soldadas. Esses riscos são explosões, contaminação do ar por vazamento e contaminação da água, incêndios, choques elétricos (ALTAFINI, 2002; ARBEX *et al.*, 2004). A Tabela 4 apresenta o mapeamento de riscos.

Tabela 4 - Riscos da Micro Geração por Biomassa (ALTAFINI, 2002; ARBEX *et al.*, 2004).

Tipo de Risco	Agente	Consequência	Local	Recomendações
Biológico	Decomposição dos resíduos	Doenças Respiratórias, alergia e câncer	Biodigestor	Garantir que as fontes de energia selecionadas não são contaminadas.
Acidentes	Acúmulo de vapor da biomassa	Danos físicos	Turbina	Treinamento dos operadores e manutenção nos sistemas
Química	Falhas em juntas soldadas	Contaminação do ar	Turbinas	Manutenção dos equipamentos e aferição diária das soldas.
Acidentes	Alterações na estrutura do aço	Danos físicos	Turbinas	Manutenção dos equipamentos e aferição dos parâmetros técnicos do aço

2.4.4. Análise dos Riscos de Sistemas de Armazenamento de Energia

O aumento da entrada de fontes renováveis de energia no sistema elétrico tem crescido nos últimos anos. Como resultado, sérias preocupações sobre a confiabilidade dos sistemas têm surgido.

Desta forma, uma das soluções propostas ao redor do mundo é a integração de dispositivos de armazenamento de energia à rede.

Ainda que a utilização desses equipamentos seja destinada a elevar a confiabilidade e o desempenho dos sistemas, por vezes tais dispositivos podem apresentar falhas e, por fim, causar ferimentos aqueles que trabalham diretamente com eles ou que estão próximos ao seu local de instalação.

Dessa forma, realiza-se a análise dos riscos ambientais dos Sistemas de armazenamento de energia em baterias.

A organização *Health and Safety Executive* - HSE apontou que os maiores riscos da utilização de baterias para armazenamento de energia são elétricos e químicos (HSE, 2011):

- **Choque elétrico:** Um sistema de armazenamento de energia pode causar choque elétrico em tensões elevadas, o que se deve aos componentes presentes no sistema, por exemplo, inversores.
- **Arcos voltaicos:** As baterias armazenam energia suficiente para causar arco voltaico quando são curto circuitadas ou se ocorre alguma falta, os quais podem atingir temperaturas acima de 12.000 °C, sendo capazes de causar explosões. No geral, quanto maior a capacidade de armazenamento de energia, maiores são os riscos de arcos voltaicos.
- **Fogo e Explosão:** Enquanto as baterias estão no processo de carga geram, de acordo com seu tipo, diferentes gases. Por exemplo, as baterias de chumbo ácido geram hidrogênio e oxigênio, outras baterias geram gases e necessitam de ventilação para evitar o aquecimento e aparecimento de chamas ou, até mesmo, explosões. As baterias de lítio-íon, por sua vez, não produzem gases durante sua operação normal, contudo, tais gases podem ser produzidos caso ocorra alguma falha. Tais situações (incêndio e explosões) também podem ocorrer a temperaturas

excessivas, curto circuito ou perda de conexão entre os componentes.

- **Superaquecimento:** No caso de falha da bateria pode haver superaquecimento do metal que a envolve e, por sua vez, causar queimaduras. Isso acontece quando os terminais da bateria sofrem curto circuito.
- **Perigos químicos:** Assim como nos *smartphones* os BESS podem ser prejudicados caso sofram impactos desnecessários. Tais impactos podem causar rupturas que, por sua vez, são capazes de gerar reações químicas e explosão. Outra possibilidade é que as rupturas no sistema permitam que os componentes químicos escoem e resultem em agressões ao meio ambiente.

De acordo com a HSE, todo ano, pelo menos 25 pessoas ficam gravemente feridas devido às baterias.

Pensando nisso, a empresa Axis Capital em colaboração com um grupo de consultoria de energias renováveis, elencou riscos da utilização dos sistemas de armazenamento de energia e sua possibilidade de acontecimentos, classificando-os em muito baixo, baixo, médio e alto risco, sendo que o quadro a seguir traz os itens apontados (HSE, 2011; THE RENEWABLES CONSULTING GROUP, 2017).

A Tabela 5 apresenta o mapeamento de riscos da utilização das Baterias.

Com base nos dados descritos anteriormente, pode-se padronizar os riscos avaliados dentro do padrão do sistema vigente no Brasil descrito em Medicina e Segurança do Trabalho NR 9 (2008).

A Tabela 6 apresenta o mapeamento de riscos de acordo com NR 9.

Tabela 5 - Riscos da utilização das Baterias (THE RENEWABLES CONSULTING GROUP, 2017). (continua)

Compo- nente	Elemento	Risco	Impacto Potencial	Classificação
Bateria	Transporte	Impactos	Prejuízos ao dispositivo	Baixo
		Tóxico químico	Pode provocar falhas	
		Explosão	Danos físicos	
	Descarrega- mento	Impactos	Prejuízos ao dispositivo	Muito Baixo
		Tóxico químico	Pode provocar falhas	
		Explosão	Danos físicos	
	Instalação	Impactos	Prejuízos ao dispositivo	Muito Baixo
		Tóxico químico	Pode provocar falhas	
		Explosão	Danos físicos	
	Sistema de gerenciamento da Bateria (BMS)	Níveis de tensão	A qualidade do controle depende do sistema	Muito Baixo
		Danos e incêndio	Pode ocorrer no caso de falhas do sistema	
	Conexões elétricas	Interligações	Explosão	Danos físicos ao sistema
Transformador		Explosão Ruído	Danos físicos ao sistema	Muito Baixo
Sistema de Conversão	Controlador	Dados Falha na comunicação	Inabilita o funcionamento do sistema	Muito Baixo
	Módulos PCH	Falha por Curto Circuito	Danos físicos menores	Baixo

Tabela 5 - Riscos da utilização das Baterias (THE RENEWABLES CONSULTING GROUP, 2017). (conclusão)

Compo-nente	Elemento	Risco	Impacto Potencial	Classificação
Fontes Naturais	Tempestades e enchentes	Perda de abasteci-mento elétrico	Perda total das baterias	Médio
		Risco ao local de armazena-mento das baterias	Corrosão dos produtos Custo de reposição para novos equipamentos	
	Terremotos	Movimen-tação	Perigos ao transporte e às instalações dos equipamentos	

Tabela 6 - Riscos ambientais sistema de armazenamento de energia.

Tipo de Risco	Agente	Consequência	Local	Recomendações
Químico	Componentes químicos das baterias	Lesões na pele e no olho	Baterias	Utilização de equipamentos próprios para manutenção de baterias
Químico	Gases	Explosão: Incêndio, queimaduras, morte	Baterias	
Físico	Eletricidade (Superaquecimento)	Queimaduras	Baterias	Falha no equipamento – não previsível

2.4.5. Quadro Resumo – Mapeamento dos Riscos das Principais Fontes de Geração Distribuída e de Armazenamento de Energia

Como todos os processos, a existência dos riscos não pode ser omitida nos sistemas de geração distribuída e armazenamento de energia.

Contudo, a evolução e necessidade nos expõem aos riscos dessa geração, os quais, como apresentados no trabalho podem nos levar a morte. Por isso a importância de apresentar as recomendações aos principais riscos levantados no processo de geração e armazenamento nos sistemas de energia.

Na Tabela 7 apresenta-se o quadro resumo com todos os riscos apresentados no decorrer do capítulo, assim como suas consequências e recomendações para minimizá-los.

Tabela 7 – Quadro Resumo dos Principais Riscos envolvidos na GD e no BESS (Medicina e Segurança do Trabalho NR 9, 2008; UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR, 2017; Souza *et al.*, 2015; ALTAFINI, 2002; ARBEX *et al.*, 2004; HSE, 2011; THE RENEWABLES CONSULTING GROUP, 2017). (continua)

Tipo de Risco	Agente	Consequência	Local	Recomendações
Acidentes	Acúmulo de vapor da biomassa	Danos físicos	Turbina	Treinamento de O&M nos SAE
Acidentes	Alterações na estrutura do aço	Danos físicos	Turbinas	Manutenção dos equipamentos e aferição dos parâmetros do aço
Biológico	Decomposição dos resíduos	Doenças Respiratórias, alergia e câncer	Biodigestor	Garantir que as fontes de energia selecionadas não são contaminadas.
Físico	Eletricidade (Superaquecimento)	Queimaduras	Baterias	Falha no equipamento – não previsível
Físico	Temperaturas Altas	Queimaduras	Painel Solar	Uso de luvas apropriadas.

Tabela 7 – Quadro Resumo dos Principais Riscos envolvidos na GD e no BESS (Medicina e Segurança do Trabalho NR 9, 2008; UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR, 2017; Souza *et al.*, 2015; ALTAFINI, 2002; ARBEX *et al.*, 2004; HSE, 2011; THE RENEWABLES CONSULTING GROUP, 2017). (conclusão)

Tipo de Risco	Agente	Consequência	Local	Recomendações
Físico	Frio/Calor	Estresse físico	Todo o sistema	Uso de roupa adequada conforme a temperatura.
Físico	Temperaturas Altas	Queimaduras	Painel Solar	Utilização de luvas apropriadas.
Físico	Frio/Calor	Estresse físico	Todo o sistema	Utilização de roupa adequada conforme a temperatura.
Mecânico	Eletricidade	Choque Elétrico	Inversor, cabos	Utilização de isolantes elétricos, desligar disjuntor geral para a manutenção.
Mecânico	Eletricidade	Choque Elétrico	Inversor, cabos	Uso de isolantes elétricos, desligar disjuntor geral para a manutenção.
Mecânico	Altura	Queda	Painel Solar	Uso de cabos de proteção.
Mecânico	Altura	Queda	Painel Solar	Uso de cabos de proteção.
Química	Falhas em juntas soldadas	Contaminação do ar	Turbinas	Manutenção dos equipamentos e aferição diária das soldas.
Químico	Componentes químicos das baterias	Lesões na pele e no olho	Baterias	Uso de equipamentos próprios para manutenção de baterias
Químico	Gases	Explosão: Incêndio, queimaduras, morte	Baterias	

3. Análise SWOT & Roadmap

A matriz SWOT é um instrumento de análise qualitativa simples para planejamento estratégico. Especificamente, serve para identificar como as forças, as fraquezas, ameaças e as oportunidades da tecnologia se relacionam entre si.

As forças fazem referência às vantagens intrínsecas da tecnologia em relação a seus concorrentes, já as fraquezas mencionam as principais desvantagens internas.

As oportunidades são as forças externas que influenciam positivamente a tecnologia, por exemplo, interesse por parte de empresas e potencial de desenvolvimento com respeito ao estado atual. As ameaças são os aspectos negativos e com potencial de comprometer a vantagem competitiva da tecnologia, ou seja, o oposto das oportunidades.

As forças podem auxiliar a potencializar aproveitando as oportunidades identificadas ou podem ajudar a minimizar o impacto das ameaças. De maneira semelhante, ações podem ser planejadas para minimizar as fraquezas através das oportunidades levantadas. A Figura 11 ilustra a relação entre os fatores mencionados.

Na continuação é apresentada a análise SWOT para as tecnologias SAE mais promissoras ou de acordo com autores. Os dispositivos de armazenamento térmico não são abordados.

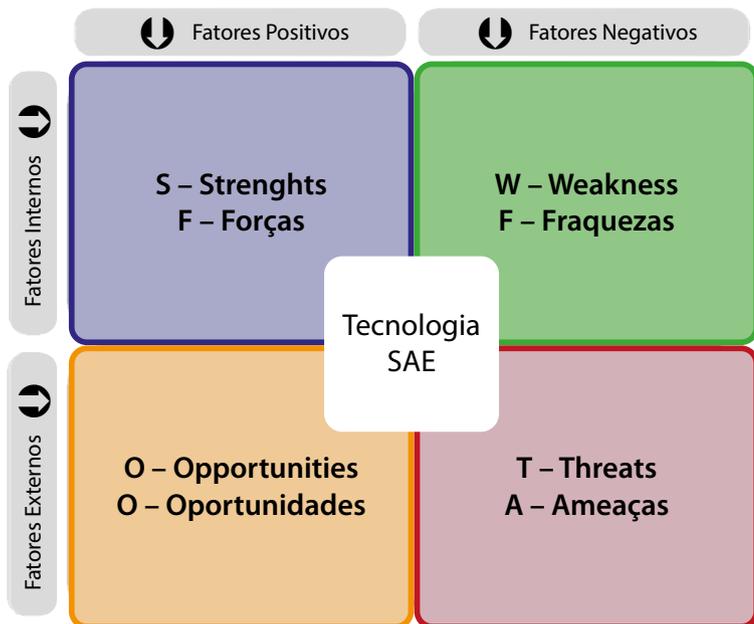


Figura 11 - Matriz de análise SWOT.

