

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Rafael Henrique Osmari

Estudo de viabilidade econômica na aplicação do método de corte de pico em unidade consumidora industrial utilizando-se um banco de baterias de Íon-Lítio

Florianópolis, SC

2021

Rafael Henrique Osmari

Estudo de viabilidade econômica na aplicação do método de corte de pico em unidade consumidora industrial utilizando-se um banco de baterias de Íon-Lítio

Trabalho de Conclusão do Curso submetido ao departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Telles Brunelli Lazzarin

Coorientador: Anderson José Balbino

Florianópolis, SC

2021

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

Osmari, Rafael Henrique

Estudo de viabilidade econômica na aplicação do método de corte de pico em unidade consumidora industrial utilizando-se um banco de baterias de Íon-Lítio / Rafael Henrique Osmari ; orientador, Telles Brunelli Lazzarin, coorientador, Anderson José Balbino, 2021.

150 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Banco de Baterias. 3. Íon Lítio. 4. Corte de Pico. 5. Viabilidade Econômica. I. Brunelli Lazzarin, Telles. II. Balbino, Anderson José. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Rafael Henrique Osmari

Estudo de viabilidade econômica na aplicação do método de corte de pico em unidade consumidora industrial utilizando-se um banco de baterias de Íon-Lítio

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 19 de julho de 2021.



Documento assinado digitalmente
Jean Viane Leite
Data: 02/08/2021 11:31:38-0300
CPF: 003.474.909-80
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Telles Brunelli Lazzarin
Data: 02/08/2021 10:51:09-0300
CPF: 023.400.719-25
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr. (UFSC)
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Lenon Schmitz
Data: 19/07/2021 15:59:53-0300
CPF: 075.982.279-42
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Lenon Schmitz, Dr. (FEESC)
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Mauricio Dalla Vecchia
Data: 19/07/2021 22:40:57-0300
CPF: 063.725.299-39
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Mauricio Dalla Vecchia, PhD. (PPGEEL-UFSC)
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais, que financeiramente e emocionalmente proporcionaram-me esta oportunidade.

AGRADECIMENTOS

Àquela famosa frase de que “a vida é feita de oportunidades”, eu discordo quando levada para seu sentido solitário. Concordo, porém, quando a ela é acrescentada “..., mas só é possível aproveitá-las com as condições favoráveis”. Explico: querer estudar na UFSC não bastava para conseguir tal objetivo. Muitos amigos também gostariam de estudar na UFSC, porém não tinham o suporte financeiro necessário para tal.

Desta forma, o meu primeiro agradecimento não poderia deixar de ser para meus pais, que financeiramente forneceram as condições necessárias para que eu aproveitasse a oportunidade de estudar em uma universidade tão aclamada.

À minha irmã, Maira Cristina Osmari, a qual sempre foi motivo de pergunta do professor Walter: “Como está sua irmã?”. Foi com ela que passei de menino para homem, quem me ensinou a ser responsável.

Aos amigos que fiz durante a faculdade, porque como seria possível um período de mais de 5 anos sem ter alguém para desabafar sobre aquele professor, ou aquela disciplina, ou aquele problema? Foram inúmeros “rolês loucos”, tão necessários para renovar as energias. Levo vocês para a vida.

Aos professores Jean, Pacheco, Djones, Helena e Telles, cada qual com sua situação particular, mas que em comum todos foram importantes para que as experiências que vivenciei durante o período de graduação fossem possíveis.

RESUMO

Ao longo dos últimos anos, a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis vem recebendo a atenção constante por parte daqueles envolvidos em desenvolver formas de suprir energia que não impactem o mais importante recurso do ser humano: o meio ambiente. Na direção de buscar soluções energéticas que minimizem o efeito sob tal riqueza – principalmente em um país tão abundante em fauna e flora –, a presença de tecnologias de armazenamento tem papel fundamental. São elas que têm potencial em minimizar os efeitos de intermitência que é de origem de fontes renováveis, tal como a variação da incidência solar em usinas fotovoltaicas, bem como a variação do vento na geração eólica. Dentre estas formas de armazenamento, as baterias tem seu uso cada vez maior, como será apresentado neste trabalho. Portanto, a análise financeira da aplicação de baterias para um método específico de uso é realizada, assegurando-se que esta é uma potencial solução para não somente a redução na despesa com energia elétrica de uma unidade consumidora industrial, mas também com a certeza que é um passo importante no caminho da sustentabilidade.

Neste trabalho, o Capítulo 2 introduz a estrutura elétrica brasileira, e o princípio de tarifação utilizado no país, enquanto o Capítulo 3 apresenta uma revisão das tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Em seguida, no Capítulo 4, com foco nas baterias, uma revisão bibliográfica apresenta os componentes, operação, aplicação e custos envolvidos. Com o foco em baterias de Íon-Lítio, o estudo de caso, disponível no Capítulo 5, traz uma metodologia para aplicação do método de corte de pico em uma unidade consumidora industrial, utilizando-se deste banco de baterias. Por fim, estudos futuros e sugestões são expostas.

Palavras-chave: Banco de baterias. Íon-Lítio. Corte de pico.

ABSTRACT

Over the past few years, the generation of electric energy through renewable sources has received constant attention from those involved in developing ways of supplying energy that do not impact the most important human resource: the environment. In the direction of seeking energy solutions that minimize the effect on such wealth - especially in a country so abundant in fauna and flora - the presence of storage technologies plays a fundamental role. They are the ones that have the potential to minimize the effects of intermittency that are inherited from renewable sources, such as the variation in solar incidence in photovoltaic plants, as well as the variation in wind in wind generation. Among these forms of storage, batteries are increasingly used, as will be presented in this work later. Therefore, the financial analysis of the application of batteries for a specific method of use is carried out, ensuring that this is a potential solution for not only the reduction in expenditure on electricity from an industrial consumer unit, but also with the certainty that it is an important step on the sustainability path.

In this work, Chapter 2 introduces the Brazilian electrical structure, and the charging principle used in the country, while Chapter 3 presents a review of electric energy storage technologies. Then, in Chapter 4, focusing on batteries, a bibliographic review presents the components, operation, application and costs involved. With a focus on lithium-ion batteries, the case study, available in Chapter 5, brings a methodology for applying the peak shaving method in an industrial consumer unit, using this battery bank. Finally, future studies and suggestions are exposed.

Keywords: Battery Energy Storage Systems. BESS. Lithium-Ion. Peak shaving.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Tipos e capacidade de geração de energia elétrica	26
Figura 2 - Linhas de transmissão do SIN	26
Figura 3 - Cadeia de valor da eletricidade com a inclusão de sistemas de armazenamento de energia	32
Figura 4 - Tecnologias por tipo de armazenamento	34
Figura 5 - Capacidade instalada até 2017.....	34
Figura 6 - Capacidade global até 2017 em MW de várias tecnologias	35
Figura 7 - Ilustração de uma PHS	36
Figura 8 - <i>Flywheel storage</i>	37
Figura 9 - Sistema SMES	38
Figura 10 - Célula de hidrogênio.....	39
Figura 11 - Bateria de Íon-Lítio.....	41
Figura 12 - Bateria de Chumbo-Ácido	42
Figura 13 - Baterias de Fluxo	43
Figura 14 - Comparação entre as tecnologias.....	44
Figura 15 - Comparação entre as tecnologias de bateria.....	45
Figura 16 - Relação da aplicação com energia, potência e tempo de descarga.....	46
Figura 17 - Tecnologias por capacidade de potência e tempo de descarga.....	47
Figura 18 - Tecnologias por densidade de energia e potência	48
Figura 19 - Serviços dos sistemas de armazenamento de energia.....	50
Figura 20 - Instalação antes do medidor.....	51
Figura 21 - Instalação após o medidor	52
Figura 22 - Uso do ESS antes do medidor em contraste com opções tradicionais	54
Figura 23 - Uso do ESS após o medidor em contraste com opções tradicionais	54
Figura 24 - Top 10 países com projetos de armazenamento de energia.....	58
Figura 25 - Projetos por tecnologia no mundo	59
Figura 26 - Primeiro BESS conectado ao SIN instalado no Brasil	60
Figura 27 - Componentes do BESS.....	62
Figura 28 - Comparação das características de quatro tecnologias de baterias para a aplicação em sistemas de armazenamento.....	63
Figura 29 - Redução no custo (\$/kWh) de baterias Íon-Lítio.....	64

Figura 30 - Redução nos custos das tecnologias de Íon-Lítio até 2030	64
Figura 31 - Diferença entre as tecnologias de Íon-Lítio.....	65
Figura 32 - Vantagens e desvantagens entre diferentes tecnologias de baterias Íon-Lítio	65
Figura 33 - Perfil de curva de descarregamento de célula NMC	66
Figura 34 - Capacidade em função da temperatura de célula NMC.....	67
Figura 35 - Capacidade em função de ciclos de vida de célula NMC.....	68
Figura 36 - Célula de Íon-Lítio cilíndrica.....	71
Figura 37 - Célula de Íon-Lítio prismática	71
Figura 38 - Célula de Íon-Lítio “polímera”	72
Figura 39 - Visão esquemática mostrando a parte superior e os eletrodos de células prismáticas em um módulo.....	73
Figura 40 - Estrutura convencional do BESS conectado à rede elétrica	74
Figura 41 - Componentes do BESS.....	75
Figura 42 - Diferentes posicionamentos de EMS para múltiplos BESS	76
Figura 43 - Curva capacidade <i>versus</i> tensão de circuito aberto em uma célula de Íon- Lítio	77
Figura 44 - Crescimento da impedância <i>versus</i> capacidade em uma célula de Íon-Lítio	78
Figura 45 - Degradação da capacidade.....	81
Figura 46 - Degradação da eficiência	82
Figura 47 - LCOS de diferentes tecnologias para uma aplicação específica	83
Figura 48 - Tempo de vida útil da mesma tecnologia para diferentes aplicações.....	84
Figura 49 - LCOS para diferentes aplicações usando a mesma tecnologia.....	85
Figura 50 - Integração com fontes renováveis	87
Figura 51 - Corte de pico em curva de carga.....	88
Figura 52 - Fluxograma do método analítico	89
Figura 53 - Fluxograma do método probabilístico	90
Figura 54 – Fluxograma dos métodos de pesquisa direta	92
Figura 55 - Comparação entre os métodos de dimensionamento.....	93
Figura 56 – Fluxo de potência na rede elétrica.....	93
Figura 57 – Resposta esperada pelo BESS quando carregando, descarregando e <i>idle</i>	94

Figura 58 - Fluxograma para determinar o limite superior	95
Figura 59 - Lógica de controle para o método de corte de pico	97
Figura 60 - Projeto de armazenamento de Íon-Lítio apresentado à ANEEL	99
Figura 61 - Usina híbrida em Tubarão, SC	100
Figura 62 - RE6000 no quadro geral de baixa tensão	102
Figura 63 - Panorama de consumo de energia da UC em análise	103
Figura 64 - <i>Inputs</i> e <i>outputs</i>	109
Figura 65 - Dados de medição do RE6000.....	110
Figura 66 - Perfil da análise simplificada - dia.....	111
Figura 67 - Perfil da análise simplificada - semana	111
Figura 68 - Perfil da análise simplificada - mês	111
Figura 69 - Perfil da análise simplificada - ano.....	112
Figura 70 - Perfil da análise completa - dia da semana.....	114
Figura 71 - Perfil da análise completa - sábado	114
Figura 72 - Perfil da análise completa - semana.....	115
Figura 73 - Perfil da análise completa - mês	115
Figura 74 - Perfil da análise completa - ano.....	116
Figura 75 - Tarifa da UC em estudo	117
Figura 76 - Tamanho recomendado do BESS do <i>REopt Lite</i>	121
Figura 77 - Tamanho recomendado do BESS pelo <i>Excel</i>	121
Figura 78 - Estratégia de carregamento e descarregamento da análise simplificada	122
Figura 79 - Resultado do melhor tamanho de BESS para a análise completa	122
Figura 80 - Estratégia de carregamento e descarregamento da bateria na análise completa.....	123
Figura 81 - Estratégia para um dia da semana da análise completa	123
Figura 82 - Estratégia de carregamento detalhada entre 12h e 15h do dia 04/06.....	124
Figura 83 - Máxima demanda exigida pela rede	125
Figura 84 - Impostos incidentes na importação do BESS por dólar.....	127
Figura 85 - <i>NPV</i> versus impostos	129
Figura 86 - <i>NPV</i> , CAPEX e O&M versus variação do custo por unidade de potência e armazenamento do BESS	130
Figura 87 - Múltiplas aplicações em um BESS.....	135
Figura 88 - Topologias de conversores de dois níveis	142

Figura 89 - Conexão em paralelo de diversos blocos.....	142
Figura 90 - Topologia de conversores de três níveis.....	143
Figura 91 - Conversor CHB na a) configuração estrela e b) triângulo.....	145
Figura 92 - Topologia MMC com disposição das baterias a) nas células e b) no lado DC.....	146
Figura 93 - Topologia a) <i>Boost</i> e b) DAB de conversores DC-DC.....	147
Figura 94 - Perdas <i>versus</i> potência das quatro topologias estudadas.....	148
Figura 95 - Eficiência <i>versus</i> potência das quatro topologias estudadas.....	148
Figura 96 - Detalhamento das perdas entre condução, chaveamento, indutor e transformador em potência nominal: a) 2L+Tx b) 3L+Tx c) MMC d) MMC+IT.....	148
Figura 97 - Forma de onda das correntes injetadas pelo BESS na rede.....	149
Figura 98 - Custos a) absolutos e b) relativos entre o sistema de armazenamento e de conversão para diferentes tecnologias.....	150
Figura 99 - Parâmetros de entrada e saída.....	153
Figura 100 - Estrutura de cálculo dos custos.....	154
Figura 101 - Comparação de picos de demanda.....	154
Figura 102 - Energia ponta a ser fornecida pelo BESS.....	156
Figura 103 - Energia ponta e fora ponta para análise da substituição do gerador....	157

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Subgrupos do tipo A	29
Quadro 2 - Tarifação das modalidades Verde e Azul.....	29
Quadro 3 - Enquadramento	29
Quadro 4 - Classificação por tempo de carga e descarga.....	48
Quadro 5 - Tarifas horo-sazonal Verde	117
Quadro 6 - Parâmetros financeiros	118
Quadro 7 - Parâmetros do BESS	119
Quadro 8 - Resultados da análise simplificada.....	120
Quadro 9 - Resultado em dólares da análise completa.....	125
Quadro 10 - Resultado em reais da análise completa.....	127
Quadro 11 - <i>NPV versus</i> remoção do aumento percentual da tarifa	132
Quadro 12 - Dados do gerador existente	157
Quadro 13 - Resultados da análise do BESS <i>versus</i> Gerador em horário de ponta .	158
Quadro 14 - Tarifas para a análise de migração	160
Quadro 15 – Análise mensal de migração de modalidade tarifária com compensação	161