3.1. Usina Hidroelétrica Reversível (UHR)

As forças no UHR consistem nos baixos custos de operação, longa vida útil, alta potência e tecnologia com nível de maturidade consolidada. Chu e Majumdar (2012), também destacaram que este método de armazenamento é o mais econômico e eficiente a longo prazo.

Yang e Jackson (2011), observaram que UHR é uma das duas tecnologias (a outra é a CAES) comercialmente disponíveis para armazenamento de energia em larga escala (>100MW) com fornecimento para longos períodos de tempo.

Além disso, o armazenamento por bombeamento tem sido utilizado desde o início das décadas de 1890's como uma tecnologia bem estabelecida para armazenamento elétrico em escala útil (PICKARD, 2012; REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015). Na representação mundial, o UHR compõe mais de 96% dos sistemas de armazenamento de energia instalados (SANDIA NATIONAL LABORATORIES, 2019).

Com relação às fraquezas, a caracterização geográfica específica é a mais proeminente. O principal desafio para qualquer projeto UHR é encontrar uma localização adequada.

As características geográficas devem permitir a criação de dois reservatórios verticais separados por vários metros, devendo apresentar também relativa proximidade horizontal entre eles. A baixa densidade energética da água requer que sistemas UHR apresentem grandes reservatórios de água ou uma grande diferença de altura.

Algumas das premissas básicas para o levantamento do potencial de instalação são (LACAL-ARANTEGUI; FITZGERALD; LEAHY, 2012; HIDROSERVICE, 1979): (i) queda mínima de 300 m, (ii) relação entre queda e distância de interconexão entre os reservatórios menor que 1/10 e (iii) potencial mínimo de 1GWh para 14 horas de geração. Como consequência das localizações geográficas específicas, as obras civis e estruturas de aço são complexas (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015) e, portanto, o custo de investimento para uma usina hidroelétrica reversível é alto (KŘIVÍK, 2018).

A propósito das oportunidades, o custo de armazenamento é muito competitivo comparado com outros sistemas quando se considera a conexão na rede de transmissão. O processo de modernização (retrofit) de uma usina hidroelétrica clássica pode ser uma boa alternativa para redução de custos e impactos ambientais (LACAL-ARANTEGUI; FITZGERALD; LEAHY, 2012; BAXTER, 2006).

Os reservatórios existentes já provocaram impactos ambientais em tempo passado, e geralmente apresentam na atualidade uma condição estável, onde os problemas foram mitigados.

Neste contexto, uma UHR de circuito fechado dificilmente implicaria em novos danos ambientais significativos. Portanto, o processo de transformação de uma usina hidroelétrica ou reservatório existente, torna-se uma alternativa simples para adicionar capacidade de armazenamento à rede, com menores custos e impactos ambientais que um projeto de reservatório novo.

A condição necessária seria que ambos os reservatórios tivessem volumes úteis suficientes. Por outro lado, o modo de

bombeamento nas usinas UHR convencionais é inflexível e apenas pode ter sua potência regulada no modo de geração. Assim sendo, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas para melhorar a flexibilidade operacional das usinas por meio de unidades bomba/turbina com velocidade variável (STORAGE, 2016).

Esta tecnologia pode proporcionar diferentes funções de suporte a rede e prazos de regulação. Isso facilita o armazenamento de energia quando os níveis de potência disponíveis na rede são baixos e, além de reduzir o número de partidas e paradas podem ajudar a regular a frequência ou tensão da rede no modo de bombeamento (DEANE; O GALLACHÓIR; McKEOGH, 2010).

Embora a grande maioria das usinas hidroelétricas reversíveis seja de velocidade fixa, há um grande potencial para conversão destas usinas em plantas com velocidade variável (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2013).

As ameaças estão centralizadas no impacto ambiental e na limitação de novos projetos devido às restrições geográficas. Os reservatórios, por serem pequenos, sofrem oscilações consideráveis e frequentes no nível de água, sendo possíveis variações diárias ou semanais dependendo da duração do ciclo de bombeamento e geração.

A exceção a essa variação ocorre nos casos em que um dos reservatórios apresenta ambas as características: existente e infinito (por exemplo, quando se utiliza o reservatório existente de uma usina hidroelétrica). Tais níveis de variação podem levar a casos de erosão das margens, bem como em zonas de alagamento que culminam em faixas inóspitas para habitação.

A operação de plantas reversíveis determinará a qualidade da água bombeada para o reservatório superior, o que pode revelar impactos ambientais na fauna e flora.

A maioria destes impactos são de escala local, Queiroz *et al.* (2013) estima que ações de mitigação ou compensação podem ser tomadas para reduzir os impactos negativos desses

empreendimentos, que em geral tendem a gerar impactos positivos que superam os negativos.

Adicionalmente, a UHR é essencialmente uma tecnologia de pico de carga, que compete diretamente com a geração a gás (YANG; JACKSON, 2011), portanto, o uso destes sistemas podem contribuir para a redução da emissão de CO₂.

É válido ressaltar que altas potências requerem conexão com a rede de transmissão, e deste modo, podem não resolver problemas na rede de distribuição, perdendo a competitividade em comparação com outras tecnologias de armazenamento. Uma síntese da análise SWOT é apresentada na Figura 12.



Figura 12 - Análise SWOT para UHR.

3.2. Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (CAES)

A longa vida útil do reservatório de ar (caverna) e dos componentes de potência (compressores, turbina) e as baixíssimas perdas de armazenamento constituem as principais forças desta tecnologia.

Como por exemplo, em 2006, após 28 anos de operação, a planta de Huntorf teve sua primeira modernização. O objetivo da atualização foi o aumento de potência da usina, passando de 290 para 321 MW (BUDT *et al.*, 2016). Adicionalmente, nesta tecnologia as perdas de armazenamento são muito pequenas (VENKATARAMANI *et al.*, 2016). Comparado com a outra tecnologia para armazenamento energético em grande escala (UHR), o CAES possui relativo baixo impacto ambiental e o custo de construção é semelhante ao custo da UHR (VENKATARAMANI *et al.*, 2016; WANG *et al.*, 2017).

As fraquezas estão presentes na baixa experiência prática, existindo apenas duas (e velhas) plantas piloto adiabáticas instaladas e ainda inexistindo unidades de adiabáticas. Embora não haja nenhum CAES adiabático em operação a plena escala, desde 2010 na Alemanha tem sido desenvolvido os projetos de pesquisa 'ADELE' (2010–2013) e 'ADELE- ING' (2013 – até o momento). A novidade do conceito é a possibilidade de trabalhar com alta eficiência de ciclo de até 70%. Está prevista a capacidade de armazenamento de 1 GWh com geração até 200 MW, para integrar com geração eólica (RWE POWER, 2010).

Os sistemas de grande escala empregando CAES, analogamente ao UHR, necessitam de estruturas geológicas adequadas, o que limita o número de projetos e aplicações. Também apresentam baixa eficiência energética para sistemas diabáticos D-CAES (<55% AC-AC) e baixa densidade energética (2-6 Wh/l) (WANG *et al.*, 2017).

As oportunidades para esta tecnologia caminham no sentido do aumento da eficiência pela otimização do processo

térmico e integração com outros sistemas. Existem diversos projetos de demonstração em progresso, como o já mencionado ADELE. A *Macao Energy Industrial Park Development Co. Lt* e o *Institute of Engineering Thermophysisc* comissionam projetos de CAES supercrítico de 1,5 MW desde 2013. Os projetos demonstrativos com a tecnologia de ar comprimido supercrítico estão funcionando por mais de 3000 horas de forma correta e com eficiência em torno de 55% (WANG *et al.*, 2017). A mesma empresa, em setembro de 2016, montou o primeiro projeto de A-CAES para 10 MW com planejamento de testes de operação em 2017 (WANG *et al.*, 2017).

Os avanços tecnológicos também permitiram a integração desta tecnologia com sistemas de energia renovável, sendo possível ajudar a solucionar os problemas inerentes de intermitência e instabilidade da geração renovável (BUDT *et al.*, 2016; VENKATARAMANI *et al.*, 2016).

Venkataramini *et al.* (2016) destacam a possibilidade de incorporar poligeração no D-CAES utilizando o calor de compressão em alguns processos industriais tais como aplicações com aquecimento e refrigeração com chiller. Assim, o foco de pesquisa futura será a introdução do armazenamento por ar comprimido ao longo da rede elétrica juntamente com o conceito de geração em cascata de poligeração para aumentar a eficiência de recuperação do sistema CAES (VENKATARAMANI *et al.*, 2016).

Em comparação com outros sistemas de armazenamento de energia, a ameaça do CAES está na partida lenta (10-15 min), o que impossibilita seu uso para gerenciamento de carga e suporte de tensão em serviços auxiliares (RWE POWER, 2010). A geologia necessária à implantação limita o número de locais para instalação. Semelhante ao UHR, D-CAES ou A-CAES, em virtude da geração para altas potências, requer conexão com o sistema de transmissão e, portanto, não pode solucionar problemas presentes no sistema de distribuição. Na Figura 13 apresenta-se a análise SWOT para CAES.

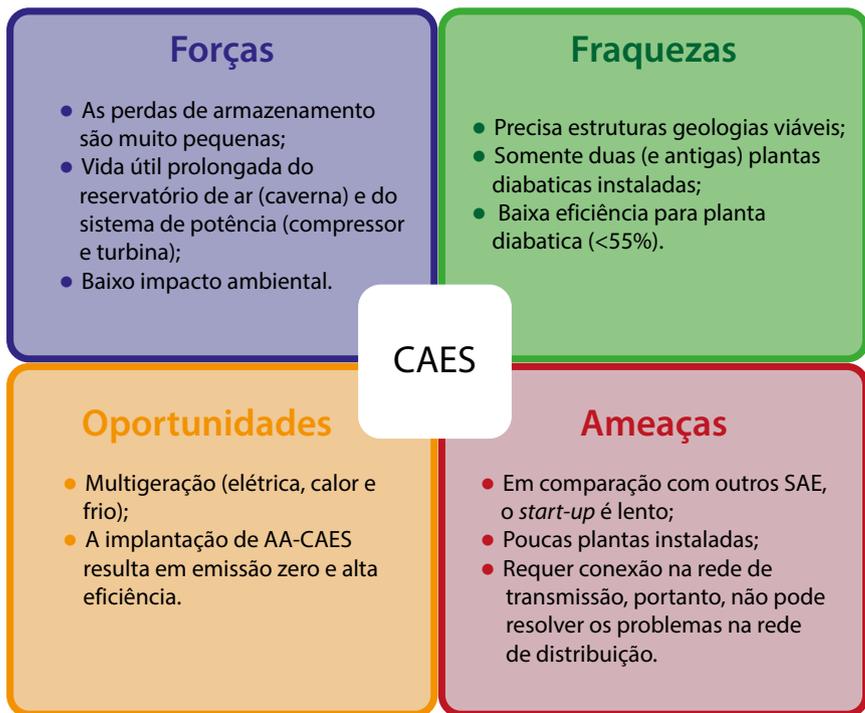


Figura 13 - Análise SWOT para CAES.

3.3. Armazenamento de Energia por *Flywheel* (FES)

As forças dos sistemas FES estão na alta eficiência energética, rápida velocidade de resposta, alta potência instantânea, longa vida útil e ambientalmente correto.

Wicki e Hansen (2017), mencionam que, em comparação com as baterias, os sistemas FES usualmente apresenta uma maior potência de saída, maior vida operacional (devido ao fato de não envolver materiais perigosos e com alto desgaste, podendo atingir milhões de ciclos de descargas completos e até 20 anos de operação), são significativamente mais leves, possuem menores dimensões, e portanto, ocupam menos espaço.

Awadallah e Venkatesh (2015) também destacam o alto número de ciclos de carga e descarga independente da profundidade de descarga, expectativa de vida de 20 anos ou mais, alta densidade energética e rápida resposta dinâmica.

Além disso, os autores apontam que a capacidade de resposta a comandos de operação em tempo extremamente curto, tornam esta tecnologia uma excelente candidata para aplicações de compensação de eventos transitórios. O monitoramento do estado de carga no FES é considerado simples e confiável, uma vez que, depende apenas do parâmetro da velocidade de rotação (HEBNER; BENO; WALLS, 2002).

As principais fraquezas do sistema *flywheels* estão na relativa baixa capacidade de armazenamento de energia e o alto custo de instalação (entre 1 e 1,4 vezes superior às baterias) (MOUSAVI *et al.*, 2017).

MOUSAVI *et al.*, (2017) destaca que a saída instantânea não é tão alta devido ao uso de dispositivos com ímãs permanentes no rotor para remover as perdas baseados no acoplamento magnético. Além disso, o aumento de armazenamento energético não compreende um processo simples, necessitando de unidades de dimensões semelhantes.

Na tecnologia de alta velocidade (*High Speed Flywheels* – HSF), o uso de mancais constituídos por supercondutores para diminuição de perdas por atrito, implica em um alto custo do resfriamento criogênico para os dispositivos e sistema em geral, contando também com consumo de eletricidade significativo, destinada a manter o ambiente criogênico durante o período de armazenamento de energia, bem como a energia requerida pelas bombas de vácuo (AWADALLAH; VENKATESH, 2015; LEE *et al.*, 2011). A taxa de autodescarga do FES durante o modo de inatividade é considerada alta devido as perdas do sistema (AWADALLAH; VENKATESH, 2015).

Devido à alta densidade energética, rápida resposta dinâmica e baixa capacidade de armazenamento, as oportunidades para a tecnologia estão dentro do panorama dos serviços auxiliares em sistemas de potência: (i) aprimoramento da estabilidade do sistema, (ii) melhoria na qualidade de energia, (iii) regulação de frequência, (iv) compensação de quedas de

tensão, e (v) fornecimento de energia ininterrupto (AWADALLAH; VENKATESH, 2015).

Uma das recentes aplicações do FES no cenário de geração renovável está na regulação de potência para geradores eólicos. O FES pode representar uma boa alternativa para a geração eólica devido à rápida resposta e boa dinâmica (AWADALLAH; VENKATESH, 2015; MOUSAVI *et al.*, 2017).

Takahashi, Murata e Tamura (2005) destacam que os sistemas *flywheels* instalados em fazendas eólicas proporcionam uma redução nas variações da tensão de rede e produção do parque através de um caminho prático devido ao gerador de velocidade variável poder controlar a saída de potência ativa e reativa de forma rápida e independente.

A tecnologia HSF apresenta menores perdas (tipicamente ~0,1% da potência nominal) e maior duração de armazenamento (até um dia), permitindo o armazenamento de maiores quantidades de energia em um espaço ainda menor e por mais tempo (WICKI; HANSEN, 2017).

A primeira planta FES, *Beacon Power Corporation*⁴ foi instalada em 2011 em Stephentown, New York, com uma capacidade de 20 MW. FES também apresenta oportunidades em aplicações espaciais, uma comparação entre a tecnologia e o sistema de bateria NiH₂ para o satélite EOS-AM1 tem revelado que o sistema FES poderia reduzir a massa e o tamanho do satélite: 35% de redução em massa, 55% de redução em volume e 6,7% na redução da área de fileiras solares (TRUONG; WOLFF; DRAVID, 2000).

Dentro do setor elétrico, as ameaças para o desenvolvimento do FES em aplicações no sistema elétrico de potência são relacionadas com a baixa capacidade empreendedora e comercial, considerando que o mercado emergente está fortemente moldado pelos SAE mais populares, tais como, as diferentes opções de baterias (WICKI; HANSEN, 2017).

4 <http://beaconpower.com/operating-plants/>

Outro ponto relevante, é que a tecnologia mais competitiva, HSF, possui um custo cerca de cinco vezes superior a flywheel de baixa velocidade para a mesma potência nominal (AWADALLAH; VENKATESH, 2015).

Adicionalmente, não existem normas bem estabelecidas de operação, regulamentações de segurança, bem como dados históricos de análises operativas (ARGHANDEH; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2012). Na Figura 14 apresenta-se a análise SWOT para FES.

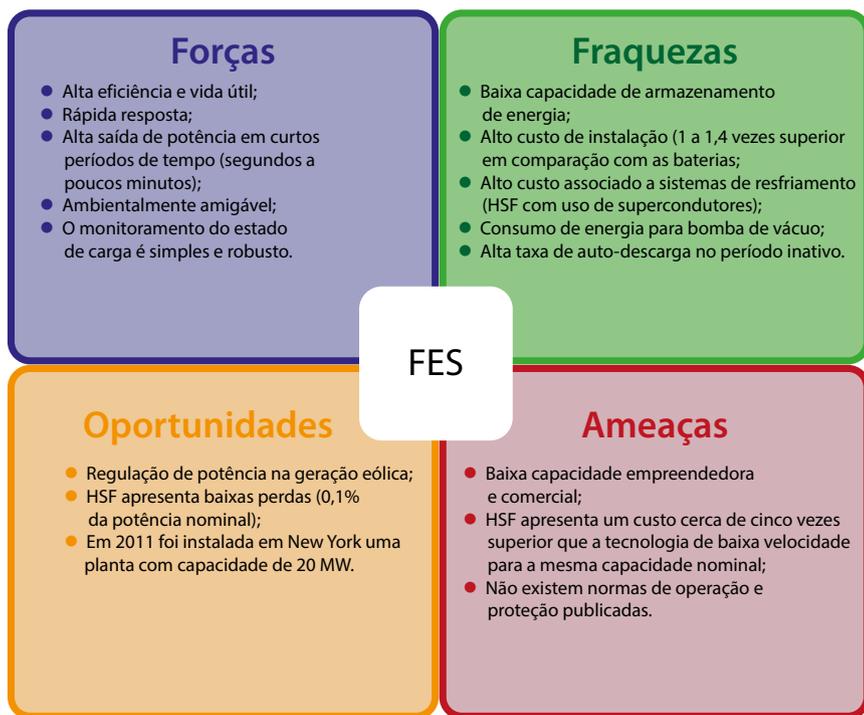


Figura 14 - Análise SWOT para FES.

3.4. Armazenamento por Supercapacitores (SCES)

As principais forças do SCES estão nas suas características de alta capacitância, alta densidade de potência, alta eficiência, vida operacional muito longa, operação em faixas extensas de temperatura e alta taxa de descarga de corrente.

O trabalho de Sadihuddin; Kiprakis; Mueller (2015) atribui a tecnologia a condição de maturidade técnica para comercialização e destaca o baixo impacto ambiental.

Chen *et al.*, (2009) destaca que os supercapacitores representam o caminho direto para o armazenamento de energia, com altas velocidades de carga, muito superiores as baterias convencionais e ciclos na ordem de dezenas de milhares com uma alta eficiência.

O rápido processo de carga e descarga em comparação com as baterias ocorre em consequência da baixa resistência e, portanto, do rápido transporte de íons da solução à superfície do eletrodo, o que também implica em perdas reduzidas de energia e altas eficiências de até 95% (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

A alta densidade de potência no SCES é devido ao pequeno valor da constante de tempo para carregamento. O longo ciclo de vida está relacionado com o fato de não haver reações químicas, e assim, não existir a deterioração dos componentes (CHMIOLA *et al.*, 2009; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

Como fraquezas dos SCES são apontadas o curto tempo de descarga, baixa densidade energética (apenas um décimo da densidade energética das baterias) e alta taxa de auto descarga (CHEN *et al.*, 2009; CHMIOLA *et al.*, 2009; ZAKERI; SYRI, 2015).

Chen *et al.* (2009) destaca que devido à baixa densidade energética, se uma grande capacidade for requerida, a área do dielétrico deverá ser excessivamente grande, o que implica no uso de grandes capacitores inviáveis economicamente e geralmente com peso fora dos padrões. Este problema também é verdade para aplicações estacionárias. Supercapacitores são

vulneráveis a altas perdas parasitas (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

A tecnologia apresenta operação em baixa tensão, no qual exige a necessidade de fileiras em série para alcançar a tensão de uso, que por sua vez, resulta em uma desigual distribuição de tensão entre as células reduzindo a vida útil e desempenho (SHARMA; BHATTI, 2010).

Os supercapacitores têm apresentado oportunidades em aplicativos relacionados a backup de memória, suporte a bateria para aplicações de alta descarga, proporcionar estabilidade à rede elétrica e são empregados principalmente em serviços de qualidade de energia (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015; CHEN et al, 2009; ZAKERI; SYRI, 2015). Devido à sua rápida resposta e resistência à transferência de carga, o SCES também melhora o manuseio de carga quando colocado em paralelo com uma bateria (CHMIOLA *et al.*, 2009).

Tan *et al.* (2013) destacam o uso de supercapacitores para aumentar a qualidade de energia em microrredes que sofrem de problemas como falha instantânea de elementos, aumento e quedas de tensão. Em curto prazo, como os supercapacitores absorvem ou liberam energia rapidamente em grande volume em um tempo muito curto, podendo eliminar transientes da rede elétrica. A utilização de espumas de carbono, fibras, aerogéis, xerogéis, nanotubos e o uso de polímeros condutores e óxidos metálicos tem mostrado melhorias significativas no desempenho do SCES (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Os supercapacitores de eletrodo de carbono fornecem capacidade de ciclagem quase ilimitada e grande capacidade de armazenamento de energia, já que a área de superfície dos carbonos ativados é muito alta, sendo assim os dispositivos mais promissores para o futuro (CHEN et al, 2009; CHMIOLA *et al.*, 2009).

Pesquisa em materiais nanoestruturados pode promover o SCES em aplicações de larga escala (ZAKERI; SYRI, 2015).

Os capacitores de fluxo eletroquímico (EFC) é outra tecnologia que vem ganhando interesse para aplicações em larga escala (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

A fim de dissociar a capacidade de potência e energia, depois que as camadas duplas são carregadas, a solução com as partículas juntamente com suas superfícies carregadas são transferidas para tanques externos. Quando necessário, a energia armazenada pode ser recuperada bombeando essas partículas de volta através da célula, exigindo quatro tanques para essa tecnologia. Existem várias companhias desenvolvendo a tecnologia SCES, tais como SAFT (França), NESS (Coreia), ESMA (Rússia), Power Cache (Maxwell, USA), ELIT (Rússia), Power System Co. (Japão), Skeleton Technologies (Finlândia) and Chubu Electric Power (Japão) (CHEN *et al.*, 2009). Na Figura 15 apresenta-se a análise SWOT para SCES.



Figura 15 - Análise SWOT para SCES.

As ameaças estão principalmente relacionadas à competitividade de custos, sendo mais caras do que as baterias (cerca de cinco vezes mais do que as baterias de chumbo-ácido) e não amplamente disponíveis (CHMIOLA *et al.*, 2009; TAN; LI; WANG, 2013).

O carbono ativado de alto desempenho é atualmente o componente mais caro, já que é fabricado por poucos fornecedores, principalmente no Japão, e em quantidades limitadas (CHMIOLA *et al.*, 2009).

Devido à baixa tensão da célula, são necessárias várias células conectadas em série para uma aplicação típica, o que pode causar corrente e tensão da célula desequilibrada durante o processo de carregamento (TAN; LI; WANG, 2013).

3.5. Célula a Combustível

As forças das células a combustível estão na boa eficiência e autodescarga nula. De acordo com Santos (2004), é preciso saber a aplicação, previamente, pois o equipamento pode oferecer mais eficiência se desenvolvido especificamente para cada aplicação.

Wendt *et al.* (2000) menciona que a eficiência pode chegar a 83% dependendo da situação e do modelo de CaC utilizado.

Ryan e Suk-Won (2016) destacam que todas as CaC funcionam melhor com gás H_2 , e que as células a combustível de alta temperatura também podem funcionar com hidrocarbonos ou CO.

Assim, entende-se que esta tecnologia não é dependente de hidrogênio, como por exemplo a Célula a Combustível de Metanol Direta (DMFC) que usa metanol como combustível para operar. Outra vantagem que se destaca, no caso de usar hidrogênio como combustível, o subproduto da reação é água e calor, podendo ser chamado de emissão zero. Mesmo quando um hidrocarbono é usado para operar uma célula a combustível, o nível de poluição é considerado baixo (SANTOS, 2004).

A CaC se depara com a fraqueza que é ter o elemento hidrogênio, já que não há uma infraestrutura bem definida e o

método não só para produzir, mas para transportar e armazenar o hidrogênio ainda é caro (SANTOS, 2004).

As CaC que utilizam combustível diferente ao hidrogênio ainda são muito caras o que impede a sua disseminação no mercado. Alguns dos tipos de CaC têm uma baixa tolerância à impurezas e gerenciamento de água. Além disso, em alguns modelos, a alta temperatura pode causar uma complexidade do sistema (RYAN; SUK-WON, 2016).

Neste momento é certo apontar que o conhecimento da tecnologia de hidrogênio tem um número limitado de pessoas qualificadas e as que existem estão, na sua maioria, trabalhando na indústria química (SANTOS, 2004).

Além disso, atualmente há uma forte concorrência entre baterias e células de combustível que, infelizmente, acaba diminuindo o número de pesquisadores (VAN DE KAA, 2017) que poderia ajudar a desenvolver a tecnologia do hidrogênio.

Existem alguns segmentos onde é possível apontar oportunidades, por exemplo, energia portátil, setor de transporte e sistemas estacionários (HART *et al.*, 2016).

Hart, *et al.* (2016) menciona que o caso mais convincente no setor de energia portátil é para aplicações muito pequenas, de algumas centenas de watts.

Nesse nível de potência, nem as baterias nem os motores de combustão competem bem, já que, nessa escala, as aplicações geralmente exigem longos períodos de duração, silêncio e emissões zero de poluentes. Tudo isso pode ser obtido a partir de uma célula a combustível.