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modelagem da degradação aplicável em células de baterias	69
Tabela 2 - Principais itens dos custos capitais totais	80
Tabela 3 - REopt pago vs não pago.....	105

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

BESS - Sistema de Armazenamento por Baterias (*Battery Energy Storage System*)

ESS - Sistema de Armazenamento (*Energy Storage System*)

BEV - Baterias de Veículos Elétricos (*Battery Electric Vehicles*)

EV - Veículos Elétricos (*Electric Vehicles*)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	21
1.1	OBJETIVOS DE ESTUDO	22
1.1.1	Objetivo geral.....	22
1.1.2	Objetivos específicos	22
1.2	LIMITES DO ESTUDO	23
1.3	METODOLOGIA	23
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2	PANORAMA BRASILEIRO – ESTRUTURA E TARIFICAÇÃO.....	25
2.1	O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	25
2.2	SISTEMA DE TARIFICAÇÃO	27
2.2.1	Definições e conceitos	27
2.2.2	Classificação dos consumidores.....	28
2.2.3	Estrutura tarifária	29
2.2.4	Forma de cobrança do consumidor.....	30
2.2.5	Tributos	31
3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA – VISÃO GERAL... 32	
3.1	DEFINIÇÕES FÍSICAS	33
3.1.1	Potência vs Energia.....	33
3.2	TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO	33
3.2.1	Mecânicos	35
3.2.1.1	<i>PHS – Pumped Hydro Storage</i>	<i>35</i>
3.2.1.2	<i>Flywheel Energy Storage.....</i>	<i>36</i>
3.2.2	Elétrico.....	37
3.2.2.1	<i>Armazenamento de Energia Magnética Supercondutora (SMES)</i>	<i>37</i>
3.2.3	Químico.....	38

3.2.3.1	<i>Célula de hidrogênio</i>	38
3.2.4	Térmicos	39
3.2.5	Eletroquímicos	39
3.2.5.1	<i>Baterias de Íon-Lítio</i>	40
3.2.5.2	<i>Baterias de Chumbo Ácido</i>	41
3.2.5.3	<i>Baterias de Fluxo</i>	42
3.3	COMPARAÇÃO DAS TECNOLOGIAS	43
3.4	COMPONENTES DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ..	48
3.5	APLICAÇÕES DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	49
3.6	BENEFÍCIOS FINANCEIROS	55
4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS....	57
4.1	DEFINIÇÕES FÍSICAS	60
4.2	COMPONENTES DO BESS	61
4.2.1	Baterias	62
4.2.1.1	<i>Performance de células comerciais</i>	66
4.2.1.2	<i>Degradação</i>	68
4.2.1.3	<i>Construção</i>	70
4.2.2	PCS – Sistema de Conversão de Energia	73
4.3	OPERAÇÃO.....	74
4.3.1	Dificuldade em monitorar o SOC e SOH	77
4.4	CUSTOS ENVOLVIDOS	78
4.4.1	Parâmetros envolvidos nos custos	79
4.4.1.1	<i>TCC – Custos capitais totais</i>	79
4.4.1.2	<i>LCC – Custos de vida totais</i>	80
4.4.1.3	<i>Comparando os custos entre diferentes tecnologias e aplicações</i>	80
4.5	O MÉTODO DE CORTE DE PICO	85
4.5.1	Benefícios do método	85

4.5.1.1	<i>Benefícios para o operador da rede</i>	86
4.5.1.2	<i>Benefícios para o consumidor final</i>	87
4.5.1.3	<i>Redução da emissão de carbono</i>	88
4.5.2	Técnicas de dimensionamento	88
4.5.2.1	<i>Método analítico</i>	88
4.5.2.2	<i>Método probabilístico</i>	89
4.5.2.3	<i>Método baseado na pesquisa direta</i>	90
4.5.2.4	<i>Métodos híbridos</i>	92
4.5.3	Possível lógica de controle para o método de corte de pico	93
4.5.4	Relação com as normas brasileiras	98
5	ESTUDO DE CASO	101
5.1	UNIDADE CONSUMIDORA EM ESTUDO	101
5.2	METODOLOGIA DE ANÁLISE	103
5.2.1	Escolha do software REopt Lite	104
5.2.1.1	<i>System Advisor Model (SAM)</i>	104
5.2.1.2	<i>BLAST Lite</i>	104
5.2.1.3	<i>REopt Lite</i>	105
5.2.2	Validação do software	106
5.3	MODELOS E RESTRIÇÕES DO REOPT LITE	107
5.3.1	Método de programação	107
5.3.2	Restrições	108
5.3.3	Modelos	108
5.4	PARÂMETROS DA ANÁLISE	109
5.4.1	Perfil de carga	109
5.4.1.1	<i>Perfil de carga da análise simplificada</i>	110
5.4.1.2	<i>Perfil de carga da análise completa</i>	113
5.4.2	Estrutura tarifária	116

5.4.3	Financeiros	118
5.4.4	Bateria.....	119
5.5	RESULTADOS	119
5.5.1	Análise simplificada – validação.....	119
5.5.2	Análise completa	122
<i>5.5.2.1</i>	<i>Tamanho do BESS e estratégia de carregamento e descarregamento.....</i>	<i>122</i>
<i>5.5.2.2</i>	<i>Resultado financeiro.....</i>	<i>124</i>
5.5.3	Análise sensitiva	128
<i>5.5.3.1</i>	<i>NPV versus impostos</i>	<i>128</i>
<i>5.5.3.2</i>	<i>Custo inicial, de manutenção e NPV versus redução nos custos por kW e kWh do sistema BESS</i>	<i>130</i>
<i>5.5.3.3</i>	<i>NPV versus remoção do aumento do preço da tarifa de energia e demanda ao longo do tempo</i>	<i>131</i>
6	ESTUDOS FUTUROS.....	133
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	136
	APÊNDICE A – TOPOLOGIA DE TRANSFORMADORES.....	140
	APÊNDICE B – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS	151
	APÊNDICE C – FLUXO DE CÁLCULO DA FERRAMENTA EM EXCEL.....	153
	APÊNDICE D – APLICAÇÃO DO BESS EM HORÁRIO DE PONTA COMPARADO AO GERADOR EXISTENTE.....	156
	APÊNDICE E – MIGRAÇÃO PARA A MODALIDADE HORO-SAZONAL AZUL .	160

1 INTRODUÇÃO

Em um mundo contemporâneo onde a necessidade por um estilo de vida mais responsável com os recursos naturais, diversos desafios são impostos nas mais diversas áreas de estudo. Um deles, é a geração de energia elétrica de maneira sustentável, dos quais pode-se chamar de fontes renováveis de energia. Contudo, dado ao recente aumento desse tipo de geração, diversos novos e imprevisíveis problemas fazem parte do processo de inovação, tal como a intermitência desse tipo de geração de energia elétrica. A confiabilidade em tais sistemas – ou a falta dela – é fator chave para que fontes fósseis ainda sejam muito utilizadas. Uma das maneiras de amenizar esse tipo de geração poluente, é a implantação de reservas energéticas em conjunto com as fontes renováveis, aumentando assim a disponibilidade de energia elétrica em momentos de alto consumo de energia por unidades consumidoras. Diversas tecnologias de armazenamento de energia encontram-se presentes na atualidade, porém o uso de baterias ainda é considerado tópico recente.

Apesar das mais diversas aplicações que um banco de baterias pode proporcionar, segundo Rahmann et al. (2017, p. 2), podemos classificar as vantagens econômicas do uso de um banco de baterias em dois:

- a) Postergar atualizações nos sistemas de transmissão e distribuição do sistema elétrico de potência;
- b) Redução da conta de energia elétrica.

Picos de demanda impactam no planejamento de rede porque a infraestrutura elétrica deve ser dimensionada para suportar a máxima demanda do sistema. Não fosse assim, e as consequências poderiam ser graves: *blackouts*, variações nos níveis de tensão e frequência, falta de confiabilidade, entre outras. Assim, durante a maior parte do tempo, esta infraestrutura é subutilizada. Como consequência, consumidores em determinadas estruturas tarifárias – aqueles com maior consumo de carga – são tarifados não somente pelo consumo de energia elétrica, mas também pela demanda de potência elétrica. (MARTINS et al. 2018, p. 1).

Neste contexto, bancos de baterias podem ser usados tanto por concessionárias para reduzir o perfil de carga e, portanto, planejar sistemas de transmissão/distribuição para perfis de carga menores, tanto por consumidores finais, como indústrias, para diminuir o custo final de sua tarifa de energia elétrica (Ibid., p. 2). Entretanto, devido ao alto custo da implantação de

tais sistemas de armazenamento, seu dimensionamento tem papel fundamental na viabilidade econômica ao longo de sua vida útil.

Nesse contexto, o presente trabalho apresenta um método de dimensionamento de um banco de baterias da tecnologia de Íon-Lítio para aplicação do método de corte de pico associado com análise econômica, que é o parâmetro necessário para garantir o retorno econômico durante o tempo de vida de tal sistema, aplicado em uma indústria atendida em média tensão. O perfil de carga refere-se a uma ervateira localizada no estado do Rio Grande do Sul.

1.1 OBJETIVOS DE ESTUDO

Os objetivos deste trabalho podem ser divididos em objetivo geral e objetivo específico, conforme citados abaixo.

1.1.1 Objetivo geral

Dimensionar e analisar a viabilidade econômica da aplicação do método de corte de pico em uma unidade consumidora industrial através da implantação de um banco de baterias de Íon-Lítio.

1.1.2 Objetivos específicos

- Estudar, comparar e avaliar as tecnologias de armazenamento de energia elétrica, bem como suas aplicações;
- Estudar como um banco de baterias é estruturado: seus componentes, operação e custos;
- Apresentar topologias, contemporaneidade e projeções destes componentes em relação ao momento atual e futuro;
- Dimensionar o melhor tamanho do banco para uma determinada curva de carga, considerando uma unidade consumidora em estrutura tarifária horo-sazonal verde;
- Realizar o cálculo econômico desse banco para viabilizar ou não sua instalação.

1.2 LIMITES DO ESTUDO

Não é do escopo deste trabalho o estudo:

- Do projeto do BMS (Battery Management System);
- Do projeto do PCS (Power Converter System);
- Do controle da energia reativa possivelmente presente na implantação do BESS (*Battery Energy Storage System*).

1.3 METODOLOGIA

Levando em consideração os objetivos propostos anteriormente, a seguinte metodologia é aplicada:

- Revisar a bibliografia de sistemas de armazenamento, com foco em bancos de bateria aplicados no método de corte de pico, para possibilitar base teórica da elaboração do método aqui apresentado, através da leitura de livros, normas e artigos científicos;
- Revisão de métodos de dimensionamento de banco de baterias voltado para a aplicação do corte de pico, juntamente com a análise econômica de diversos estudos de caso;
- Validação da ferramenta REopt Lite com a utilização de planilha desenvolvida em Microsoft Excel; com tal *software* validado, utilizá-lo para determinar o melhor banco possível para a curva de carga da ervateira a ser estudada;
- Com o banco de baterias dimensionado, apresentar a análise econômica e definição quanto a utilização, ou não, deste banco na unidade consumidora citada.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto de 5 capítulos, que são a seguir descritos.

O primeiro capítulo refere-se à introdução do trabalho, com a contextualização do assunto, apresentação de objetivos e limites do estudo, bem como a metodologia aplicada. No segundo capítulo, o sistema elétrico brasileiro (SEB) e as estruturas tarifárias são dissertadas. O capítulo 3 inicia a revisão bibliográfica de sistemas de armazenamento de energia, mostrando

as tecnologias existentes, comparações e características. No capítulo 4, os sistemas de armazenamento por baterias são descritos. Seus componentes, operação, aplicações e custos são detalhados. Finalmente, no último capítulo, o estudo de caso da ervateira é apresentado, a descrição da metodologia, apresentação da curva de carga e, por fim, os resultados. Também, estudos futuros e sugestões são deixadas para o leitor.

2 PANORAMA BRASILEIRO – ESTRUTURA E TARIFICAÇÃO

Neste capítulo é apresentado uma visão geral do sistema elétrico brasileiro, seguido da estruturação das tarifas.

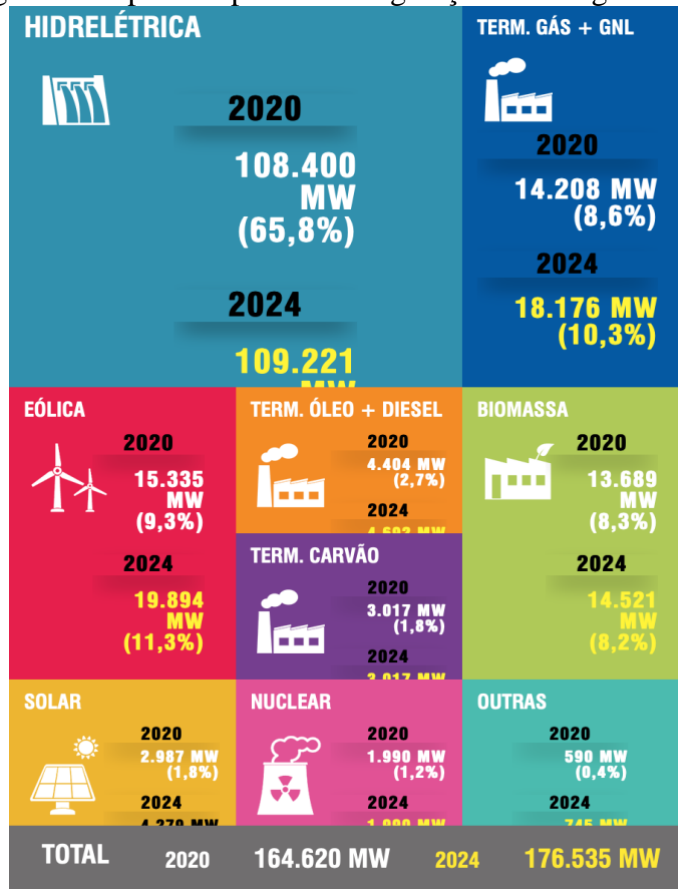
2.1 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao longo dos anos, a demanda de energia elétrica aumenta de maneira ininterrupta, com um crescimento anual em torno de 1,9% ao ano, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Mesmo que a carga representada por motores elétricos represente em torno de 30% do consumo de energia elétrica (AGARELLI, 2015), a pluralidade e expansão do acesso a tecnologias exige que o sistema elétrico brasileiro comporte tal necessidade. Para tanto, o Brasil possui sua geração com base majoritária em usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas. Para que essa energia seja transportada pelo vasto território brasileiro, o SIN (Sistema Interligado Nacional) é constituído de quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias (ONS, 2020).

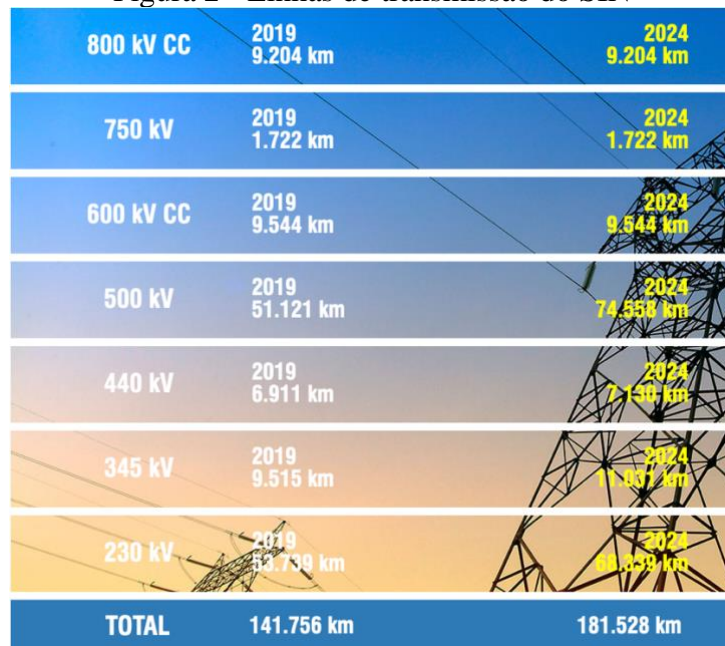
As Figura 1 e Figura 2 abaixo ilustram como essa geração é distribuída entre as diferentes fontes, bem como a extensão das linhas de transmissão do SIN.

Figura 1 - Tipos e capacidade de geração de energia elétrica



Fonte: (ONS, 2020)

Figura 2 - Linhas de transmissão do SIN



Fonte: (ONS, 2020)

Nota-se que a geração brasileira depende, essencialmente, de sua bacia hidrográfica, podendo variar de 65% até 90% de toda a energia elétrica produzida (BUENO e BRANDÃO, 2017).

Quando há um regime hidrológico ruim, as hidroelétricas são obrigadas a utilizar boa parte de seu armazenamento de energia (sob a forma de água nos reservatórios) para suprir a demanda da carga. Isto reduz o nível de água no reservatório (reduz a altura manométrica) e estas usinas começam a perder potência. (BUENO e BRANDÃO, 2017, p. 25).

Em situações como essa, a geração pode não ser capaz de suprir toda carga, resultando em oscilações na frequência e, até mesmo, cortes de carga. Para lidar com tais situações, máquinas sincronizadas e girando a vazio – chamadas de “reservas girantes” - servem de *backup*. Apesar do foco deste trabalho não ser a aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia para este fim, a substituição destas máquinas pelo armazenamento por baterias é um dos possíveis fins.

2.2 SISTEMA DE TARIFAÇÃO

A Agência Nacional de Energia Elétrica regulariza e normatiza o mercado de energia elétrica desde dezembro de 1996, e é vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Cabe à ANEEL fiscalizar o fornecimento aos consumidores, explorar os serviços de geração, transmissão e distribuição, definir as tarifas de acordo com o que está estabelecido em lei, entre outras funções. (ANEEL, 2016).

Antes de prosseguir para como a ANEEL estrutura seus grupos tarifários e maneira de cobrança, alguns conceitos devem ser entendidos.

2.2.1 Definições e conceitos

Os conceitos/definições abaixo são retirados de MANUAL DE TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011.

- Consumo de energia elétrica: quantidade de potência (kW) consumida durante um período de tempo. Exemplo: se uma determinada carga tem potência de 1kW e é ligada por um período de 2h, o consumo total será de 2kWh;

- Demanda: “Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.”;
- Demanda contratada: demanda, em kW, contratada pela unidade consumidora que deverá ser paga integralmente, sendo utilizada ou não;
- Demanda de ultrapassagem: “Parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).”;
- Demanda faturável: “Valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).”;
- Demanda medida: “Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).”;
- Horário de ponta: período de 3h consecutivas (podendo iniciar as 18h ou as 19h), exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária. Geralmente o preço da energia e da demanda é mais caro durante esse período;
- Horário fora ponta: demais 21h do dia;
- Tarifa: preço da energia elétrica (R\$/kWh) e da demanda (R\$/kW);
- Tarifa binômia: tarifas que constituem tanto a cobrança de demanda quanto de energia;
- Tarifa monômia: constitui somente a cobrança de energia.

2.2.2 Classificação dos consumidores

De acordo com a Resolução Normativa 414, de 2010 (ANEEL, 2010), podemos classificar os consumidores em dois grandes grupos: A e B. O primeiro refere-se a consumidores atendidos com nível de tensão acima de 2.300V, enquanto o segundo abaixo deste valor. Para consumidores do grupo A, as tarifas são binômias, enquanto do grupo B, monômias.

Como o interesse deste estudo refere-se a uma unidade consumidora do grupo A, não haverá foco para o outro grupo. Para o grupo de interesse, o Quadro 1 apresenta os subgrupos:

Quadro 1 - Subgrupos do tipo A

Subgrupo	Nível de tensão
A1	230kV ou mais
A2	88 a 138kV
A3	69kV
A3a	30 a 44kV
A4	2,3 a 25kV
AS	Menor que 2,3kV

Fonte: (ANEEL, 2020)

2.2.3 Estrutura tarifária

A estrutura tarifária é a aplicação das tarifas para cada um dos grupos de unidades consumidoras. Unidades consumidoras do grupo A são classificadas nas modalidades horo-sazonal verde ou horo-sazonal azul, conforme Quadro 2.

Quadro 2 - Tarifação das modalidades Verde e Azul

	Energia	Demanda
Azul	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta
Verde	Ponta	Única
	Fora Ponta	

Fonte: (ANEEL, 2020)

Para cada um dos subgrupos, o enquadramento dá-se conforme Quadro 3.

Quadro 3 - Enquadramento

Subgrupo	Modalidade tarifária
A1	Horo-sazonal azul
A2	Horo-sazonal azul
A3	Horo-sazonal azul
A3a	Horo-sazonal azul ou verde
A4	Horo-sazonal azul ou verde
AS	Horo-sazonal azul ou verde

Fonte: (ANEEL, 2020)

Como é possível perceber, para os grupos A3a, A4 e As, quem faz a escolha da modalidade é o próprio consumidor. Segundo a REN 414/2010 (ANEEL, 2010), algumas regras, no entanto, devem ser seguidas, as quais são reunidas abaixo:

- Só é possível alterar a modalidade desde que a última alteração não tenha ocorrido nos 12 últimos ciclos de faturamento;
- Quando houver alteração da tensão de fornecimento, é possível alterar a modalidade tarifária, mesmo que a regra acima seja violada;
- A contratação mínima de demanda é de 30kW;
- A distribuidora tem até 30 dias para atender a solicitação de aumento de demanda;
- Pedidos de redução podem ser feitos desde que o último tenha ocorrido há mais de 12 ciclos de faturamento;

2.2.4 Forma de cobrança do consumidor

Para a modalidade horo-sazonal verde, podemos dividir em três parcelas: de Consumo, de Demanda e de Ultrapassagem. Elas são calculadas da seguinte forma:

$$P_{consumo} = (Tarifa\ de\ consumo\ na\ ponta \times Consumo\ medido\ na\ ponta) + (Tarifa\ de\ consumo\ fora\ ponta \times Consumo\ medido\ fora\ ponta) \quad (1)$$

$$P_{demanda} = Tarifa\ de\ demanda \times Demanda\ contratada \quad (2)$$

$$P_{ultrapassagem} = Tarifa\ de\ ultrapassagem \times (Demanda\ medida - Demanda\ contratada) \quad (3)$$

A tarifa de ultrapassagem só é aplicada caso a demanda medida não exceder 5% da demanda contratada.

Já para a modalidade horo-sazonal azul, ocorre a divisão da tarifa de demanda em períodos de ponta e fora ponta:

$$P_{consumo} = (Tarifa\ de\ consumo\ na\ ponta \times Consumo\ medido\ na\ ponta) + (Tarifa\ de\ consumo\ fora\ ponta \times Consumo\ medido\ fora\ ponta) \quad (4)$$

$$P_{demanda} = (Tarifa\ de\ demanda\ ponta \times Demanda\ contratada\ ponta) + (Tarifa\ de\ demanda\ fora\ ponta \times Demanda\ contratada\ fora\ ponta) \quad (5)$$

$$P_{ultrapassagem} = [Tarifa de ultrapassagem ponta \times (Demanda medida ponta - Demanda contratada ponta)] + [Tarifa de ultrapassagem fora ponta \times (Demanda medida fora ponta - Demanda contratada fora ponta)] \quad (6)$$

Assim, o valor da tarifa da ANEEL é dado por:

$$Valor da tarifa da ANEEL = P_{consumo} + P_{demanda} + P_{ultrapassagem} \quad (7)$$

2.2.5 Tributos

Os tributos aplicados em conjunto com a tarifação são o PIS, COFINS e ICMS, que variam com o tipo de indústria e inscrição estadual, e são dados por:

$$Valor a ser cobrado do consumidor = \frac{Valor da tarifa da ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (8)$$

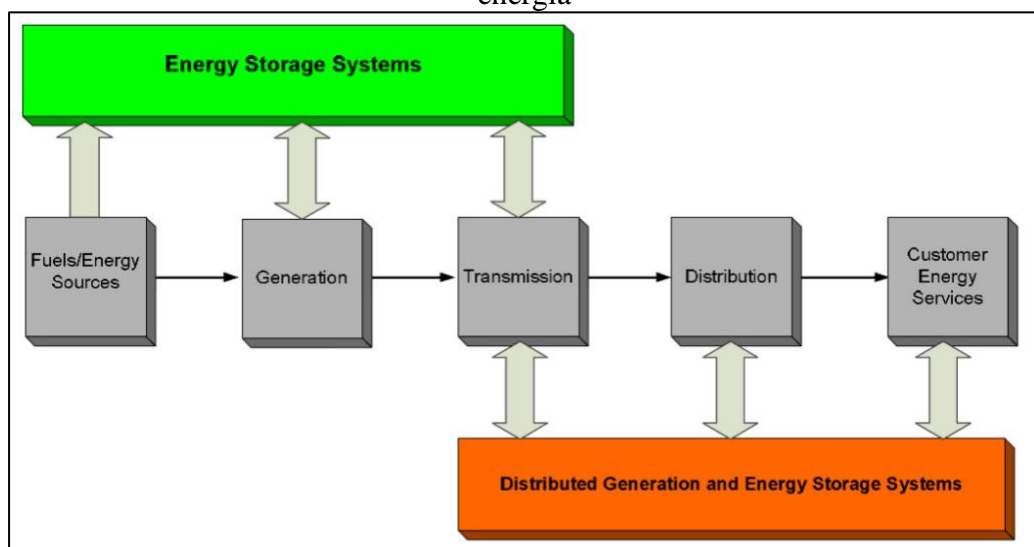
Dessa forma, conclui-se a necessária revisão de como as unidades consumidoras são tarifadas. Esse capítulo servirá de base para a análise econômica que será apresentada no último capítulo. Para reforçar, a alteração de modalidade tarifária não é objeto de análise do Estudo de Caso, e fica assim como sugestão para outro trabalho.

3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA – VISÃO GERAL

A operação e design do sistema elétrico poderá sofrer grandes mudanças com o avanço nos custos dos sistemas de armazenamento de energia elétrica. Problemas de pico de carga, estabilidade elétrica e qualidade da energia podem ser melhorados com a implementação de tais sistemas. De fato, o armazenamento de energia desempenha um papel flexível e multifuncional na rede de abastecimento de energia elétrica, garantindo uma gestão mais eficiente da energia disponível. Na combinação com os sistemas de geração de energia pela conversão de energias renováveis, os sistemas de armazenamento de energia (do inglês *Energy Storage Systems*, ESS) proporcionam, em tempo real, o equilíbrio entre produção e consumo e melhoram a gestão e a confiabilidade da rede, aumentando a taxa de penetração de energia renovável e também a qualidade da energia fornecida por meio de um melhor controle de frequência e tensão. O armazenamento pode ser aplicado na usina, em apoio ao sistema de transmissão, em vários pontos no sistema de distribuição e em aparelhos e equipamentos específicos do lado do cliente do medidor (IBRAHIM, BEGUENANE e MERABET, 2012).

Tais sistemas podem ser inseridos de acordo com a Figura 3, que generaliza a cadeia de valor da eletricidade. Perceba como os sistemas de armazenamento podem ser aplicados desde as fontes de geração até os consumidores finais.

Figura 3 - Cadeia de valor da eletricidade com a inclusão de sistemas de armazenamento de energia



Fonte: (IBRAHIM, BEGUENANE e MERABET, 2012)

Neste capítulo, uma visão geral dos ESS é apresentada de maneira inicial e preparatória para os próximos capítulos.

3.1 DEFINIÇÕES FÍSICAS

Como pré-requisito para o estudo de sistemas de armazenamento em geral, é necessário que alguns conceitos sejam conhecidos pelo leitor. Neste capítulo, a diferença entre potência e energia é explicada, enquanto no próximo capítulo são apresentadas definições específicas do BESS.

3.1.1 Potência vs Energia

“A energia é necessária para realizar o trabalho, enquanto a potência é a taxa em que a energia é fornecida ou consumida. A energia pode ser medida em watts-hora (Wh), enquanto a potência pode ser medida em watts (W).” (LIN e HOFF, 2016, p. 2, tradução nossa).

Como exemplo, considere um determinado equipamento elétrico com potência de 10W. Se este equipamento permanecer ligado por 1h, consumirá 10Wh, se por 2h, 20Wh, se por 3h, 30Wh, e assim por diante. Assuma agora que um dispositivo seja capaz de armazenar 30Wh de energia. Esse dispositivo só poderá acionar o equipamento elétrico **se sua potência for 10W ou mais**.