Além disso, as células a combustível podem atuar em sistema de energia como célula de combustível estacionária. Neste arranjo pode competir com grupos geradores maiores em locais remotos, podendo ser utilizada onde a rede elétrica local é fraca ou inexistente e as baterias não podem atender as necessidades (HART *et al.*, 2016).

No segmento de transporte é possível, em muitos países, ver a célula a combustível já em uso. Empresas como Toyota,

Hyundai e Honda estão apostando nas células de combustível e já lançaram carros com essa tecnologia (VAN DE KAA, 2017).

Além disso, para usar o hidrogênio como combustível, é necessário desenvolver uma infraestrutura capaz de produzir, distribuir, armazenar, entregar e manter esse dispositivo, o que é vital para sustentar o mercado.

Mesmo tendo benefícios inquestionáveis, as CaC se deparam com a ameaça do preço dos sistemas estacionários é consideravelmente maior que as outras tecnologias SAE, na ordem de 4.000 US \$/kW para o sistema de energia de grande porte a mais de 20.000 US\$/kW para sistemas de energia primária pequeno (FCTO, 2016).

Assim sendo, é necessário que a tecnologia amadureça até conseguir preços competitivos no mercado. No contexto automobilístico, há dois desafios primários que a célula a combustível precisa superar para ter sucesso. Um deles é o preço (já mencionado), o outro é a durabilidade da célula de combustível. Só assim será possível concorrer com as tecnologias atuais, além de que o sistema deve ser tão durável e confiável quanto os atuais motores de veículos (FCTO, 2016).

Obviamente, para desenvolver a tecnologia e a infraestrutura necessárias, é importante trabalhar na qualificação do pessoal técnico para ajudar no desenvolvimento e comercialização da célula a combustível. Outra ameaça que é necessário pensar é o regulamento do governo. As empresas precisam se preocupar com critérios poluentes, créditos subsidiados e recompensa financeira pela redução de gases.

Além disso, como o mundo ainda não tem uma infraestrutura para o ciclo de vida do hidrogênio, a célula de combustível deve ser desenvolvida para usar combustíveis fósseis amplamente disponíveis, sendo capaz de funcionar mesmo com variações na composição do combustível. Na Figura 16 apresenta-se a análise SWOT para CaC.



Figura 16 - Análise SWOT para CaC.

3.6. Baterias Chumbo-ácido

As forças das baterias de chumbo-ácido estão na eficiência elétrica moderada (~85%) em comparação com outras baterias, uma longa vida útil (3-12 anos, nas condições apropriadas de operação), faixa de baixo custo, alta tolerância de sobrecarga e facilidade de fabricação (CHO; JEONG; KIM, 2015; DIOUF; PODE, 2015).

Moseley; Rand (2015) destacam que são uma boa opção de armazenamento estacionário para médio e grande porte, devido à combinação de desempenho aceitável e custo acessível. Destaca-se também a maturidade comercial das baterias de chumbo-ácido, sendo a mais comercializada no mundo (AKHIL *et al.*, 2013; KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016).

Outra vantagem das baterias chumbo-ácidas está no fato de que o chumbo é o metal mais eficientemente reciclado, sendo as baterias chumbo-ácido o único sistema de armazenamento com cadeia de reciclagem já implantada, com mais de 99% das baterias sendo coletadas e recicladas na Europa e os Estados Unidos (CHO; JEONG; KIM, 2015; MAY; DAVIDSON; MONAHOV, 2018).

May; Davidson; Monahov (2018) enfatizam a segurança da tecnologia, fornecem um sistema seguro com um eletrólito aquoso e materiais ativos que não são inflamáveis. Em um incêndio, as caixas de bateria queimarão, mas o risco é baixo.

Como fraquezas, as baterias de chumbo-ácido exibem um peso relativamente alto, alto volume, limitações de ciclo de vida e problemas de confiabilidade devido aos requisitos de manutenção (AKHIL *et al.*, 2013). Com relação à manutenção, as baterias inundadas requerem manutenção para manter o eletrólito (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016; MAY; DAVIDSON; MONAHOV, 2018). Além disso, o chumbo tem um fator de risco porque sua toxicidade é considerada muito alta (DIOUF; PODE, 2015; KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016).

Kyriakopoulos; Arabatzis (2016) ainda destacam outras desvantagens da tecnologia, como a presença de H_2SO_4 que limita o desempenho eletroquímico e aplicações limitadas apenas a condições de descarga curtas. O sulfato é responsável pela redução dos ciclos de vida devido à redução da área do eletrólito, além disso, este processo envolve o carregamento da célula com altas correntes, induzindo a produção de hidrogênio e reduzindo a eficiência e gerando risco de explosão (CHO; JEONG; KIM, 2015; LAM *et al.*, 2004).

O processo de sulfatação das placas negativas das baterias, processo irreversível, ocorre devido a operação em estado parcial de carga e leva à perda de energia e falha prematura da bateria (MOSELEY, 2015; MAY; DAVIDSON; MONAHOV, 2018). O estado parcial da condição de carga é frequentemente encontrado em sistemas que exigem o armazenamento de energia proveniente de fontes renováveis, constituindo assim um importante ponto negativo.

As principais oportunidades para as baterias de chumbo-ácido estão no desenvolvimento de baterias avançadas.

As baterias avançadas, em geral, constituem a substituição completa do eletrodo negativo por carbono de alta área superficial, dispositivos com função supercapacitor integral. A nucleação e crescimento de PbSO_4 (sulfatação) são eliminados devido à ausência de qualquer reação química no eletrodo negativo, o que aumenta bastante o desempenho da vida útil do ciclo (CHO; JEONG; KIM, 2015).

Como resultado, as baterias de chumbo-ácido de carbono podem fornecer e aceitar altas taxas de corrente somente disponíveis com as atuais baterias de níquel-hidreto metálico (Ni-MH) e Li-íon. Os três desenvolvedores que trabalham nessas tecnologias são a Ecoult/EastPenn, a Axion Power International e a Xtreme Power (AKHIL *et al.*, 2013).

Um tipo de baterias avançadas compreende a UltraBattery. Este sistema usa um eletrodo de Pb conectado em paralelo com um eletrodo de carbono modificado como o eletrodo negativo, com um eletrodo de PbO_2 como eletrodo positivo.

De acordo com Cooper *et al.* (2009), essa configuração oferece alta capacidade e ciclo de vida significativamente mais longo que a tradicional bateria de chumbo-ácido, de modo que o design dividido do sistema UltraBattery é capaz de aumentar em 50% a potência de descarga, 60% em carga e aproximadamente 17.000 ciclos.

Para Cho; Jeong; Kim. (2015), as ultra-baterias podem colocar as baterias de chumbo-ácido no campo de aplicações de armazenamento em larga escala com alta capacidade de potência e energia. Um exemplo da aplicação de baterias de chumbo-ácido é o banco de 1 MW/1,5 MWh da GNB Industrial Power em Metlakatla, AK. Neste projeto, o sistema de baterias exibiu muito pouca degradação visível na análise pós-teste e foi substituído em 2008 após 12 anos de serviço contínuo de descarga superficial. Outros sistemas de energia de carbono e chumbo-ácido foram implantados em tamanhos de 10 a 20 MW (AKHIL *et al.*, 2013).

A principal ameaça das baterias de chumbo-ácido está no desenvolvimento de outras tecnologias de armazenamento, como baterias de lítio-íon, com características técnicas superiores e ainda com muito progresso (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015; DIOUF; PODE, 2015).

O UltraBattery ainda apresenta altos custos e precisa de desenvolvimento na questão da duração da descarga (CHO; JEONG; KIM, 2015). Finalmente, existem poucas aplicações na área de transmissão e distribuição, atribuídas às suas características de peso, volume e ciclos de vida (AKHIL *et al.*, 2013). Na Figura 17 apresenta-se a análise SWOT para CaC.

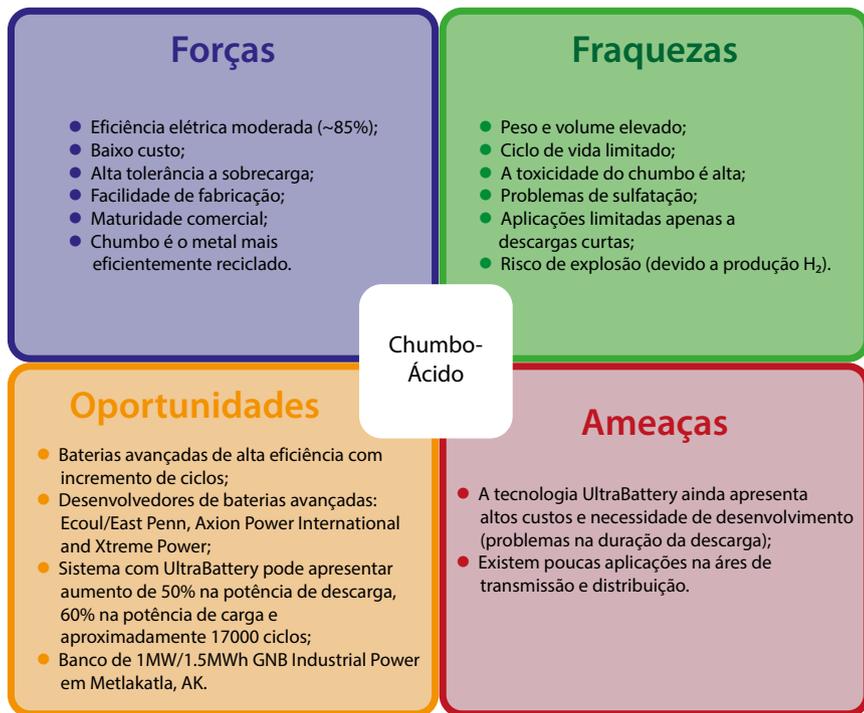


Figura 17 - Análise SWOT para baterias chumbo-ácido.

3.7. Baterias Lítio-íon

As forças das baterias de íons de lítio estão relacionadas principalmente à longa vida útil para descargas profundas, alta densidade de energia e potência, baixa autodescarga e alta eficiência energética.

Diouf e Pode (2015), ressaltam que em comparação com baterias de chumbo-ácido e níquel-hidreto, em aplicações de

descarga profunda as baterias Li-ion possuem ciclo de vida significativamente maior. Além disso, a curva de descarga plana da célula Li-ion oferece efetiva utilização da energia armazenada enquanto a tensão permanece quase constante. Não são necessários requisitos de manutenção nem efeitos de memória.

Hannan *et al.* (2017), mostram que as baterias Li-íon alcançaram grande atenção na aplicação de veículos elétricos devido às suas características lucrativas, como carga leve, rápida, alta densidade de energia, baixa autodescarga e longa vida útil, fato também destacado por Saw *et al.* (2016). As baterias de lítio têm uma maturidade técnica com um nível de comercialização no mercado (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Por outro lado, as fraquezas das baterias Li-ion estão relacionadas à segurança devido à baixa sobrecarga ou descarga e tolerância a temperaturas extremas, exigindo um circuito de proteção para evitar problemas mais sérios, como incêndios e explosões (DIOUF; PODE, 2015; HANNAN *et al.*, 2017). Sabihuddin; Kiprakis; Mueller (2015), conclui que o cenário atual das baterias de íons de lítio é limitado a aplicações de pequena e média escala (até 3MW) dentro da área de gerenciamento de energia.

As oportunidades para as baterias Li-ion são principalmente incorporadas ao desenvolvimento de veículos elétricos e em uso para sistemas de armazenamento residencial e para sistemas auxiliares da rede elétrica. (AKHIL *et al.*, 2013), observa que, a bateria já é comercial e madura para aplicações em dispositivos eletrônicos. Li-ion está sendo posicionada como a principal plataforma de tecnologia para veículos elétricos híbridos plug-in (PHEVs) e veículos totalmente elétricos, que usarão capacidades de 15 a 20 kWh para PHEVs e até 50 kWh para veículos totalmente elétricos.

O mercado de veículos elétricos parece ser a força motriz mais forte para o desenvolvimento de baterias de íons de lítio. Diouf e Pode (2015) estimam que as aplicações de redes elétricas poderiam, eventualmente, criar um mercado maior do que o de veículos, os usos não relacionados a veículos provavelmente incluirão o fornecimento de energia de reserva, aplicações militares e aeroespaciais. A maioria dessas aplicações atualmente usam baterias de chumbo-ácido ou níquel-hidreto metálico, mas espera-se que elas passem para baterias de íons de lítio.

A grande escala de fabricação de baterias de íons de lítio (estimada em aproximadamente 30 GWh em 2015) (AKHIL *et al.*, 2013) pode resultar em baterias potencialmente mais baratas.

Nos EUA, os sistemas de Li-íon dominam o atual cenário de implantação de sistemas de armazenamento em grande escala, de modo que estão implantando unidades de vários megawatts para integração de PV e suporte à rede de distribuição, classe MW para suporte de grade e suavização de PV. No total, mais de 100 MW de baterias de íons de lítio avançadas conectados à rede foram implantados para demonstração e serviço comercial (AKHIL *et al.*, 2013).