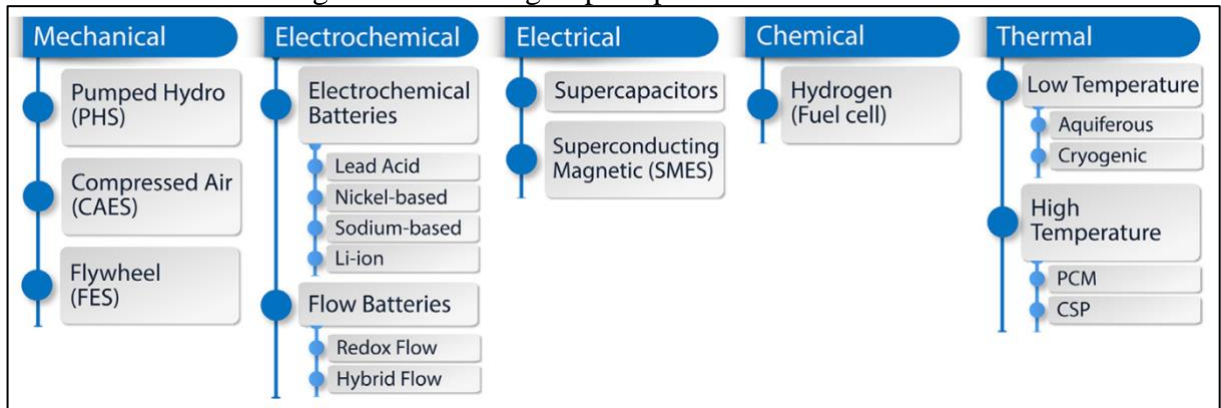
Uma analogia muito simples é relacionar energia e potência com uma caixa d`água: a capacidade de armazenamento em litros é correspondente à capacidade de energia, em Wh. A capacidade de vazão de água, em litros/minuto, é equivalente a potência do sistema de armazenamento, em W (LIN e HOFF, 2016).

3.2 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

A presença cada vez maior de fontes renováveis de energia exige a inserção de fontes de armazenamento de energia, dada a intermitência dessa forma de geração, tal qual a variação de irradiância solar em sistema fotovoltaicos, bem como a variação de vento para sistemas geradores eólicos, para citar como exemplo. Essas fontes de armazenamento tem a função de converter algum tipo de energia em energia elétrica. Para tanto, diversas formas e tecnologias de armazenamento estão disponíveis no mercado, com diferentes maturidades, duração de

armazenamento, custos e eficiências. A Figura 4 classifica as tecnologias pela forma como são estocadas: mecânicas, eletroquímicas, elétricas, químicas e térmicas.

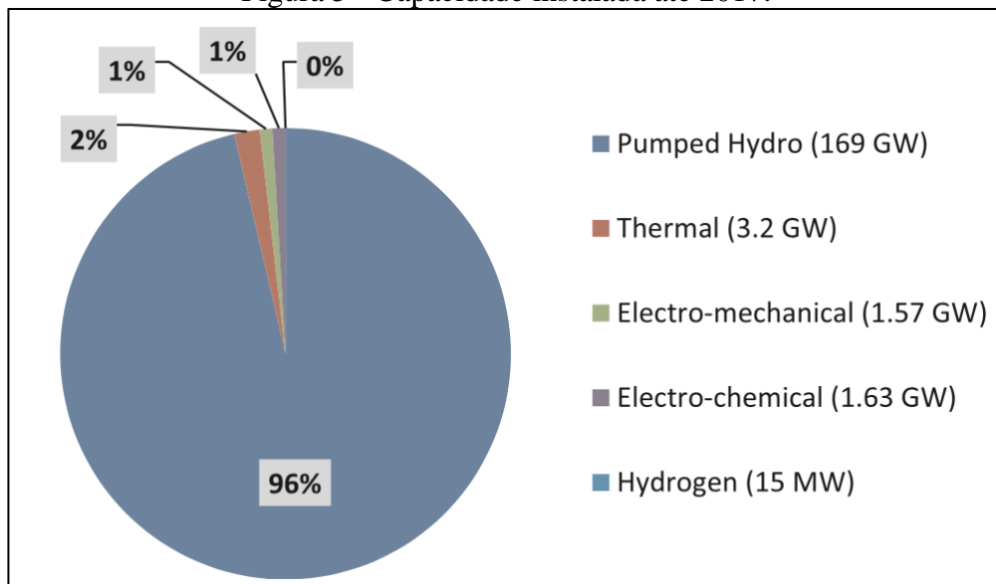
Figura 4 - Tecnologias por tipo de armazenamento



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 805).

Até 2017, em capacidade de instalação, a tecnologia de hidrelétricas bombeadas (*Pumped Hydro – PHS*) representava 96% de toda capacidade mundial de sistemas de armazenamento, seguida de usinas térmicas, com 3,2 GW, conforme ilustra a Figura 5.

Figura 5 - Capacidade instalada até 2017.

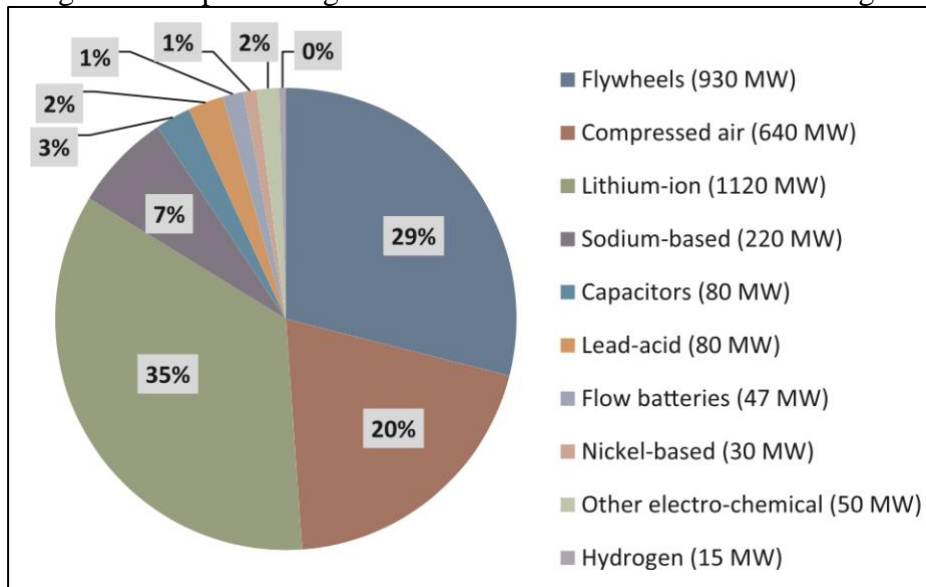


Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 805)

Dentre as tecnologias eletroquímicas e eletromecânicas, excluindo-se PHS, a Figura 6 apresenta a capacidade global até 2017. Perceba como a representatividade da tecnologia de

Íon-Lítio passa a ser evidente, bem como a utilização de *Flywheels* (grandes massas girantes que estocam energia pela inércia).

Figura 6 - Capacidade global até 2017 em MW de várias tecnologias



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 805)

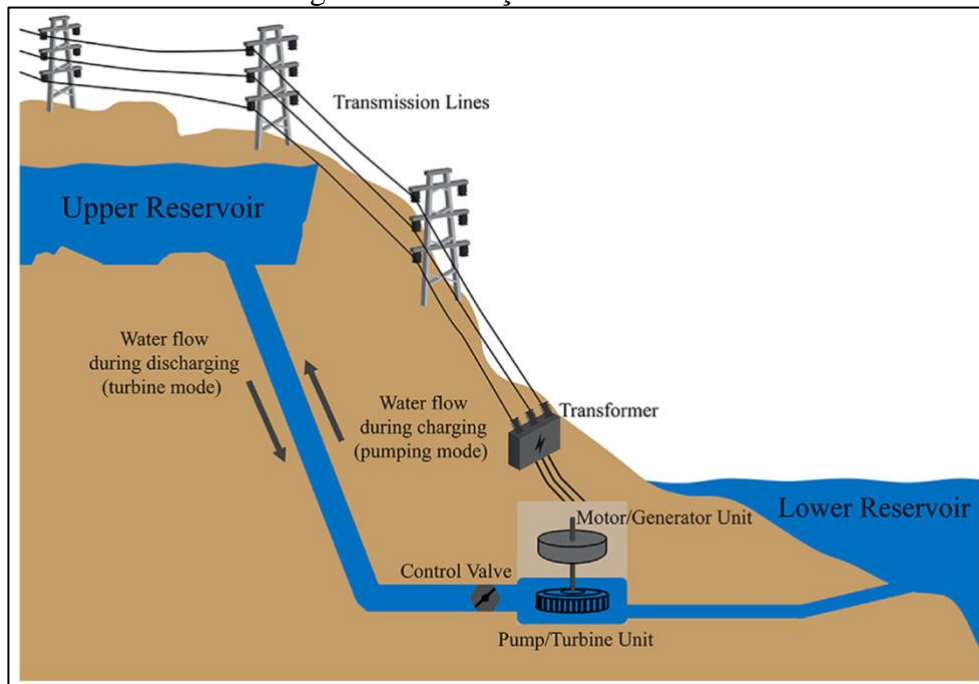
Uma breve descrição das principais tecnologias por forma de armazenamento é apresentada a seguir.

3.2.1 Mecânicos

3.2.1.1 PHS – Pumped Hydro Storage

É o método mais popular e difundido de geração de energia elétrica. No mundo, há mais de 300 PHS. A primeira foi construída em 1929, em Hartford, nos Estados Unidos da América. Conforme a Figura 5, é o tipo de armazenamento mais utilizado, com 169 GW até 2017. Seu funcionamento consiste em converter a energia potencial gravitacional da água armazenada em um desnível para girar uma turbina. Portanto, a capacidade de geração é diretamente relacionada com o desnível. PHS tem alta eficiência (65-85%), longo tempo de duração (30-60 anos), e rápida resposta (<1min). A desvantagem é a dificuldade em localizar um local com o desnível necessário (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018). A Figura 7 apresenta uma ilustração do que foi recém descrito.

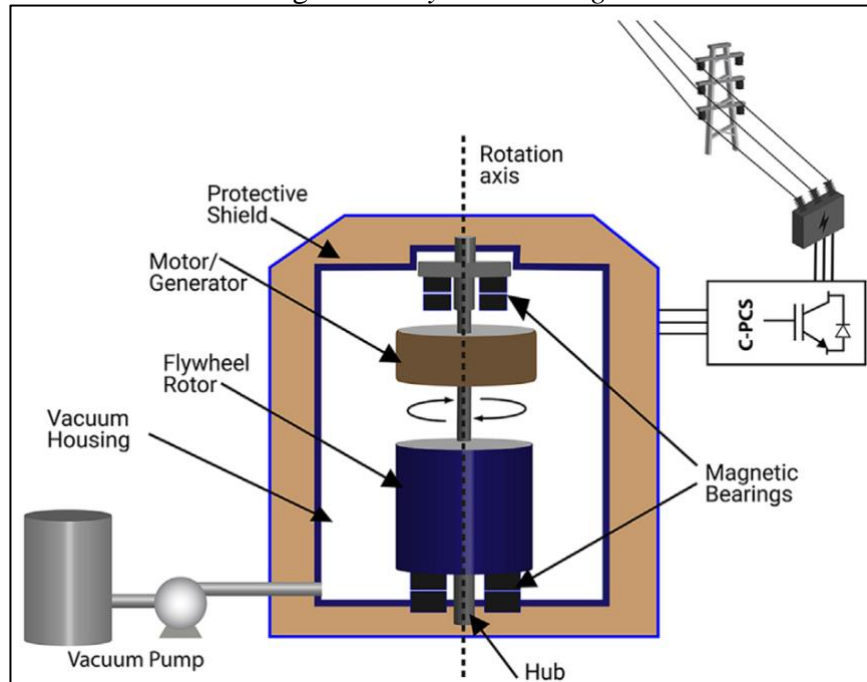
Figura 7 - Ilustração de uma PHS



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 806)

3.2.1.2 Flywheel Energy Storage

Essa forma de armazenamento consiste de um motor/gerador (bidirecional), dois mancais magnéticos, uma bomba de vácuo de forma a diminuir o cisalhamento do vento e o elemento girante de alta inércia. Enquanto carregando, atua como um motor, enquanto descarregando, como um gerador. Assim, transforma energia cinética em elétrica. Portanto, quanto mais rápido gira, mais energia armazena. Entre as vantagens, longo tempo de vida (15-20 anos) e alta eficiência (90-95%). Das desvantagens, alta perda de energia (~20% por hora), baixa densidade de energia e alto custo capital. A maior encontra-se em Oxfordshire, UK, com 400 MW instalados (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 813). A Figura 8 ilustra o descrito.

Figura 8 - *Flywheel storage*

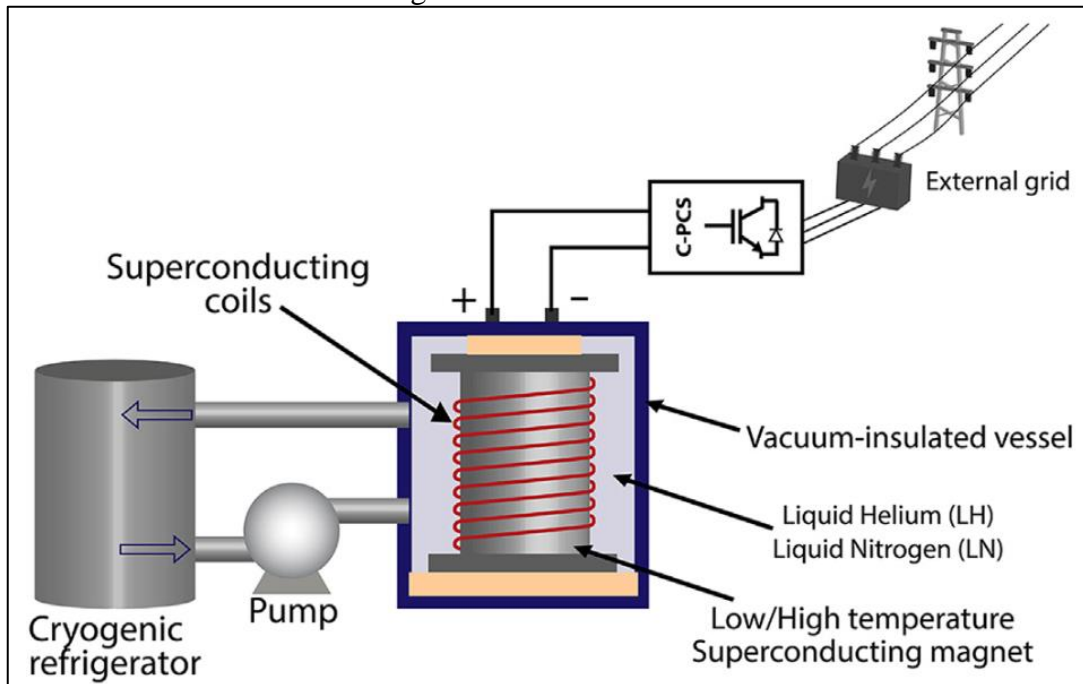
Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 813)

3.2.2 Elétrico

3.2.2.1 Armazenamento de Energia Magnética Supercondutora (SMES)

Segundo Argyrou et al. (2018), SMES é um tipo relativamente novo de armazenar energia. Consiste em induzir uma corrente DC em uma bobina de um fio supercondutor, e em seguida armazena a energia elétrica em um campo magnético. Quando o fio atinge a temperatura de $-270\text{ }^{\circ}\text{C}$, ocorre o fenômeno da supercondutividade. Os componentes desse sistema são a unidade supercondutora, o sistema de refrigeração e a unidade de conversão de energia, conforme pode ser visto na Figura 9. Possui tempo de resposta rápido, é eficiente (90-95%), e confiável. O custo operacional, porém, é elevado ($\$1000,00 - 10.000,00/\text{kWh}$).

Figura 9 - Sistema SMES



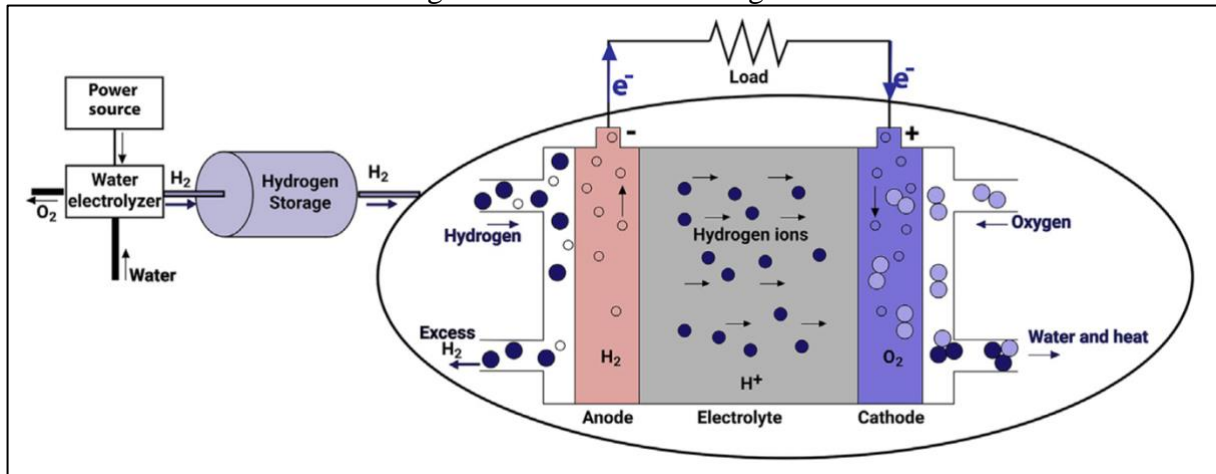
Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 813)

3.2.3 Químico

3.2.3.1 Célula de hidrogênio

Consiste de dois eletrodos – um cada lado – de um eletrolítico. Quando o hidrogênio é alimentado no anodo, e um oxidante (ar ou oxigênio) no catodo, ocorre uma diferença de potencial. Quando aplicado a uma carga, o dispositivo funciona como gerador. Se uma corrente é aplicada, transforma a água em oxigênio e hidrogênio. Portanto, funciona de maneira reversiva. Os componentes descritos podem ser observados na Figura 10. Possui alta densidade de energia, baixos níveis de manutenção, baixas emissões tóxicas, pouco barulho e vibração, praticamente zero perdas parasitas, fácil instalação e baixo custo de manutenção. Entretanto, é um método muito caro (\$2-15/kWh) e tem pouca eficiência (20-50%) (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 811).

Figura 10 - Célula de hidrogênio



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 811).

3.2.4 Térmicos

Armazenamentos térmicos consistem em armazenar calor – quente ou frio – para diferentes aplicações. Um sistema típico consiste de um tanque ou um sistema de refrigeração, com tubulação, bomba e controles. Pode ser dividido em dois tipos: de baixas temperaturas, e de altas temperaturas.

Exemplo de um sistema de baixas temperaturas é um sistema traduzido como Criogênico. Nitrogênio líquido é gerado em horários fora de pico por fontes renováveis de energia. Quando se necessita de eletricidade, o calor do ambiente ferve a substância, e usando uma máquina de calor, eletricidade é gerada.

Já os sistemas de alta temperatura podem usar aquecimento solar. Um exemplo, é um sistema de armazenamento com concreto. O material armazena calor em altas temperaturas para usinas parabólicas. A transferência de calor pode ser feita usando-se um óleo sintético (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 811).

3.2.5 Eletroquímicos

De acordo com Argyrou et al. (2018), a utilização de baterias é a forma mais madura e popular de armazenar energia. A combinação de ligações séries/paralelo torna as baterias aptas a diversos tipos de aplicações. Seu conceito básico é o armazenamento de energia por

íons carregados através de reações químicas entre placas positivas e negativas. Podem ser classificadas em duas categorias principais: baterias de fluxo redox, e baterias eletroquímicas.

3.2.5.1 Baterias de Íon-Lítio

Principal componente dos sistemas de armazenamento por baterias (do inglês *Battery Energy Storage Systems*, BESS), foram comercializadas pela primeira vez em 1991 pela Sony. O catodo é feito de um composto baseado em Lítio, e o anodo de carbono, enquanto o eletrolítico é normalmente um líquido orgânico não aquoso com sais de lítio dissolvidos. As reações químicas de uma bateria de Íon-Lítio com o catodo de óxido de lítio cobalto são, de acordo com Argyrou, *Christodoulides e Kalogirou*:

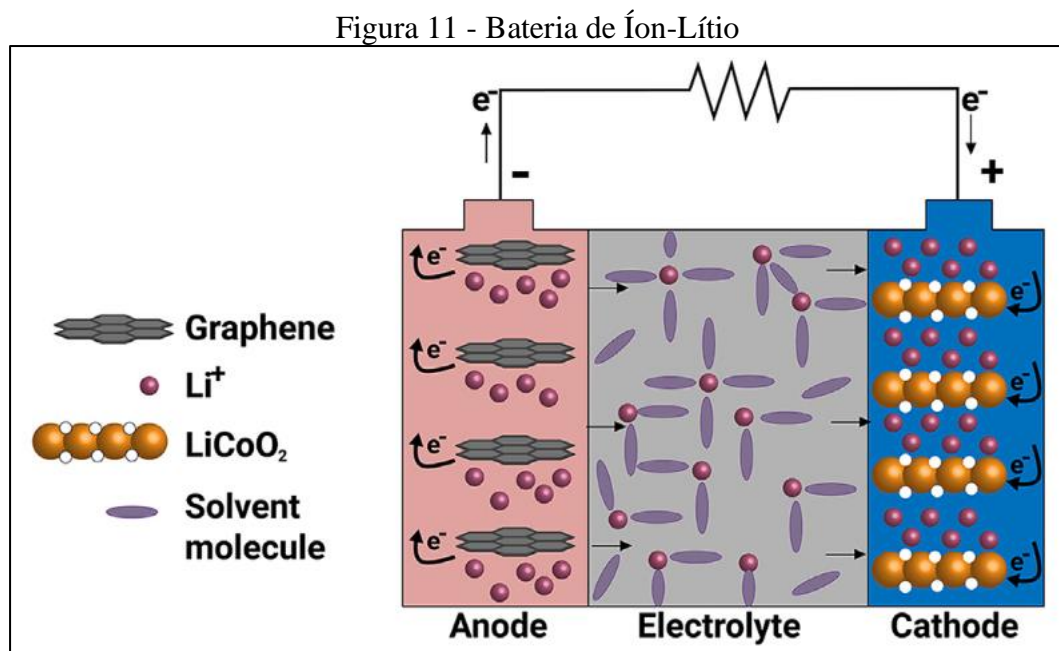


Normalmente, sua tensão nominal é em torno de 3,7V. Sua penetração é maior em equipamentos eletrônicos, como celulares e notebooks, porém sua utilização em veículos elétricos e sistemas de armazenamento passam a ser fundamental (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 809).

As vantagens desse tipo de bateria estão na suas altíssimas densidade energética (80-200 Wh/kg), eficiência (90-97%), baixa descarga quando em ócio (<5%/mês) e baixíssima manutenção; apresenta rápida resposta (<5ms), alta densidade de potência (500-2000 W/kg), larga faixa de operação (temperaturas de -20 °C a 60 °C enquanto carrega e -40 °C a 65 °C enquanto descarrega), e, finalmente, entre 1.000 e 10.000 ciclos de vida. Dentre suas desvantagens está o fato que sua vida útil está totalmente relacionada com a temperatura, podendo até degradar-se em altas temperaturas, e, portanto, necessita de um sistema de controle acurado para garantir sua longevidade (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 809).

Como a tecnologia de Íon-Lítio é a escolhida para a análise do

ESTUDO DE CASO, maiores detalhes são apresentados em 4.2.1. A Figura 11 apresenta o esquema químico de uma bateria de Íon-Lítio, onde é possível identificar os eletrodos e o material eletrolítico.



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 809).

3.2.5.2 Baterias de Chumbo Ácido

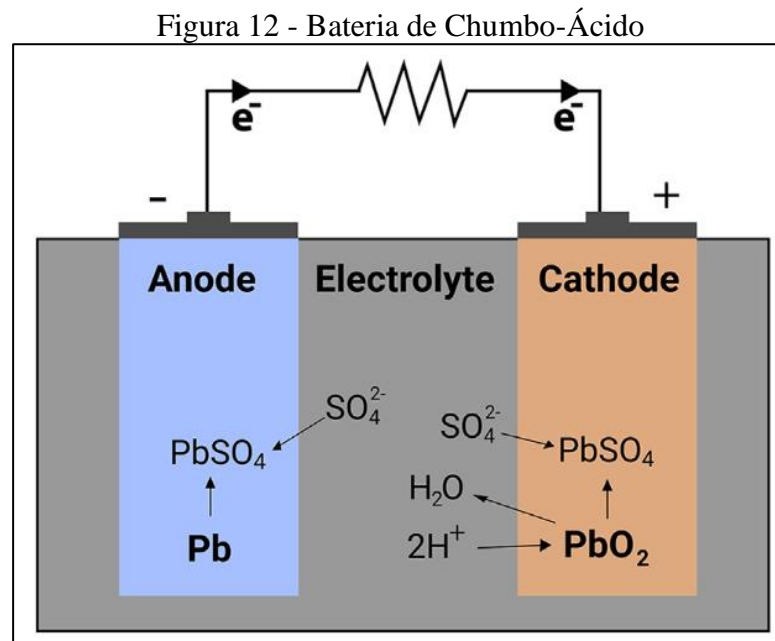
É a tecnologia mais usada em veículos e aplicações estacionárias, e também a mais antiga (inventada em 1859). O anodo é feito de chumbo metálico, o catodo de dióxido de chumbo, e o eletrolítico é ácido sulfúrico. Suas reações químicas são, de acordo com Argyrou, Christodoulides e Kalogirou::



Sua tensão nominal é 2V, e seu tempo de vida útil em torno de 3 a 12 anos. Entre suas vantagens, são dispositivos de custo baixo, eficiência relativamente alta (65-80%), confiáveis,

tem tempo de resposta rápido (<5ms), baixa descarga em ócio (<0,3%/dia). Suas desvantagens: baixa densidade de energia (25-45 Wh/kg), baixa potência específica (180-200 W/kg), ciclos de vida limitados (200-1800 ciclos), alta manutenção, problemas ambientais devido o uso do ácido, lenta para carregar e baixa performance em temperaturas baixas (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 807).

A Figura 12 apresenta o esquema químico, onde é possível identificar o anodo e o catodo.



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 807).

Dentre as baterias eletroquímicas, existem ainda as de Níquel, Enxofre de Sódio, Cloreto de Sódio e Níquel e Metal-Ar. Recomenda-se a leitura do artigo *ENERGY STORAGE FOR ELECTRICITY GENERATION AND RELATED PROCESSES – TECHNOLOGIES APPRAISAL AND GRID SCALE APPLICATIONS (2018)* para demais informações.

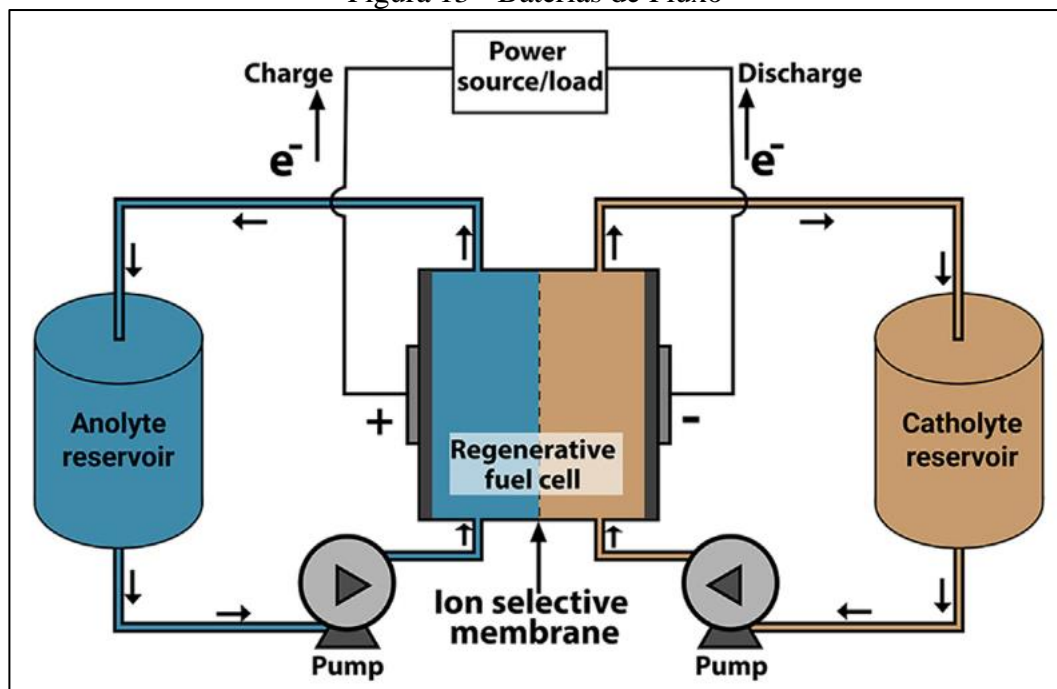
3.2.5.3 Baterias de Fluxo

Tecnologia relativamente nova, são consideradas de longo uso para aplicações de larga escala. Elas convertem energia elétrica em química ao carregar duas soluções de eletrólitos líquidos e liberando a energia armazenada. Os eletrólitos são armazenados no exterior em tanques, e por esse motivo são muito fáceis de serem substituídos ou terem sua capacidade

aumentada. Durante a carga, um eletrólito é oxidado e outro é reduzido. O contrário ocorre no processo de descarga. Entre suas vantagens estão a ausência de descarregamento próprio, ausência de degradação por descarga máxima, longa vida útil e baixa manutenção. O lado negativo é o alto custo para o investimento e, por ser uma tecnologia considerada nova, a falta de maturidade técnica. Alguns tipos de bateria de fluxo são: vanádio (VRB), brometo de polissulfeto (PSB) e zinco-bromo (ZBR) (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 810).