Hesse *et al.*, (2017), apontam para o uso de baterias nos sistemas auxiliares, para funções de regulação de frequência, *black-start* (devido a sua alta potência nominal e baixa autodescarga), controle de inclinação.

Também para aplicações, tais como armazenamento fotovoltaico (devido a quantidades de ciclo, bem como altas densidades de energia e potência quando comparado com sistemas de armazenamento de chumbo-ácido); *peak-shaving*; UPS (em comparação com sistemas baseados em chumbo-ácido tradicionais, os UPS baseados em íons de lítio atingem uma confiabilidade semelhante e melhoram os custos de manutenção devido à longa duração da bateria) e controle de rampa.

Novas tecnologias para baterias de lítio estão em desenvolvimento e apontam para um aumento na densidade de energia por um fator de 2 ou 3. Essas tecnologias compreendem baterias de lítio-ar e lítio-enxofre (DIOUF; PODE, 2015). A bateria lítio-ar consiste de uma bateria de metal-ar, onde o zinco é substituído por lítio e aumenta em cerca de oito vezes a produção de energia. Um eletrodo de oxigênio que prossegue junto com o lítio pode fornecer uma capacidade de 1200 mAhg^{-1} , ou ainda, ter até 1752 Wh/kg de energia específica se o eletrodo de oxigênio for descarregado em peróxido de lítio (DIOUF; PODE, 2015; ARMAND; TARASCON, 2008). Mas há uma dificuldade excessiva em manter eletrodos estáveis de lítio e oxigênio (ARMAND; TARASCON, 2008).

As ameaças estão centradas no custo ainda elevado da tecnologia em comparação com as baterias de chumbo-ácido e níquel-hidreto metálico. Farhardi; Mohammed (2016) indicam

que os principais desafios para sua utilização em larga escala são o alto custo devido aos requisitos de embalagens especiais e circuitos de proteção contra sobrecarga interna, bem como as fontes limitadas de lítio.

Akhil *et al.*, 2013 observa a necessidade de verificar o desempenho do Li-íon em climas frios e atestar o sistema de gerenciamento de bateria, a integração do sistema e o resfriamento. Ainda há incertezas sobre a experiência limitada em aplicações de suporte à rede, como a regulação de frequência.

Outro ponto a ser desenvolvido envolve questões de segurança, principalmente devido a sobrecargas de baixa tolerância (DIOUF; PODE, 2015). Na Figura 18 apresenta-se a análise SWOT para Li-ion.

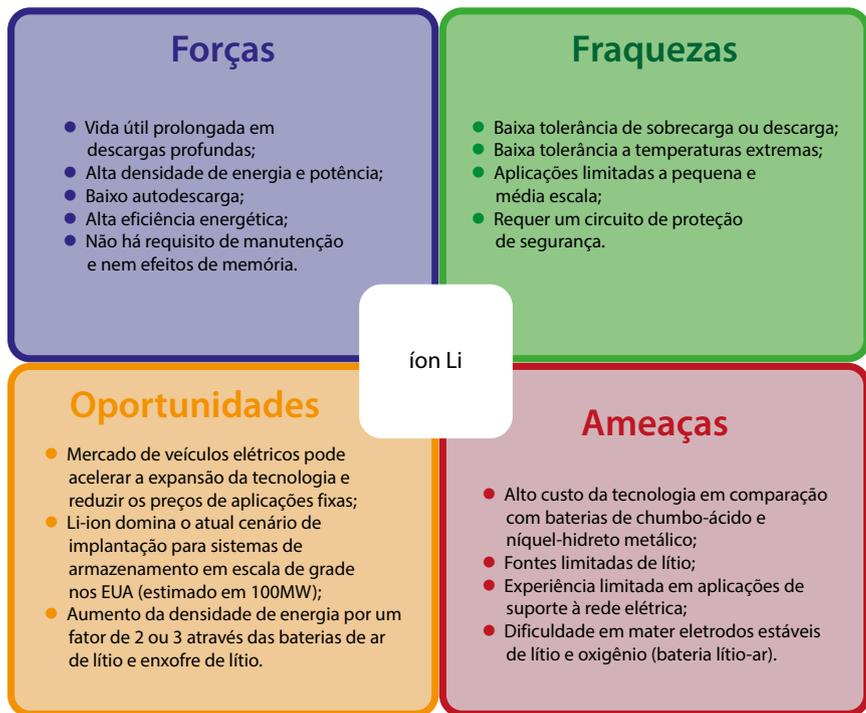


Figura 18 - Análise SWOT para baterias Li-íon.

3.8. Baterias de Alta Temperatura

A força principal da bateria NaS está em ser uma tecnologia bem comercializada. A tecnologia é comercializada no Japão desde 2002, sendo amplamente utilizada em aplicações de nivelamento de carga e *peak-shaving* (MOSELEY; RAND, 2015). A capacidade instalada é de 365 MW em um total de 174 locais em pelo menos cinco países (MOSELEY; RAND, 2015). A bateria Na-NiCl₂ tem a vantagem de que o resultado da falha da célula resulta em um curto-circuito, de forma que os restantes das células na sequência continuam a contribuir com capacidade. Portanto, as baterias NaNiCl₂ são mais tolerantes a falhas.

Em Dustmann (2004) menciona que as baterias podem funcionar até 10% das células estando internamente em curto-circuito. Essa característica desempenha um papel fundamental em aplicações estacionárias porque a taxa de falha de uma única célula tem uma influência muito pequena na disponibilidade de todo o módulo (BENATO *et al.*, 2015).

Diferentemente de outras tecnologias de armazenamento de energia, 100% dos materiais da bateria NaNiCl₂ são recicláveis. Os componentes da bateria são úteis para a produção de aço inoxidável e exigem uma instalação de reciclagem adequada. Estima-se que a eficiência de reciclagem seja superior a 50% e o valor do material reciclado compensa os custos do processo de reciclagem, de modo que nenhuma despesa adicional é necessária (BENATO *et al.*, 2015).

No que diz respeito às fraquezas, nem a bateria NaS ou a bateria Na-NiCl₂ sofrem qualquer tipo de autodescarga eletroquímica. Entretanto, a perda de calor típica de uma bateria de 20 kWh é de cerca de 120 W e, sempre que a bateria não estiver conectada a uma fonte de energia, essa energia deve vir da própria bateria. Em consequência, qualquer perda térmica é uma forma de auto descarga que, nessas baterias, pode chegar a uma perda de energia de até 5% por dia (MOSELEY; RAND, 2015).

As oportunidades dessa tecnologia estão na mudança da geometria da célula e nos benefícios que isso implica. Normalmente, as baterias de sódio são construídas em um eletrólito tubular largo e operam entre 270-320°C.

Pesquisa recente (LU *et al.*, 2010; LI *et al.*, 2016; KIM *et al.*, 2016; LI *et al.*, 2017) relatam uma nova geração de célula de beta-sódio que utiliza um design plano. Esses estudos sugerem que a condutividade iônica da β -alumina é maior na célula planar do que na configuração tubular. O novo design permite um eletrólito mais fino que reduz a área de resistência específica e pode operar em temperaturas menores (MUNKHOLT *et al.*, 2013).

Em (LI *et al.*, 2016) demonstram que a bateria planar de cloreto de sódio-níquel pode operar a uma temperatura intermediária de 190°C com alta densidade de energia específica (350 Wh/kg) durante um teste de célula de longo prazo (1.000 ciclos). Assim, a célula planar operando a uma temperatura intermediária pode ser bastante benéfica, melhorando a densidade de energia e a vida útil da bateria. Além disso, reduz os custos gerais porque a fabricação da célula planar é mais simples e factível de automatizar o processo de montagem da bateria (YANG *et al.*, 2011). Isto aumenta a competitividade da tecnologia.

No atual estado da tecnologia, as ameaças passam pelo alto custo do kW instalado. A temperatura de funcionamento da bateria NaS requer métodos sofisticados de construção, juntamente com o aquecimento auxiliar durante os períodos de inatividade. A principal limitação é a dificuldade associada a fabricação a cerâmica de alta qualidade utilizados nos dispositivos e os potenciais riscos de segurança associados à utilização de sódio metálico líquido e de enxofre (YANG *et al.*, 2011).

Assim, os tubos de cerâmica β -alumina são reconhecidos como o elemento chave para determinar o custo da bateria e apesar do esforço considerável dedicado ao desenvolvimento de um processo de produção em grande escala (YANG *et al.*, 2011), os custos ainda são altos.

Para as baterias NaS, o problema de corrosão é particularmente difícil porque o enxofre é altamente corrosivo. Por fim, tanto para a bateria NaS como para Na-NiCl_2 , existe apenas uma empresa que comercializa a tecnologia o que representa um risco. Na Figura 19 apresenta-se a análise SWOT para baterias de alta temperatura.



Figura 19 - Análise SWOT para baterias de alta temperatura.

3.9. Baterias de Fluxo Redox de Vanádio (VRB)

As forças desta tecnologia são caracterizadas por: escalabilidade e flexibilidade; dimensionamento independente de energia e potência; longo ciclo de vida sob operação em descarga profunda e não ocorrência de autodescarga (ALOTTO; GUARNIERI; MORO, 2014; CHOI *et al.*, 2017; WEBER *et al.*, 2011).

A capacidade de armazenamento de energia é determinada pelo volume de eletrólito estocado nos tanques externos. De modo que a capacidade pode ser ajustada independentemente pelo simples aumento do tamanho dos reservatórios e do volume de eletrólito.

A potência de uma VRB é função do número de células ou pilhas de células (que define a tensão do sistema) e da área do eletrodo (que determina a corrente). Portanto, o desacoplamento entre energia (kWh) e potência (kW) fornece grande flexibilidade no projeto do sistema.

A energia é armazenada em solução que não ocorre mudança de fase. Isso elimina a possibilidade de curto-circuito ou derramamento do material ativo (CHOI *et al.*, 2017).

Além disso, não acontece auto descarga porque os dois eletrólitos são armazenados em diferentes tanques, e as células podem ser deixadas completamente descarregadas por longos períodos sem efeitos nocivos (ALOTTO; GUARNIERI; MORO, 2014).

Em contraste com outras baterias de fluxo redox, como as baterias Zn-Br e Fe-Cr, o VRB explora elementos de vanádio com diferentes estados de oxidação como materiais ativos positivos e negativos e, portanto, são livres de problemas de contaminação cruzada (SINGH; JONSHAGEN, 1991).

No atual estado da arte, a eficiência energética da bateria ainda é baixa em comparação com outras tecnologias (VRB 75% versus Li-ion 90%) (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Um controle cuidadoso da temperatura do eletrólito é necessário para evitar a precipitação da solução abaixo de 15°C e acima de 35 °C. Isso exige controle de temperatura/calor por meio de sistemas especificamente projetados para esta tecnologia (ALOTTO; GUARNIERI; MORO, 2014).

Altos gradientes transversais de solução são causados pela grande área ativa da célula. Conseqüentemente, isto reduz a corrente nominal média em relação aos valores máximos teóricos alcançáveis com uma densidade de corrente uniforme (ALOTTO; GUARNIERI; MORO, 2014).

Pela flexibilidade entre energia e potência, a aplicação de armazenamento na rede transmissão ou distribuição gera oportunidades promissoras para a tecnologia VRB (ALOTTO; GUARNIERI; MORO, 2014; SHIGEMATSU, 2011).

Na linha de melhoria tecnológica, o uso de materiais orgânicos ativos em estado sólido pode aumentar a densidade de energia. O potencial energético de baterias orgânicas de fluxo redox é três vezes maior do que VRB convencional (210 Wh/l) (LEUNG *et al.*, 2017).

No entanto, trata-se de uma tecnologia ainda em desenvolvimento, com problemas de estabilidade em testes de longo prazo (100+ ciclo), gerenciamento de contaminação cruzada de eletrólitos e prevenção (LEUNG *et al.*, 2017; ARENAS; PONCE DE LEÓN; WALSH, 2017).

As tecnologias VRB são uma área interdisciplinar e todas elas com possíveis melhorias. Especificamente, os principais desafios são no campo de engenharia materiais, tais como os desenvolvimentos de eletrodos altamente eficientes e duráveis, seletividade e estabilidade química de membranas à base de Nafion® e eletrólitos (CHOI *et al.*, 2017).

A ameaça de maior relevância é a falta de competitividade econômica. Atualmente a tecnologia ainda é cara em custo de capital (300-800 US\$/kWh) e custo de ciclo de vida (LEUNG *et al.*, 2017).

O custo dos eletrólitos chega a 115 US \$/kWh e pode representar até 37% do custo total da bateria, enquanto a membrana à base de Nafion® de troca iônica pode representar até 12% do custo total (HA; GALLAGHER, 2015). Assim sendo, os materiais orgânicos são promissores por serem de fonte abundante o que implica menor custo eletrolítico.