A Figura 13 ilustra como o eletrólito é armazenado fora do escopo principal.

Figura 13 - Baterias de Fluxo



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 810).

3.3 COMPARAÇÃO DAS TECNOLOGIAS

Sistemas de armazenamento das mais diversas tecnologias podem ser usados em diversas aplicações. A escolha ideal entre aplicação versus tecnologia depende de muitos parâmetros, e os avanços cada vez mais recentes nesses sistemas de armazenamento torna ainda menos claro os limites de uso dadas as grandes possibilidades de adaptações. Entre esses parâmetros, podemos citar: quantidade de energia a ser armazenado, potência nominal a ser utilizada (pequena ou larga escala), tempo na qual essa energia será armazenada ou liberada (curta ou longa escala de tempo), espaço físico, portabilidade, sustentabilidade, eficiência

energética, custos, e por diante (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 814).

A Figura 14 apresenta uma comparação das características das diferentes tecnologias. Uma rápida análise explica o porquê as usinas reversíveis (PHS) são largamente utilizadas: percebe-se seu nível de maturidade e sua longevidade. Ainda, como as baterias são a forma mais utilizada de armazenamento, elas são detalhadas na Figura 15 para diversas tecnologias.

Figura 14 - Comparação entre as tecnologias

Storage technology	Power rating (MW)	Discharge time at rated power	Specific energy (Wh/kg)	Specific power (W/kg)	Cycle life (cycles)	Lifetime (years)	Energy efficiency (%)	Maximum DoD (%)	Response time	Power capital cost (\$/kW)	Energy capital cost (\$/kWh)	Self-discharge rate (%/day)	Maturity
PHS	100-5000 [4]	hours-days [9]	0.5-1.5 [4] 1-2 [36]	-	10,000-30,000 [70] 50,000 [7]	30-60 [18]	65-85 [18] 80-100 [71]	95 [72] 100 [73]	min	500-4600 [74] 700-2000 [75]	5-430 [9]	0.01 [7]	Mature
CAES	5-300 [31]	hours-days [24]	30-60 [4]	-	8000-12,000 [4] 50,000 [7]	20-40 [4]	70 [19] 80 [25]	70 [72]	sec-min	400-800 [18]	40-80 [71] 50-150 [76]	0.5 [7]	Commercialized
Hydrogen fuel cell	0.001-50 [77]	minutes-hours [9]	300-1200 [78]	500 + [4]	20,000 + [32]	5-20 [70] 5-15 [4]	20-50 [4] 30-40 [18]	90 [72] 40-60 [71]	< 5 ms	500-10,000 [18]	2-15 [53]	Almost zero [4]	Developing
TES (high temperature)	0.1-300 [19]	hours [32]	80-200 [4]	10-30 [4]	-	5-40 [19] 5-15 [4]	30-60 [4] < 60 [24]	-	Not for rapid response	100-400 [32]	3-130 [79] 3500-7000 (CSP) [24]	0.05-1 [4]	Developed
SMES	0.1-10 [80] < 100 [9]	seconds-30 min [9]	0.5-5 [4]	500-2000 [4]	100,000 + [81]	20-30 [18]	90-95 [74]	100 [27]	5 ms	200-300 [4]	1000-10,000 [4]	10-15 [18]	Developing
Flywheel	0.01-10 [76] 0.1-20 [9]	seconds-minutes [37]	10-30 (low speed) [4] 100 (high speed)	400-1500 [28]	10,000-100,000 [18]	15-20 [18]	90-95 [18]	75 [71]	seconds	110-330 [77]	1000-5000 [32]	100 [16] 55-100 [18]	Developed
Supercapacitors	0.01-1 [83]	seconds-minutes [9]	0.1-5 [84] 2.5-15 [4]	800-2000 [27] 500-5000 [4]	100,000 + [4] 500,000 [16]	10-20 [18] 20 + [4]	85-98 [16]	75 [71]	< 5 ms	100-300 [4]	300-2000 [76]	0.5 [16] 5 [27]	Developing

Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 814).

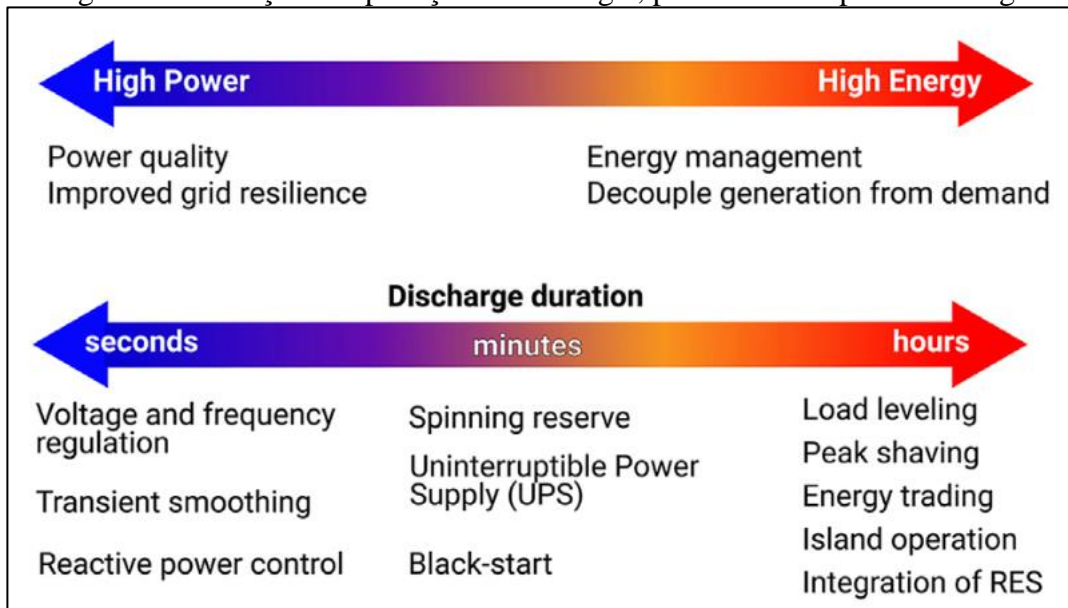
Figura 15 - Comparação entre as tecnologias de bateria

Battery storage technology	Power rating (MW)	Discharge time at rated power	Specific energy (Wh/kg)	Specific power (W/kg)	Cycle life (cycles)	Lifetime (years)	Energy efficiency (%)	Maximum DoD (%)	Response time	Power capital cost (\$/kW)	Energy cost (\$/kWh)	Self-discharge rate (%/day)	Maturity
Lead-acid Battery	0–20 [18]	seconds–hours [31]	25–45 [85]	180–200 [53]	200–1800 [32]	3–12 [39]	65–80 [18]	60–70 [72]	< 5 ms	300–600 [18]	150–500 [76]	0.1–0.3 [18]	Mature
NiCd Battery	0–40 [32]	seconds–hours [31]	50–75 [18]	75–300 [4] 150–300 [4]	500–1000 [4] 2000–2500 [18] 3500 + [19]	5–15 [4] 10–20 [4]	75–85 [86] 60–70 [86]	100 [42]	< 5 ms	500–1500 [87]	800–1500 [31] 400–2400 [53]	0.2–0.6 [4]	Mature
NiMH battery	0.01–1 [37]	Hours [37]	70 [88] 80 [16]	175 [88] 200–1500 [37]	< 1800 [16] 500 [88]	15 [88]	65–70 [16] 64 [89]	60–70 [42]	< 5 ms	600–1800 [37]	200–729 [79] 960–1800 [37]	0.4–1.2 [37]	Commercialized
NaS battery	0.15–10 [90]	seconds–hours [31]	85 [88]	150–240 [18] 115 [88]	2500–4500 [18]	10–15 [4]	75–90 [18]	90 [73]	< 5 ms	1000–3000 [90] 2000 [18]	300–500 [31]	0.05 [7]	Commercialized
NaNiCl(ZEBRA) Battery	0–0.3 [80]	seconds–hours [31]	100–120 [4]	150–200 [4]	2500 + [4]	10–14 [4]	90 [86]	75–85 [91] 80 [92]	< 5 ms	150–300 [4]	100–345 [79]	5 [7]	Commercialized
Lithium-ion Battery	0.1–50 [53]	minutes–hours [76]	80–150 [16] 75–200 [4]	500–2000 [16] 1800 [88]	~4500 [38] 1000–10,000 [93]	5–15 [4] 5–20 [93]	90–97 [32] 95–99 [93]	80 [42] 85–90 [73]	< 5 ms	1200–4000 [4]	600–2500 [80] 1200–4000 [94]	0.1–0.3 [4]	Commercialized
Metal-air (Zn-air) battery	0–1 [38]	seconds–24 ⁺ hours [31]	110–420 [84] 450–650 [95]	100 [80]	100–300 [4]	0.17–30 [79]	~50 [84] 60–65 [37]	90 [73]	< 5 ms	1750–1900 [96]	10–60 [4] 325–350 [38]	0.005–0.01 [79]	Developing
Vanadium Redox flow Battery (VRB)	0.3–15 [19]	seconds–10 h [4]	10–50 [97]	166 [32]	12,000–14,000 [98]	5–20 [7]	75–85 [18]	100 [71]	< 5 ms	600–1500 [90]	150–1000 [37] 600–1500 [94]	0.15 [7]	Developed
Zinc-bromine Flow battery (ZBR)	0.05–10 [32]	seconds–10 h [4]	75–85 [18] 30–50 [4]	100 [32] 45 [88]	2000 + [18] 10,000 [38]	5–20 [7]	75–80 [18] 60–65 [38]	100 [71]	< 5 ms	700–2500 [4] 400 [95]	340–1350 [38]	Almost zero [95]	Developed
Polysulfide Bromide battery (PSB)	0.1–15 [32]	seconds–10 h [4]	15–30 [32]	–	2000 [28]	10–15 [34]	60–75 [28]	100 [71]	20 ms [34]	700–2500 [4]	150–1000 [4]	Almost zero [32]	Developing

Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 814).

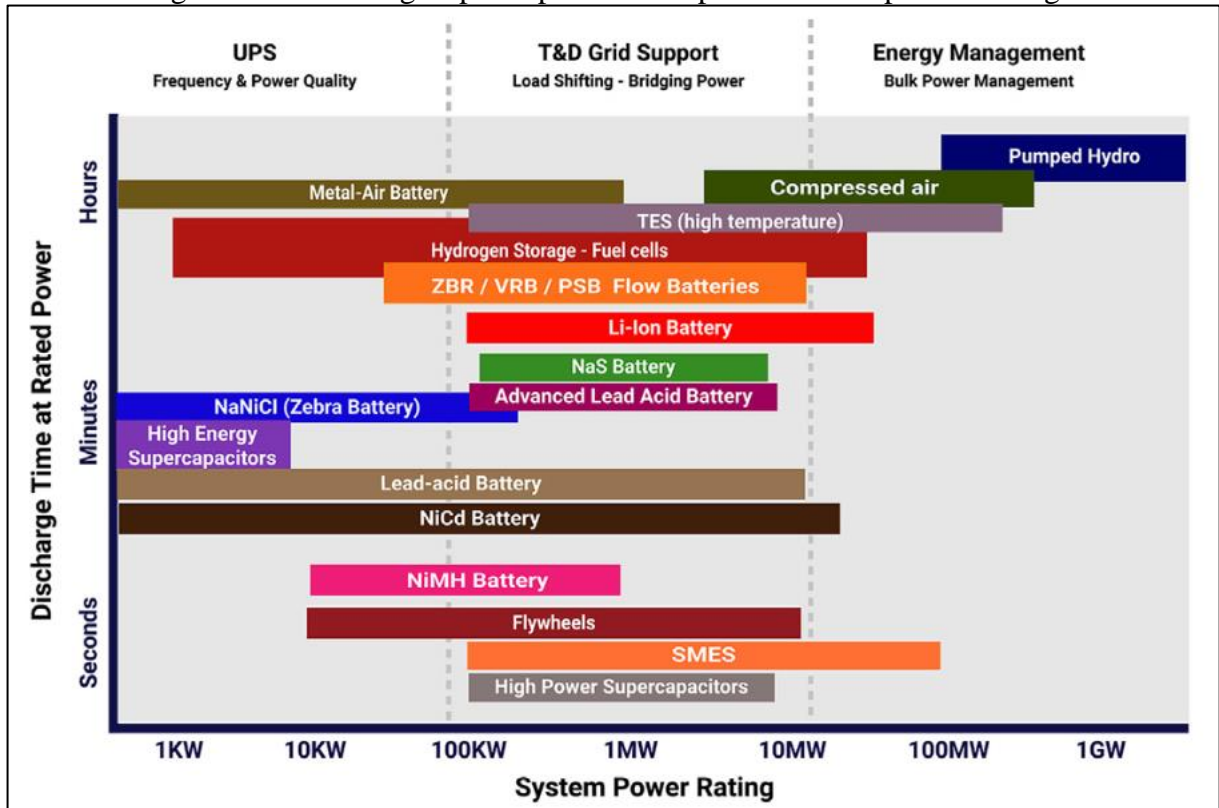
Com os dados da Figura 14 e da Figura 15, é possível montar um guia das tecnologias relacionando a capacidade de potência com o tempo de descarga (Figura 16) e para as aplicações baseando-se nas necessidades de energia, potência e tempo de descarregamento (Figura 17). Nas figuras é fácil identificar a diferença entre as diferentes tecnologias de armazenamento, associando cada uma delas com a aplicação requerida.

Figura 16 - Relação da aplicação com energia, potência e tempo de descarga



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 814).

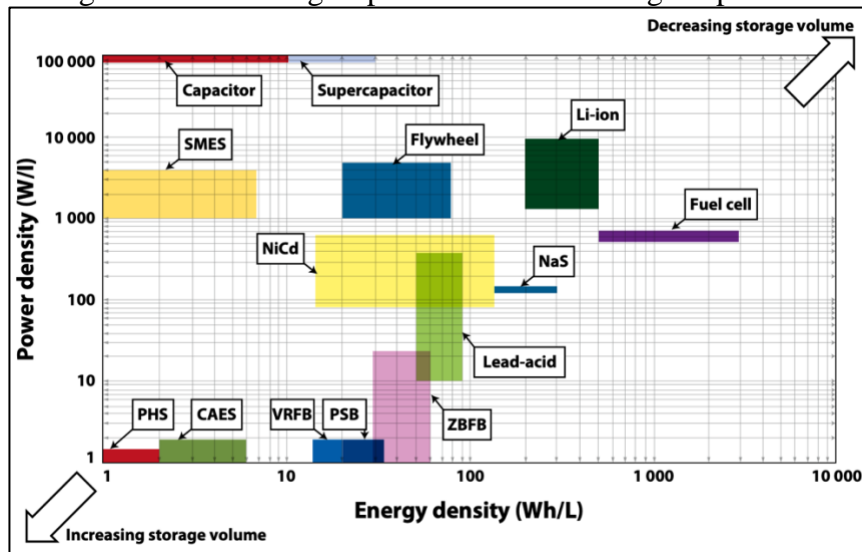
Figura 17 - Tecnologias por capacidade de potência e tempo de descarga



Fonte: (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018, p. 814).

Ainda, é interessante comparar as diferentes tecnologias quanto à sua densidade de potência e energia, características que determinam espaço físico necessário, e, portanto, limitam certas aplicações, como apresentado na Figura 18.

Figura 18 - Tecnologias por densidade de energia e potência



Fonte: (RALON, TAYLOR, *et al.*, 2017, p. 42)

As informações apresentadas mencionam a relação com “tempo de descarga” para as diferentes tecnologias. De acordo com o tempo de carga e descarga, é possível classificar as aplicações em três: curto prazo, diárias e de longo prazo. O Quadro 4 apresenta mais detalhes de cada tipo.

Quadro 4 - Classificação por tempo de carga e descarga

Duração	Descrição
Curto prazo	Carga e descarga duram menos que alguns minutos
Diário	Carga e descarga entre minutos e horas
Longo prazo	Estoca energia por períodos de dias a semanas

Fonte: (RALON, TAYLOR, *et al.*, 2017, p. 43)

3.4 COMPONENTES DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os sistemas de armazenamento de energia contêm três componentes principais: meio de armazenamento, sistema de conversão de energia (PCS, do inglês *power conversion system*) e balanço da planta, do inglês *Balance of Plant (BOP)* (IBRAHIM, BEGUENANE e MERABET, 2012).

- Meio de armazenamento: é aquele que retém a energia, variando entre as diferentes tecnologias apresentadas;

- Sistema de conversão de energia (PCS): para todas tecnologias de armazenamento, com exceção das mecânicas, é necessário converter de corrente alternada (AC) para contínua (DC) e vice-versa. Conseqüentemente, durante o carregamento, deve-se haver um retificador (AC-DC) e, durante o descarregamento, um inversor (DC-AC). A melhoria de tais sistemas é uma das fontes de desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de energia elétrica, uma vez que podem representar de 33% a 50% de todo o custo da instalação;
- BOP: são todos dispositivos que:
 - a. São usados para alojar o ESS;
 - b. Controlam o ambiente do ESS;
 - c. Providenciam a conexão elétrica entre o PCS e a rede elétrica.

“O BOP normalmente inclui interconexões elétricas, dispositivos de proteção contra sobretensão, um rack de suporte para o meio de armazenamento, o abrigo da instalação e sistemas de controle ambiental” (IBRAHIM, BEGUENANE e MERABET, 2012). Ainda, pode incluir estruturas de proteção, proteções elétricas, sistemas de segurança, sistemas de medição e monitoramento.

3.5 APLICAÇÕES DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Com as tecnologias apresentadas, e suas características comparadas, as mais comuns aplicações de sistema de armazenamento de energia são apresentadas a seguir. De acordo com Costa e Silva e Bortoni (2016), os ESS podem ser divididos em cinco grandes categorias, conforme a Figura 19.

Figura 19 - Serviços dos sistemas de armazenamento de energia

Categorias					
	Serviços de energia em massa	Serviços Auxiliares	Infraestrutura de transmissão	Infraestrutura de distribuição	Gerenciamento energético do consumidor
Serviços	Arbitragem	Arbitragem	Adiamento de atualização no sistema de transmissão	Adiamento de atualização no sistema de distribuição	Qualidade da energia
		Regulação de frequência			Confiabilidade da energia
		Reservas	Alívio em momentos de congestionamento	Suporte de tensão	Energia em varejo (Arbitragem)
	Suporte de tensão	Gestão da demanda			
Fornecimento de potência	<i>Black-start</i>				
	Rastreamento de carga				

Fonte: (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016)

Abaixo uma breve descrição de algumas destas aplicações:

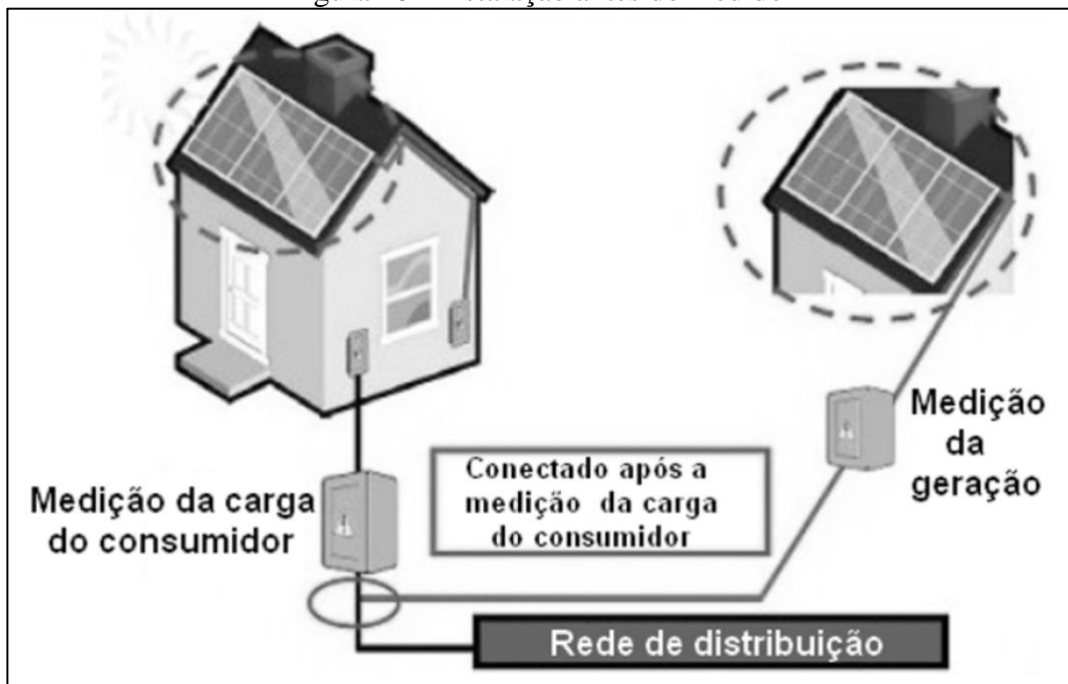
- Arbitragem: do termo inglês *time-shifting*, refere-se a armazenar energia durante os períodos de preço baixo, e usar esta energia durante períodos de preço alto (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016, p. 59);
- Reservas: conforme já mencionado em 2.1, caracteriza-se pelo uso de reservas girantes, aquelas sincronizadas à rede, e de não-girantes, complementares às girantes. São usadas para suprir energia adicional à rede em um curto intervalo de tempo e atender a mudanças não programadas de carga, garantindo a segurança na operação (Ibid., p. 10);
- Suporte de tensão: refere-se à injeção ou absorção de energia reativa para manter os níveis de tensão dentro dos padrões exigidos (ANEEL, 2001);
- Regulação de frequência: como geradores são máquinas síncronas, o desbalanceamento entre produção e consumo de energia elétrica pode causar alteração na frequência da rede, causando vários problemas, até mesmo a ruptura do sistema (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018). Assim, os sistemas de armazenamento atuam de forma a equilibrar esta balança;
- *Black-start*: em caso de uma falha na rede, o sistema de armazenamento pode atuar no processo de restauração de uma estação elétrica sem depender da rede externa (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016, p. 59);

- Alívio em momentos de congestionamento/sobrecarga: durante picos de demanda, o ESS pode descarregar sua energia, aliviando o congestionamento da rede (Ibid., p. 11);
- Gestão da demanda: do inglês *peak-shaving*, é um método utilizado para reduzir a energia consumida pela rede durante horários de ponta. A energia complementar vem do ESS, previamente carregado pela rede em horários fora ponta ou mesmo por uma fonte renovável (ARGYROU, CHRISTODOULIDES e KALOGIROU, 2018). Este método é o utilizado no

ESTUDO DE CASO, e é portanto melhor detalhado em O MÉTODO DE CORTE DE PICO;

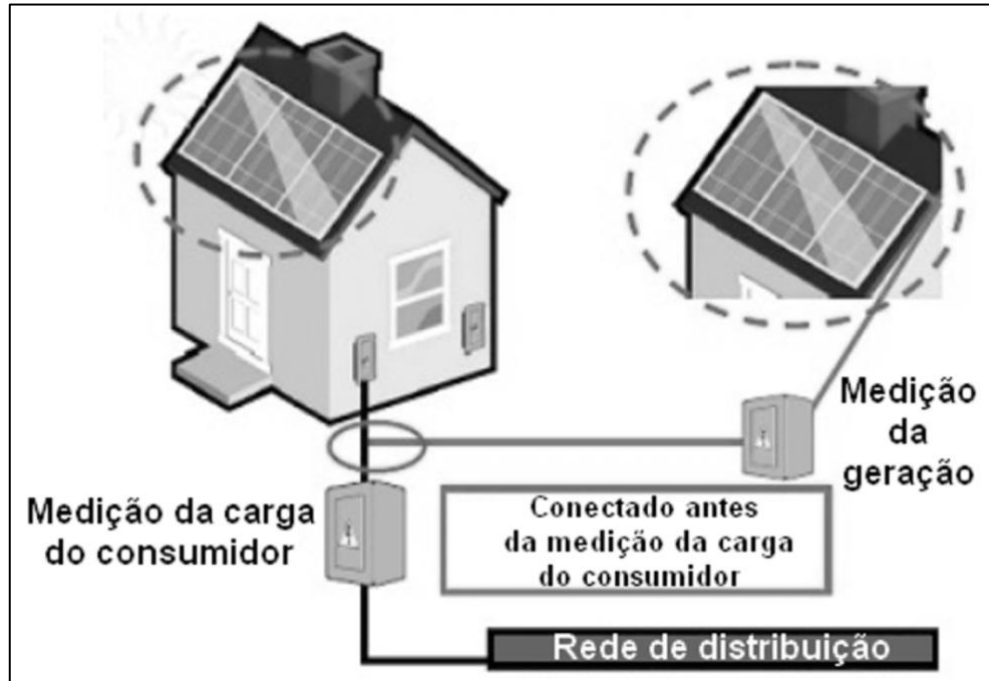
Para que os benefícios das aplicações acima sejam alcançados, é necessário que as características dos sistemas apresentados anteriormente sejam coerentes com as necessidades de cada aplicação. Para tanto, a localização do ESS na rede deve ser condizente, e há duas formas possíveis: *in front of the meter*, ou antes do medidor, e *behind-the-meter*, ou após o medidor (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016). A Figura 20 apresenta uma instalação “antes do medidor” e a Figura 21 outra, “após o medidor”.

Figura 20 - Instalação antes do medidor



Fonte: (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016)

Figura 21 - Instalação após o medidor



Fonte: (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016)

A notação abaixo, ainda, faz-se de importante relevância na análise da implementação de sistemas ESS.

É importante observar que um sistema de armazenamento de energia único pode prestar serviços em vários casos de uso, embora a viabilidade do uso do sistema em múltiplas aplicações possa ser limitada por fatores operacionais e de projeto. Por exemplo, o dimensionamento para um caso de uso particular poderia excluir a participação em outro (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016, p. 60).

Podem ser citados cinco usos principais para aplicações antes do medidor:

- Em sistemas de transmissão: “Melhorar o desempenho da rede de transmissão e apoiar a integração de geração renovável em grande escala” (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016, p. 60);
- Substituição de plantas de pico: “substituir uma instalação que funciona apenas quando a demanda por energia é muito alta” (Ibid., p. 60);
- Regulação de frequência: “Balancear a potência para manter a frequência dentro de um limite de tolerância especificada” (Ibid., p. 60);
- Serviços de distribuição: “quando localizados em subestações, para flexibilizar a capacidade e atenuar problemas de estabilidade” (Ibid., p. 60);
- Integração de sistemas fotovoltaicos: “Reduzir desafios potenciais da integração fotovoltaica ou melhorar o valor da geração de energia solar” (Ibid., p. 60).

Já para as aplicações após o medidor, também cinco usos podem ser citados:

- Em microredes: “Aumentar a estabilidade e eficiência de uma microrede, com objetivos locais específicos [...]” (Ibid., p. 60);
- Em sistemas isolados: “Apoiar a estabilidade e eficiência do sistema elétrico isolado com objetivos locais específicos [...]” (Ibid., p. 60);
- Em aplicações comerciais e industriais: “Fornecer corte de pico de demanda e redução da tarifa de demanda para aplicações comerciais ou industriais” (Ibid., p. 60). Este caso é detalhado no

APÊNDICE D – APLICAÇÃO DO BESS EM HORÁRIO DE PONTA ;

- Aplicação comercial: “Proporcionar reduções na tarifa de demanda, numa escala menor e com uma duração inferior a casos de uso comercial e industrial” (Ibid., p. 60);
- Aplicação residencial: “Projetado para fornecer energia de reserva e aumento da auto geração.” (Ibid., p. 60).

A Figura 22 e a Figura 23 apresentam uma alternativa de ESS à opção tradicional utilizada para cada uma das aplicações acima citadas, para antes do medidor, e após o medidor, respectivamente. Perceba como é possível associar esta figura com a Figura 17, onde, por exemplo, o *Flywheel* (Volante de Inércia), na Regulação de Frequência, exige uma rápida resposta devido à natureza da aplicação.