No entanto, além da redução de custos dos componentes, é necessária a redução de custos de fabricação através da automatização do processo de empilhamento de células e linhas de montagem (TOMAZIC; SKYLLAS-KAZACOS, 2015).

O desempenho eletroquímico do eletrólito VRB ainda é uma das áreas não exploradas. Em particular, ainda as interações entre o eletrólito e o eletrodo para as reações redox não são totalmente compreendidas (CHOI *et al.*, 2017). Na Figura 20 apresenta-se a análise SWOT para baterias VRB.



Figura 20 - Análise SWOT para baterias VRB.

3.10. Roadmap

Baseado no levantamento SWOT das tecnologias, o qual forneceu uma visão geral e atual das tecnologias de armazenamento apresentadas, e combinado com informações obtidas na literatura, estimou-se o ponto atual e as perspectivas do estado de desenvolvimento até o horizonte de 2030.

Algumas tecnologias apesar de exibirem bom potencial técnico e econômico, como o caso do CAES e das baterias de fluxo, ainda apresentam um baixo nível de maturidade tecnológica e é necessário um esforço significativo para a comercialização.

Outros meios de armazenamento como as baterias de chumbo ácido e UHR parecem ter pouco a evoluir, de modo que já apresentam um estado maduro e implementado.

Para a bateria de Li-íon que vem ganhando destaque em pesquisa e desenvolvimento para aplicações automotivas e estacionárias, espera-se uma evolução considerável, chegando ao estágio de tecnologia madura e fortemente implementada até 2030.

De modo semelhante, é esperado significativa evolução para o SCES, CaC, VRB e bateria de Na-NiCl₂.

Na Figura 21 apresenta-se o Roadmap para 2030 no qual tecnologias-chaves são exibidas em relação à sua fase atual de desenvolvimento. Esta lista destaca apenas as tecnologias mais promissoras e já implementadas com sucesso.

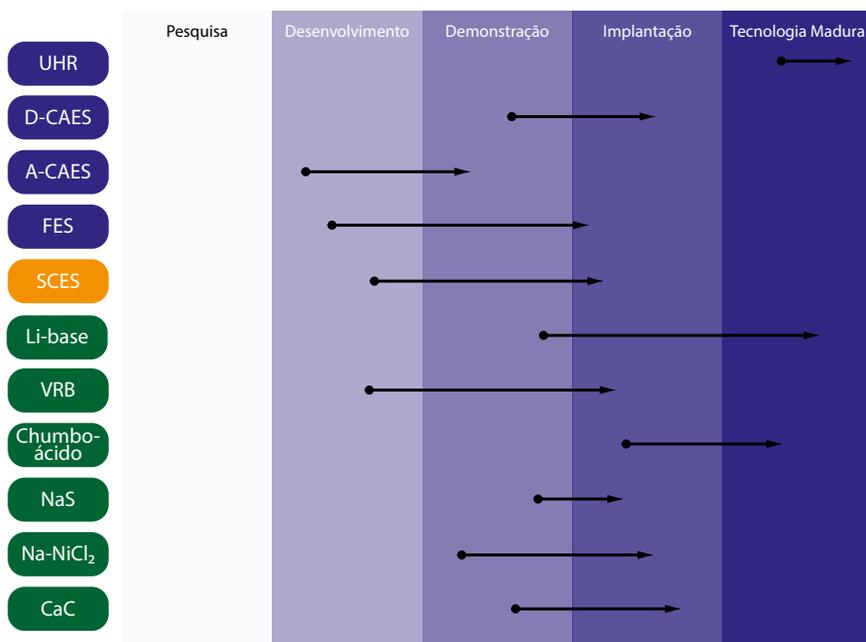


Figura 21 - Roadmap de tecnologia de armazenamento até 2030. Dados extraídos e analisados a partir de Sabihuddin; Kiprakis; Mueller, 2015; Agency International Energy, 2014; Schmidt *et al.*, 2017; Nguyen et al, 2017; Diaz De La Rubia *et al.*, 2015; EASE/EERA, 2017.

4. Mapeamento das Tecnologias de Armazenamento de Energia aplicadas ao Sistema Elétrico Brasileiro

A escolha da técnica de armazenamento de energia depende diretamente das aplicações. Os serviços fornecidos pelo SAE podem ser ao nível dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, bem como ao nível do consumidor (HONG; RADCLIFFE, 2016; ANEEL, 2019). No caso da transmissão ou distribuição, a aplicação de SAE pode adiar ou mesmo reduzir o investimento em expansão ou atualização da infraestrutura, e fornece suporte de tensão (DNV GL, 2015)

Os sistemas de energia renovável tais como eólica ou solar, podem ser integrados na rede de eletricidade em conjunto com SAE reduzindo os problemas da injeção intermitente de potência (HONG; RADCLIFFE, 2016). O armazenamento de energia também pode auxiliar na melhora da qualidade da energia e a confiabilidade da rede elétrica (DNV GL, 2015).

Especificamente, no contexto brasileiro, foi identificado uma série de serviços que o SAE pode fornecer. Pontualmente, as aplicações identificadas foram (EPE, 2016): (i) Redução de ponta de carga (arbitragem); (ii) Serviços auxiliares, como reserva, regulação de frequência, suporte de tensão; (iii) Suprimento contínuo em sistemas isolados; (iv) Integração de geração de fontes alternativas; (v); Suporte à integração de geração distribuída e (vi) Atendimento à frota de carros elétricos.

Para a redução da carga na ponta, Hong e Radcliffe (2016) estimaram com base na diferença entre o ponto mais alto e mais baixo da curva de carga do SEP, que seria necessário injetar entre 5 a 10 GW de armazenamento de energia ao longo de 8 horas. Assim, pode ser empregado o SAE para diminuir o pico diário de eletricidade ou a geração de eletricidade sazonal.

Sobre serviço auxiliares, Hong e Radcliffe (2016) realizam o pressuposto de que 5% da margem de reserva em relação à carga média é necessária para a rede elétrica brasileira. Então aproximadamente 8,5 GW em SAE podem ser usados para serviço auxiliares.

No entanto, devido à alta participação da energia hidrelétrica no Brasil, é provável que o armazenamento de energia tenha um papel mais limitado neste tipo de aplicação (HONG; RADCLIFFE, 2016).

Referente ao uso das energias ditas alternativas, especificamente, solar e eólica, o Brasil apresenta perspectivas futuras muito promissoras em termo de capacidade instalada. A capacidade instalada de eólica é de 11.513 MW, com expansão de 6243 MW nos próximos anos (empreendimentos em construção + em construção não iniciada) (ANEEL, 2019).

Por isso, outra aplicação imediata para o armazenamento de energia seria na sua utilização conjunta aos parques eólicos do nordeste brasileiro (região com maior concentração de parques eólicos). Quando os ventos param de forma abrupta, o que não é incomum, complexas manobras devem ser realizadas em poucos minutos para que esse volume de potência seja substituído por outras centrais geradoras, muitas vezes localizadas a milhares de quilômetros de distância. Estudo realizado pela EPE sobre a geração eólica no nordeste, mostra que pela alta frequência de ocorrência e a duração das calmarias, evidencia-se a necessidade de uma fonte complementar de geração para garantir o atendimento da demanda de energia (EPE, 2016).

Segundo EPE, uma fonte auxiliar com potência de 2.345 MW e capacidade de acumulação de 1.510 GWh seria capaz de manter constante uma oferta de potência igual à média produzida pela totalidade dos parques eólicos de 2015 (EPE, 2016). Com base neste resultado e pela rápida expansão da geração eólica, pode se estimar que seria necessária uma capacidade de 2 a 3 vezes maior de SAE nos próximos 10 anos.

Com respeito à GD, observa-se que a fonte solar fotovoltaica representa 99% das instalações, seguida pela fonte eólica (NASCIMENTO, 2017). O aumento do número de unidades consumidoras, residências e comerciais, com painéis fotovoltaicos começou a partir de 2014 com taxa de crescimento entre 200% e 300% a.a, atingindo um total de 41.235 unidades e 502 MWp de capacidade instalada em 2018 (MOTA, 2019).

De acordo com Nascimento (2017), em 2024 teremos 886.700 unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos, sendo

808.300 residenciais e 78.400 comerciais, totalizando mais de 3.2 GW de potência instalada. O aumento da geração distribuída proporcionará oportunidades de implantação de armazenamento de energia.

Já no âmbito de sistemas isolados, o Brasil conta atualmente com cerca de 0,4% do seu mercado de clientes potenciais não universalizado, com uma base de cerca de 63 milhões de clientes de baixa tensão, isto representa aproximadamente 252.000 clientes sem acesso à rede elétrica. A grande maioria deles encontra-se no sistema isolado no norte do país (BUENO; BRANDÃO, 2016).

A associação de geração solar ou eólica a tecnologias de armazenamento de energia pode reduzir consideravelmente os altíssimos custos variáveis dos geradores diesel utilizados para atender este tipo de cliente, além de reduzir a praticamente zero os impactos ambientais (LEITE; DELGADO; HAGE, 2017).

Segundo estimam Bueno e Brandão (2016), seria necessária uma capacidade de armazenamento de 4.600 MWh, considerando autonomia de 48 h, para atender os clientes em locais remotos ou isolados.

Em termos econômicos, o uso de SAE pode representar uma economia de cerca de 6 bilhões de reais por ano, referentes aos custos com combustível e transporte em regiões de difícil acesso (LEITE; DELGADO; HAGE, 2017).

No setor transporte, o maior uso de SAE pode vir do lado de carro elétrico (BUENO; BRANDÃO, 2016). O Brasil conta hoje com pouco mais de 3,5 mil veículos híbridos e elétricos. Nos próximos dez anos, a EPE projeta que a frota de carro elétrico chegara a 360 mil unidades, com participação de 2.5% em 2026 (ENERGIA; ENERGÉTICA, 2017).

Cabe destacar que, em tal horizonte, são considerados apenas veículos híbridos, sendo que os mesmos são assumidos como híbridos flexfuel a partir de 2021.

Para escolher a tecnologia correta, inicialmente se faz necessário distinguir os quatro parâmetros que caracterizam uma tecnologia: (i) potência, (ii) energia, (iii) tempo de descarga e (iv) tempo de resposta (ZHAO *et al.*, 2015).

Estes parâmetros, os quais foram apresentados nos capítulos de fundamentos sobre SAE, devem ser compatíveis com os requisitos da aplicação para qual vai ser utilizado.

Esta relação pode ser vista na Figura 22, que para fins de comparação, mostra as características das tecnologias SAE selecionadas e suas possíveis aplicações considerando duração e escala de armazenamento.

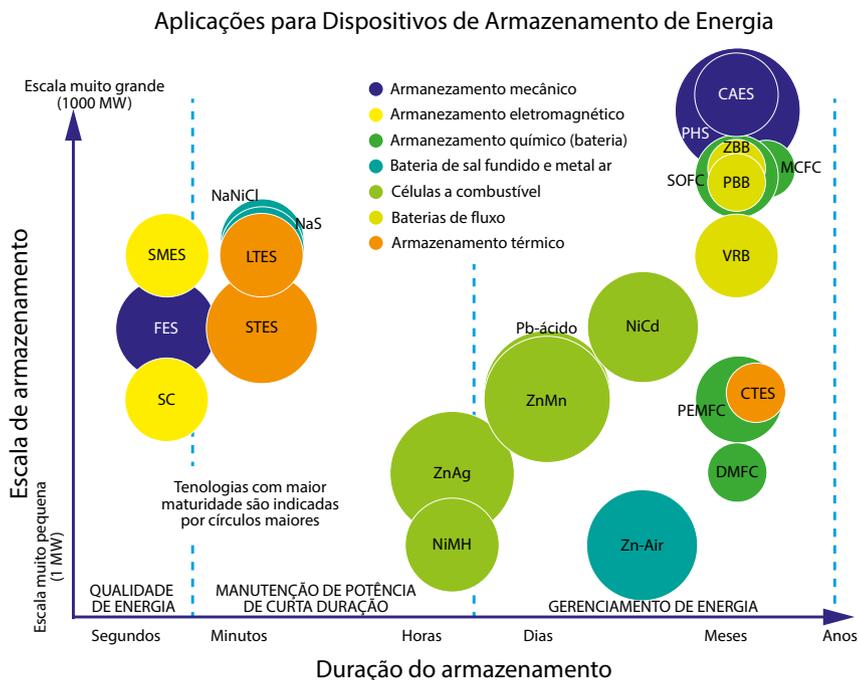


Figura 22 - Aplicações para SAE (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Com base na revisão do estado da arte, foi desenvolvida uma matriz (Tabela 8) de relações entre as tecnologias de SAE's disponíveis e suas aplicações no setor elétrico brasileiro.

As técnicas de armazenamento de energia mecânica CAES e PHS, por possibilitar o armazenamento de energia em grande capacidade, como mostrados na Tabela 8, são adequados para SAE de grande porte e podem auxiliar na regulação de frequência (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016).

Tabela 8 - Matriz de aplicação das tecnologias de SAE no setor elétrico brasileiro (SILVEIRA *et al.*, 2018).

Aplicação	Exemplo	Mecânica			Químico						Elec.
		PHE	D-CAES	FES	LA	Li-ion	NaS	Na-NiCl ₂	PEM	VRB	
Armazenamento de grande porte	Arbitragem	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Deslocamento de pico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Serviços Anciliares	Regulação de tensão	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Regulação de frequência	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Controle de intercambio	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Reserva girante	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Carga flutuante	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Interação de FER (geração intermitente)	Geração de eólica no nordeste do Brasil	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Parques fotovoltaicos no centro e nordeste do país	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Rede de distribuição	Suporte para integração de redes inteligentes e geração distribuída	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Suprimentos de carga prioritária	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Compensação de fases desbalanceadas	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sistema isolado	Fornecimento contínuo de energia em sistemas isolados no norte do Brasil	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Transporte	Veículo elétrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Aplicabilidade		● Inviável (nula)			● Possível (baixa)			● Viável (alta)			

Em Palizban; Kauhaniemi, 2016; Hong; Radcliffe, 2016; Ould Amrouche *et al.*, 2016 a tecnologia PHS é classificada como adequada para integração de energia alternativa, mas no caso específico do Brasil, as regiões com geográficas propícias (CANALES, 2015) para a instalação de PHS ficam distantes da maioria dos parques eólicos ou fotovoltaicos.

Desta maneira, ficaria difícil ou, pela longa distância entre o SAE e aplicação, seria ineficiente o uso de PHS para este tipo

de aplicação e por isso foi classificada apenas como "possível" (SILVEIRA *et al.*, 2018).

As técnicas SC e FES, por terem tempo de descarga muito curto mas alta potência, podem ser usadas apenas para dispositivos de emergência e aplicativos que precisam de respostas muito rápidas (LUO *et al.*, 2015).

As baterias por serem modulares têm fácil escalabilidade e podem ser usadas em muitas aplicações diferentes (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016).

Conforme visto na Tabela 8, o armazenamento de energia por bateria pode ser aplicado no sistema em serviços auxiliares e também ser útil como suporte à integração de redes inteligentes e geração distribuída.

Pelo tempo de resposta e pela capacidade de potência a maioria das baterias pode ser utilizada para integrar FER. O tempo de reposta lento limita o uso das baterias tipo VRB. Já o tempo de descarga reduzido limita o uso das baterias chumbo-ácido em aplicações que se requer grande capacidade de energia (ZHAO *et al.*, 2015).

Mesmo sendo considerados os serviços auxiliares como possível aplicação SAE no setor elétrico brasileiro, é de destacar que não há, na regulação brasileira, mecanismos para a remuneração por estes serviços. Também não há nenhuma previsão na regulação para o repasse dos custos destes serviços para as tarifas. A estrutura de mercado deficiente é um dos maiores obstáculos para o desenvolvimento do armazenamento de energia no Brasil (NETO FARIA *et al.*, 2015).

5. Considerações Finais

No contexto de geração distribuída, o principal aspecto de risco envolve problema no local de instalação das baterias. Os usuários devem ter os meios de informações adequadas sobre manutenção e operação a fim de evitar situações perigosas tais como incêndio ou inalação de gases tóxicos. Em geral, os sistemas de armazenamento de energia têm pouco impacto ambiental durante a operação e os principais impactos são encontrados durante a construção. No caso específico das baterias, se faz necessária uma infraestrutura que propicie a reciclagem das mesmas após o fim da vida útil, para evitar danos ambientais por acúmulos de substâncias químicas de forma inapropriada. Como para quaisquer dispositivos químicos e mecânicos, a instalação deve ser feita em salas seguras com todas as precauções necessárias, iluminação, automação de prevenção de acidentes e saídas de emergência.

Por fim, realizou-se um levantamento de informações encontradas em pesquisas já publicadas a respeito das tecnologias de armazenamento de energia, foi obtido um portfólio suficiente para realizar uma análise SWOT dos SAEs mecânico, elétrico e químico. Esta análise, juntamente com a comparação técnico-econômica das tecnologias abordadas, serviu como referência para a projeção do Roadmap para o cenário de 2030.

A análise SWOT apresentou os pontos positivos e negativos de cada tecnologia de armazenamento frente aos fatores internos da tecnologia e também externos, quando avaliada com relação às opções concorrentes. O panorama indicado pela análise Roadmap exibiu quais das tecnologias de armazenamento estudadas apresentam um caminho de desenvolvimento mais longo até alcançar o nível de maturidade tecnológica e de mercado. Por outro lado, mostrou que as técnicas clássicas como a UHR e bateria chumbo-ácido parecem ter pouco a evoluir em termos que alterem significativamente seus modelos atuais.

Dessa forma, através da análise SWOT e Roadmap apresentadas nesta pesquisa será possível determinar a necessidade de novos trabalhos. O SWOT pode possibilitar a

elaboração de estratégias de pesquisa e desenvolvimento de melhorias para o SAE de interesse de mercado. Por outro lado o Roadmap direciona quais as etapas de desenvolvimento necessitam de uma maior atenção para cada tipo de SAE disponível, bem como quais as perspectivas futuras.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao ITAI – Instituto de Tecnologia Aplicada e Inovação e a Fundação Parque Tecnológico de Itaipu pelo apoio e fomento.

Os autores agradecem ao CNPq pelo apoio.

Os autores agradecem ao programa de pesquisa e desenvolvimento, junto à COPEL e regulamentado pela ANEEL, pelo suporte financeiro ao projeto de número 2866-0452/2016.

Referências

AGENCY INTERNATIONAL ENERGY. *Technology Roadmap: Energy storage*; Paris, France, 2014.

AKHIL, A. A. et al. *DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA*. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2013.

ALOTTO, P.; GUARNIERI, M.; MORO, F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review Piergiorgio. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 29, 325-335, 2014. doi: 10.1016/j.rser.2013.08.001.

ALTAFINI, C R. *Apostila sobre Caldeiras*: Curso de Engenharia Mecânica - Disciplina de Máquinas Térmicas, 2002.

ANDO JUNIOR, O.H.; BRETAS, A.S.; LEBORGNE, R.C. Methodology for Calculation and Management for Indicators of Power Quality Energy, in *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 7, pp. 2217-2224, 2015. doi: 10.1109/TLA.2015.7273780

ANEEL. *Banco de informações de geração*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil>. cfm. Acesso em 20 out. 19.

ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Appl. Energy*, 179, 350-377, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.

ARBEX, M.A.; CANÇADO, J.E.D.; PEREIRA, L.A.A.; BRAGA, A.L.F.; SALDIVA, P.H.N. Queima de biomassa e efeitos sobre a saúde. *J. Bras. Pneumol.*, 30, 158-175, 2004. doi: 10.1590/S1806-37132004000200015.

ARENAS, L.F.; PONCE DE LEÓN, C.; WALSH, F.C. Engineering aspects of the design, construction and performance of modular redox flow batteries for energy storage. *J. Energy Storage*, 11, 119-153, 2017. doi: 10.1016/j.est.2017.02.007.

ARGHANDEH, R.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Flywheel Energy Storage Systems for Ride-through Applications in a Facility Microgrid. *IEEE Trans. Smart Grid*, 3, 1955-1962, 2012. doi: 10.1109/TSG.2012.2212468.

ARMAND, M.; TARASCON, J.M. Building better batteries. *Nature*, 451, 652-657, 2008. doi: 10.1038/451652a.

AWADALLAH, M. A.; VENKATESH, B. Energy Storage in Flywheels : An Overview Le stockage d' énergie dans les volants : Aperçu. *Can. J. Electr. Comput. Eng.*, v. 38, n. 2, pp. 183-193, 2015.

BATTKE, B.; SCHMIDT, T.S.; GROSSPIETSCH, D.; HOFFMANN, V.H. A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 25, 240-250, 2013. doi: 10.1016/j.rser.2013.04.023.

BAXTER, R. *Energy Storage: a Nontechnical Guide*; 2006, ISBN 1-59370-027-X.

BENATO, R.; COSCIANI, N.; CRUGNOLA, G.; DAMBONE SESSA, S.; LODI, G.; PARMEGGIANI, C.; TODESCHINI, M. Sodium nickel chloride battery technology for large-scale stationary storage in the high voltage network. *J. Power Sources*, 293, 127-136, 2015. doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.05.037.

BUDT, M.; WOLF, D.; SPAN, R.; YAN, J. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. *Appl. Energy*, 170, 250-268, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.108.

BUENO, A.F.M.; BRANDÃO, C.A.L. *Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil*, 2016.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C.A.B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. *Rev. Eletrônica em Gestão, Educ. e Tecnol. Ambient. - Rev. do Cent. Ciências Nat. e Exatas - UFSM*, 19, 1230-1249, 2015.

CHEN, H.; CONG, T.N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Prog. Nat. Sci.*, 19, 291-312, 2009. doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

CHMIOLA, J.; GOGOTSI, P.; WEERASOORIYA, R.; GOGOTSI, Y. Low-cost Supercapacitors for Household Electrical Energy Storage and Harvesting. In *ECS Transactions*; ECS, 16, 13-21, 2009.

CHO, J.; JEONG, S.; KIM, Y. Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications. *Prog. Energy Combust. Sci.*, 48, 84-101, 2015, doi: 10.1016/j.pecs.2015.01.002.

CHOI, C.; KIM, S.; KIM, R.; CHOI, Y.; KIM, S.; YOUNG JUNG, H.; YANG, J.H.; KIM, H.T. A review of vanadium electrolytes for vanadium redox flow batteries. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 69, 263-274, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.188.

CHU, S.; MAJUMDAR, A. Opportunities and challenges for a sustainable energy future. *Nature*, 488, 294-303, 2012. doi: 10.1038/nature11475.

COOPER, A.; FURAKAWA, J.; LAM, L.; KELLAWAY, M. The UltraBattery — A new battery design for a new beginning in hybrid electric vehicle energy storage. *J. Power Sources*, 188, 642-649, 2009. doi: 10.1016/j.jpowsour.2008.11.119.

DEANE, J.P.; Ó GALLACHÓIR, B.P.; McKEOGH, E.J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 14, 1293-1302, 2010. doi: 10.1016/j.rser.2009.11.015.

DIAZ DE LA RUBIA, T.; KLEIN, F.; SHAFFER, B.; KIM, N.; LOVRIC, G. Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector. *Deloitte*, 1-21, 2015.

DIOUF, B.; PODE, R. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. *Renew. Energy*, 76, 375-380, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.11.058.

DNV GL. *Safety, operation and performance of grid-connected energy storage systems*. 2015.

- DU, P.; LU, N. editors. *Energy Storage for Smart Grids*. Elsevier; 2015.
- DUSTMANN, C.-H. Advances in ZEBRA batteries. *J. Power Sources*, 127, 85-92, 2004. doi: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.039.
- EASE/EERA. European energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030, 128, 2017.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid*: Final Report. 2013.
- EMMANUEL, M.; RAYUDU, R. Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 67, 207-224, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.010.
- ENERGIA, M.M.E; ENERGÉTICA, E. P. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*, Brasília, 2017.
- EPE. *Estudos de planejamento da expansão da geração*: Empreendimentos eólicos, algumas estatísticas obtidas da simulação da geração eólica na região Nordeste. 2016.
- FARHADI, M.; MEMBER, S.; MOHAMMED, O. Energy Storage Technologies for High-Power Applications., 52, 1953-1961, 2016.
- FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE (FCTO) Fuel cell technologies office multi-year research, development and demonstration plan. *U.S. Dep. Energy* 2016, 1-58, 2015. doi: Department of Energy.
- GYUK, I.; JOHNSON, M.; VETRANO, J.; LYNN, K.; PARKS, W.; HANDA R, *et al. Grid Energy Storage.*, 2013.
- HA, S.; GALLAGHER, K.G. Estimating the system price of redox flow batteries for grid storage. *J. Power Sources*, 296, 122-132, 2015. doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.07.004.
- HANNAN, M.A.; LIPU, M.S.H.; HUSSAIN, A.; MOHAMED, A. A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 78, 834-854, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.001.
- HART, D.; HOWES, J.; MADDEN, B.; BOYD, E. Hydrogen and Fuel Cells: Opportunities for Growth. *E4Tech*, 2016.
- HSE - Health and Safety Executive. *Using electric storage batteries safely*, 2011. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/pubns/indg139.pdf>>.
- HEBNER, R.; BENO, J.; WALLS, A. Flywheel batteries come around again. *IEEE Spectr*, 39, pp. 46-51, 2002. doi: 10.1109/6.993788.
- HESSE, H.; SCHIMPE, M.; KUCEVIC, D.; JOSSEN, A. *Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids*, 10, 2017, ISBN 4989289269.

HIDROSERVICE. *Estudos de Viabilidade Técnico-econômica usina hidrelétrica reversível de Caraguatatuba.*, 1, 1979.

HONG, S.; RADCLIFFE, J. *Energy storage in the UK and Brazil: challenges, capability and opportunities*; 2016.

HUANG, Y.; KEATLEY, P.; CHEN, H.S.; ZHANG, X.J.; ROLFE, A.; HEWITT, N.J. Techno-economic study of compressed air energy storage systems for the grid integration of wind power. *Int. J. Energy Res.*, 1-11, 2017. doi: 10.1002/er.3840.

KIM, G.; PARK, Y.C.; LEE, Y.; CHO, N.; KIM, C.S.; JUNG, K. The effect of cathode felt geometries on electrochemical characteristics of sodium sulfur (NaS) cells: Planar vs. tubular. *J. Power Sources*, 325, 238-245, 2016. doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.06.035.

KŘIVÍK, P. Methods of SoC determination of lead acid battery. *J. Energy Storage*, 15, 191-195, 2018. doi: 10.1016/j.est.2017.11.013.

KYRIAKOPOULOS, G. L.; ARABATZIS, G. Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 56, 1044-1067, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.046.

LACAL-ARANTEGUI, R.; FITZGERALD, N.; LEAHY, P. *Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams*; 2012.

LAM, L.T.; HAIGH, N.P.; PHYLAND, C.G.; URBAN, A. J. Failure mode of valve-regulated lead-acid batteries under high-rate partial-state-of-charge operation. *J. Power Sources*, 133, 126-134, 2004. doi: 10.1016/j.jpowsour.2003.11.048.

LEE, J.; JEONG, S.; HAN, Y.H.; PARK, B J. Concept of cold energy storage for superconducting flywheel energy storage system. *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, 21, 2221-2224, 2011. doi: 10.1109/TASC.2010.2094177.

LEITE, N.; DELGADO, M.; HAGE, F. Os Desafios do Armazenamento de Energia no Setor Elétrico. *FGV Energ.*, 10-12, 2017.

LEUNG, P.; SHAH, A.A.; SANZ, L.; FLOX, C.; MORANTE, J.R.; XU, Q.; MOHAMED, M.R.; PONCE DE LEÓN, C.; WALSH, F.C. Recent developments in organic redox flow batteries: A critical review. *J. Power Sources*, 360, 243-283, 2017. doi: 10.1016/j.jpowsour.2017.05.057.

LI, G.; CHANG, H.J.; LU, X.; JUNG, K.; SPRENKLE, V.L. Low cost and reliable sodium-metal halide(Na-MH) batteries for stationary energy storage application. *Adv. Mater. - TechConnect Briefs 2017*, 2, 2017.

LI, G.; LU, X.; KIM, J.Y.; MEINHARDT, K.D.; CHANG, H.J.; CANFIELD, N.L.; SPRENKLE, V.L. Advanced intermediate temperature sodium-nickel chloride batteries with ultra-high energy density. *Nat. Commun.*, 7, 10683, 2016. doi: 10.1038/ncomms10683.

LU, X.; COFFEY, G.; MEINHARDT, K.; SPRENKLE, V.; YANG, Z.; LEMMON, J. P. *High Power Planar Sodium-Nickel Chloride Battery*, 28, 7-13, 2010.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Appl. Energy*, 137, 511-536, 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

MAY, G.J.; DAVIDSON, A.; MONAHOV, B. Lead batteries for utility energy storage: A review. *J. Energy Storage*, 15, 145-157, 2018. doi: 10.1016/j.est.2017.11.008.

MEDICINA E SEGURANÇA DO TRABALHO NR 9 - Programa de Prevenção de Riscos Ambientais, 2008.

MOSELEY, P. T. *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing - Google Livres*; 2015; ISBN 9780444626165.

MOSELEY, P.T.; RAND, D.A.J. High-Temperature Sodium Batteries for Energy Storage. In *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*; Elsevier, pp. 253-268, 2015.

MOTA, E. *Energia solar investe R\$ 5,2 bi e projeta crescer 44% em 2019*. Disponível em: <<http://asbraco.org.br/energia-solar-investe-r-52-bi-e-projeta-crescer-44-em-2019/>>.

MOUSAVI G.S.M.; FARAJI, F.; MAJAZI, A.; AL-HADDAD, K. A comprehensive review of Flywheel Energy Storage System technology. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 67, 477-490, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.060.

MUNKHOLT, J.; VANG, P.; DEGN, A.; VERSION, D.; LARSEN, H. *Chemical energy storage DTU International Energy Report 2013*; 2013, ISBN 9788755039681.

NASCIMENTO, R. *Energia Solar No Brasil: Situação e Perspectivas*; 2017.

NETO FARIA, A.; LOTUFO, F.A.; MOSKALENKO, N.; BIANCHI, I.; WURTZ, F. Obstacles to Energy Storage Deployment in Regulatory context of smart grids in Europe and Brazil: current state and trends Obstacles to Energy Storage Deployment in Brazil. In *3th Electricity Consumption Analysis & Energy Efficiency, ELECON 2015*, 2015.

NGUYEN, T.-T.; MARTIN, V.; MALMQUIST, A.; SILVA, C.A.S. A review on technology maturity of small scale energy storage technologies. *Renew. Energy Environ. Sustain.*, 2, 36, 2017. doi: 10.1051/rees/2017039.

NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability. *Open Access J. J. Power Technol.*, 97, 220-245, 2017.

OULD AMROUCHE, S.; REKIOUA, D.; REKIOUA, T.; BACHA, S. Overview of energy storage in renewable energy systems. *Int. J. Hydrogen Energy*, 41, 20914-20927, 2016. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.06.243.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K. Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. *Adv. Life Course Res.*, 6, 248-259, 2016. doi: 10.1016/j.est.2016.02.001.

PATIL, V.R.; BIRADAR, V.I.; SHREYAS, R.; GARG, P.; OROSZ, M.S.; THIRUMALAI, N.C. Techno-economic comparison of solar organic Rankine cycle (ORC) and photovoltaic (PV) systems with energy storage. *Renew. Energy*, 113, 1250-1260, 2017. doi: 10.1016/j.renene.2017.06.107.

PELLOW, M.A.; EMMOTT, C.J.M.; BARNHART, C.J.; BENSON, S.M. Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. *Energy Environ. Sci.*, 8, 1938-1952, 2015. doi: 10.1039/C4EE04041D.

PICKARD, W.F. The History, Present State, and Future Prospects of Underground Pumped Hydro for Massive Energy Storage. *Proc. IEEE*, 100, 473-483, 2012. doi: 10.1109/JPROC.2011.2126030.

QUEIROZ, R. DE *et al.* Geração de energia elétrica através da energia hidráulica e seus impactos ambientais. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, v. 13, n. 13, 2013.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L.M.; ALAM, M.M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 44, 586-598, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2014.12.040.

RWE POWER. Rheinisch Westfälisches Elektrizitätswerk AG *ADELE-Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply*, 2010.

RYAN O'HAYRE, SUK-WON CHA, W.G.C. *Fuel Cell Fundamentals*, 2016; ISBN 9788578110796.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. *DOE Global Energy Storage Database*. Disponível em: <<https://www.energystorageexchange.org>>. Acesso em: 13 fev. 2019.

SABIHUDDIN, S.; KIPRAKIS, A.E.; MUELLER, M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies*, 8, 172-216, 2015. doi: 10.3390/en8010172.

SABIHUDDIN, S.; KIPRAKIS, A.E.; MUELLER, M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies*, 8, 172-216, 2015. doi: 10.3390/en8010172.

SANTOS, F. Células De Combustível. *Millenium - Rev. do ISPV*, 146-156 p., 2004.

SAW, L.H.; YE, Y.; TAY, A.A. O. Integration issues of lithium-ion battery into electric vehicles battery pack. *J. Clean. Prod.*, 113, 1032-1045, 2016. doi: 10.1016/j.jclepro.2015.11.011.

SCHMIDT, O.; HAWKES, A.; GAMBHIR, A.; STAFFELL, I. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nat. Energy*, 2, 17110, 2017. doi: 10.1038/nenergy.2017.110.

SHARMA, P.; BHATTI, T.S. A review on electrochemical double-layer capacitors. *Energy Convers. Manag.*, 51, 2901-2912, 2010. doi: 10.1016/j.enconman.2010.06.031.

SHIGEMATSU, T. Redox flow batteries for energy storage. *SEI Tech. Rev.*, 2011.

- SILVERA, V.; CANTANE, D.A.; REGINATTO, R.; LEDESMA, J.J.G.; SCHIMDT, M.H.; ANDO JUNIOR, O.H. Energy Storage Technologies towards Brazilian Electrical System. *Renew. Energy Power Qual. J.*, 1, 380-386, 2018. doi: 10.24084/repqj16.319.
- SINGH, P.; JONSHAGEN, B. Zinc bromine battery for energy storage. *J. Power Sources*, 35, 405-410, 1991. doi: 10.1016/0378-7753(91)80059-7.
- SOUZA, L.L.; DA CUNHA, R.B.; DA SILVA, A.V.; SANTOS, M.H.P. *Análise do impacto ambiental causado pela geração de energia eólica*, 79-82, 2015.
- STORAGE. *Potential for conversion of classical PSP to variable speed units in EU15, Norway and Switzerland*; 2016.
- TAKAHASHI, R.; MURATA, T.; TAMURA, J. An Application of Flywheel Energy Storage System for Wind Energy Conversion. *2005 Int. Conf. Power Electron. Drives Syst.*, 2, 932-937, 2005. doi: 10.1109/PEDS.2005.1619821.
- TAN, X.; LI, Q.; WANG, H. Advances and trends of energy storage technology in Microgrid. *Int. J. Electr. Power & Energy Syst.*, 44, 179-191, 2013. doi: 10.1016/j.ijepes.2012.07.015.
- THE RENEWABLES CONSULTING GROUP. *Energy Storage: Opportunities & Challenges*. [S. l.], 8 ago. 2017. Disponível em: <https://thinkrcg.com/energy-storage-opportunities-challenges/>. Acesso em: 8 jul. 2020.
- TOMAZIC, G.; SKYLLAS-KAZACOS, M. Redox Flow Batteries. In *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*; Elsevier, 309-336, 2015.
- TRUONG, L.V.; WOLFF, F.J.; DRAVID, N. V. Simulation of flywheel electrical system for aerospace applications. In *Collection of Technical Papers. 35th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit (IECEC) (Cat. No.00CH37022)*; American Inst. Aeronaut. & Astronautics, 1, 601-608, 2000.
- UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR. *Green Job Hazards: Solar Energy*, 2017.
- VAN DE KAA, G.; SCHOLTEN, D.; REZAEI, J.; MILCHRAM, C. The battle between battery and fuel cell powered electric vehicles: A BWM approach. *Energies*, 10, 2017. doi: 10.3390/en1011707.
- VENKATARAMANI, G.; PARANKUSAM, P.; RAMALINGAM, V.; WANG, J. A review on compressed air energy storage - A pathway for smart grid and polygeneration. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 62, 895-907, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.002.
- WANG, J.; LU, K.; MA, L.; WANG, J.; DOONER, M.; MIAO, S.; LI, J.; WANG, D. Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development. *Energies*, 991, 2017. doi: 10.3390/en10070991.
- WEBER, A.Z.; MENCH, M.M.; MEYERS, J.P.; ROSS, P.N.; GOSTICK, J T.; LIU, Q. Redox flow batteries: a review. *J. Appl. Electrochem.*, 41, 1137-1164, 2011. doi: 10.1007/s10800-011-0348-2.

WENDT, H.; GÖTZ, M.; LINARDI, M. Tecnologia de células a combustível. *Quim. Nova*, 23, 538-546, 2000. doi: 10.1590/S0100-40422000000400018.

WICKI, S.; HANSEN, E. G. Clean energy storage technology in the making: An innovation systems perspective on flywheel energy storage. *J. Clean. Prod.* 162, 1118-1134, 2017. doi: 10.1016/j.jclepro.2017.05.132.

YANG, C.J.; JACKSON, R.B. Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 15, 839-844, 2011. doi: 10.1016/j.rser.2010.09.020.

YANG, Z.; ZHANG, J.; KINTNER-MEYER, M.C.W.; LU, X.; CHOI, D.; LEMMON, J.P.; LIU, J. Electrochemical Energy Storage for Green Grid. *Chem. Rev.*, 111, 3577-3613, 2011. doi: 10.1021/cr100290v.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 42, 569-596, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.

ZHAO, H.; WU, Q.; HU, S.; XU, H.; RASMUSSEN, C. N. Review of energy storage system for wind power integration support. *Appl. Energy*, 137, 545-553, 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.103.

E **ANEEL**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

**Programa de Pesquisa e
Desenvolvimento**



COPEL

Pura Energia



ITAI

Instituto de Tecnologia
Aplicada e Inovação



PTI

Parque Tecnológico
Itaipu

ISBN 978-655668013-2



9

786556

680132