Figura 22 - Uso do ESS antes do medidor em contraste com opções tradicionais

	<i>Opções com armazenamento</i>	<i>Opções convencionais</i>
Sistema de transmissão	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco, PHS, CAES	Aprimoramento da linha de transmissão, Turbinas à gás
Substituição de <i>Plantas de ponta</i>	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco	Motor a diesel, Turbinas à gás
Regulação de frequência	Volantes de inércia, Lítio	Turbinas à gás
Serviços de distribuição	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco	Aprimoramento da linha de distribuição, Turbinas à gás
Integração PV	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco	Motor a diesel, Turbinas à gás, Alteração do perfil de geração de energia solar

Fonte: (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016)

Figura 23 - Uso do ESS após o medidor em contraste com opções tradicionais

	<i>Opções com armazenamento</i>	<i>Opções convencionais</i>
Micro redes	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco	Motor a diesel, Turbinas à gás, Alteração do perfil da carga
Sistemas isolados	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco	Motor a diesel, Turbinas à gás, Alteração do perfil da carga
Comercial e industrial	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco	Motor a diesel, Turbinas à gás, Alteração do perfil da carga, Aprimoramento do serviço da concessionária
Aplicação comercial	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio, Zinco	Motor a diesel, Alteração do perfil da carga, Aprimoramento do serviço da concessionária
Residencial	Chumbo-ácido, Sódio, Baterias de Fluxo, Íons de Lítio	Alteração do perfil da carga, Gerador de reserva

Fonte: (COSTA E SILVA e BORTONI, 2016)

3.6 BENEFÍCIOS FINANCEIROS

De acordo com Ibrahim, Beguenane e Merabet (2012), os seguintes benefícios financeiros podem ser pontuados:

- Redução de custo ou aumento da receita pela arbitragem: consiste em carregar o sistema de armazenamento durante períodos de preço baixo, para posterior venda ou uso dessa energia em preços altos;
- Custo evitado ou aumento da receita para capacidade de geração central: para locais em que o fornecimento de energia é escasso, os sistema de armazenamento podem ser usados para evitar: a) a compra e instalação de uma nova forma de geração e/ou b) “alugar” capacidade de geração no mercado atacadista de eletricidade;
- Custo evitado ou aumento da receita para serviços ancilares: uso dos serviços ancilares para suporte da operação das redes locais;
- Custo evitado ou aumento da receita para congestionamento das linhas de transmissão: o uso de ESS melhora a performance das linhas de transmissão, evitando reformas caras e complicadas;
- Redução nas cobranças de demanda: através do corte de pico usando o ESS durante períodos de alta demanda;
- Perdas financeiras relacionadas à falta de energia: quando a falta de energia em clientes comerciais ou industriais causarem perdas financeiras, a implantação do ESS evitará esses custos;
- Perdas financeiras relacionadas à qualidade da energia: quando há perdas devido à falta de qualidade da energia, seja por falha nos equipamentos ou por anomalias causadas, a utilização do ESS pode evitar esses prejuízos financeiros;
- Aumento da receita com fontes de energias renováveis: integração com essas fontes para melhor aproveitamento dos períodos de alta geração, através do estoque da energia.

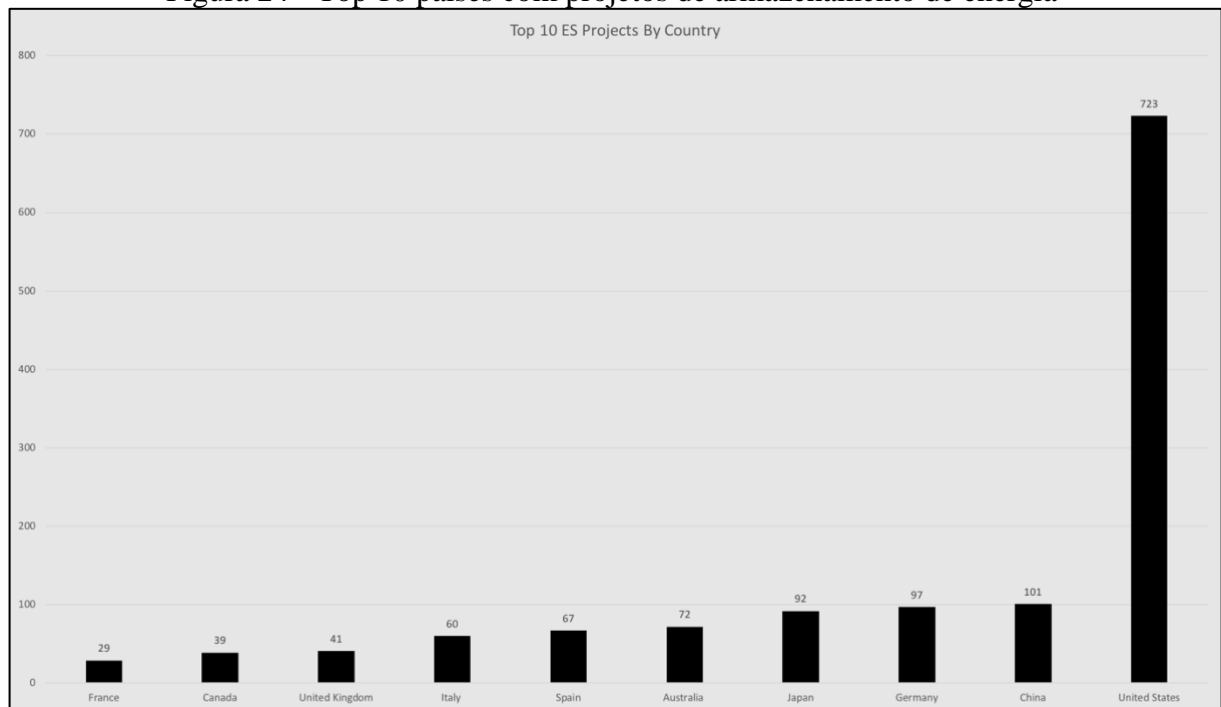
Apesar de alguns dos benefícios financeiros citados serem as próprias aplicações dos ESS, é importante que elas sejam listadas de maneira unificada.

Neste capítulo apresentou-se uma visão geral dos sistemas de armazenamento de energia através do conhecimento de suas tecnologias, aplicações, componentes que o constituem, e benefícios financeiros. Como o objetivo deste trabalho é a aplicação de um sistema de armazenamento composto de baterias de Íon-Lítio, o próximo capítulo apresentará mais detalhes dos BESS, termo que será utilizado para abreviar os sistemas de armazenamento de energia por baterias.

4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS

Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos da América, existem mais de 1600 projetos de armazenamento de energia em todo o mundo. Por países, os americanos são os que lideram o *ranking* dos top 10 que mais utilizam sistemas de armazenamento de energia, conforme Figura 24 (DOE, 2020).

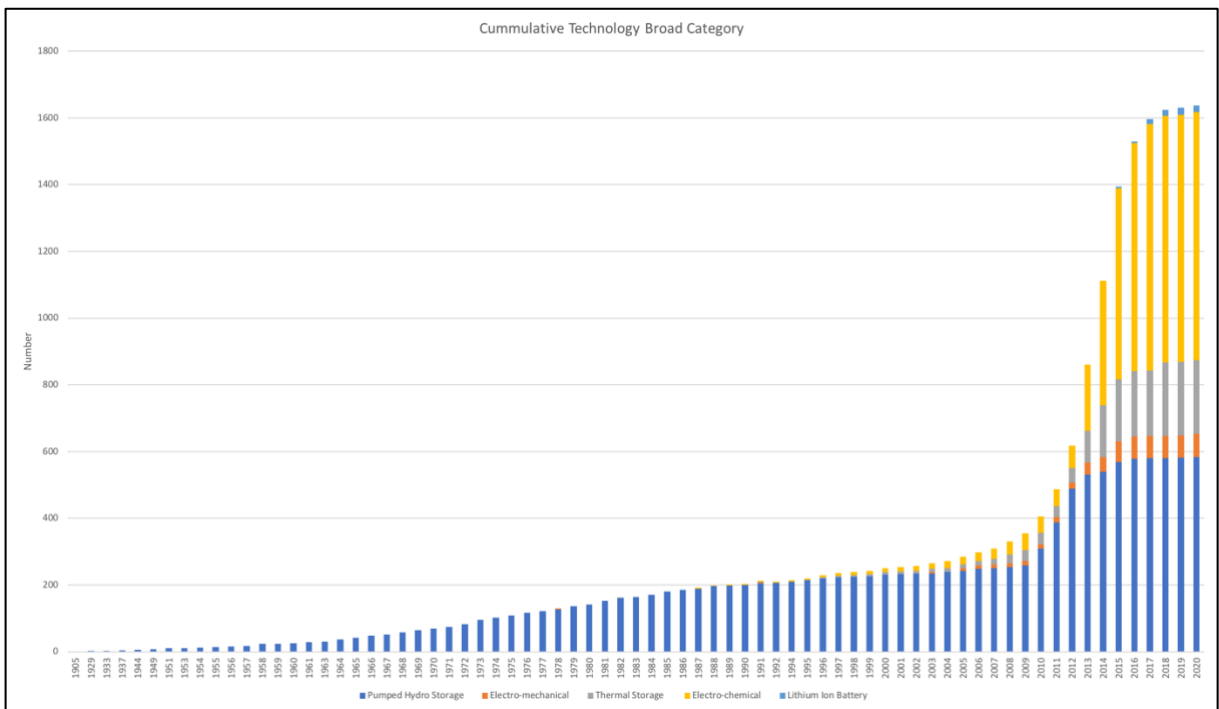
Figura 24 - Top 10 países com projetos de armazenamento de energia



Fonte: (DOE, 2020)

Em sua base de dados, pouco menos de 50 são da tecnologia de Íon-Lítio, que começam a apresentar crescimento nos últimos anos, de acordo com a Figura 25. Observa-se como as outras tecnologias de baterias ainda representam a grande maioria destes projetos, tomando o protagonismo daquela que era a tecnologia mais utilizada antigamente, a *PHS*, apresentada em 3.2.1.1 (DOE, 2020).

Figura 25 - Projetos por tecnologia no mundo



Fonte: (DOE, 2020)

No Brasil, o primeiro projeto utilizando-se um sistema de armazenamento por baterias (BESS) foi inaugurado em 2019 como parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL em parceria com a AES Tietê. Instalado na Usina Hidrelétrica de Bariri (SP), o projeto é o primeiro interligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e contou com um investimento de R\$5,4 milhões. Sua capacidade instalada é de 161kW, expansível até 1MW (PARKER BRAZIL TEAM, 2019). A Figura 26 apresenta uma foto da solução.

Figura 26 - Primeiro BESS conectado ao SIN instalado no Brasil



Fonte: (PARKER BRAZIL TEAM, 2019)

Com o objetivo de explorar o conhecimento destes sistemas de armazenamento por baterias que passam a se difundir em todo o mundo, este capítulo é o referencial teórico para o

ESTUDO DE CASO aplicado ao final deste trabalho. Para tanto, apresenta-se as definições físicas necessárias para o entendimento dos conceitos subsequentes, os componentes de um BESS, juntamente com sua operação, custos e principais fabricantes. Ao final, o método do corte de pico é detalhado.

4.1 DEFINIÇÕES FÍSICAS

Algumas definições físicas são necessárias antes do prosseguimento com o capítulo:

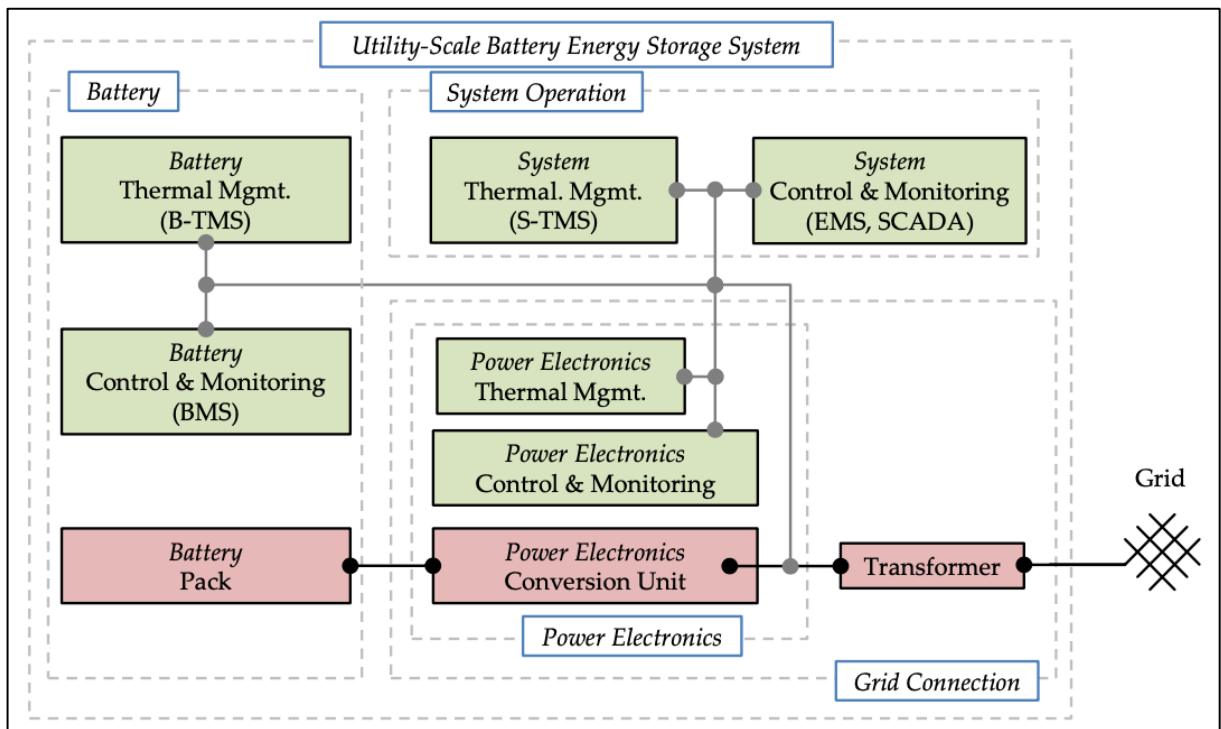
- C-Rate: taxa a qual uma bateria é carregada ou descarregada. A capacidade da bateria é normalmente estabelecida a 1C, significando que uma bateria totalmente carregada de 1Ah deve fornecer 1A por 1h. Idealmente, a mesma bateria descarregando a 0,5C deveria fornecer 500mA por 2h, e a 2C entregaria 2A por 30min. Na realidade, porém, perdas internas fazem com que a 2C não atinja os 30min a 2A, e pelo contrário ultrapasse 2h a 500mA (BATTERY UNIVERSITY, 2017);
- Eficiência: a quantidade de energia armazenada é medida em Wh ou kWh, e a eficiência é dada por $\frac{\text{energia descarregada em Wh}}{\text{energia em Wh requerida para uma recarga completa}}$ (SPIERS, 2012, p. 730);
- Capacidade: medida em Ah, a eficiência da carga é dada por $\frac{\text{Ah descarregado}}{\text{Ah necessário para uma recarga completa}}$ (Ibid., p. 730);
- Estado de saúde (*State of Health, SOH*): é a relação da capacidade atual da bateria em relação à sua capacidade inicial. Normalmente considera-se o fim da vida útil da bateria quando o SOH atinge 80% (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017, p. 7);
- Profundidade de descarga (*Depth of Discharge, DOD*) e Estado de carga (*State of charge, SOC*): DOD é a porcentagem da capacidade que foi removida da bateria totalmente carregada. Por outro lado, SOC é a porcentagem da capacidade ainda disponível da bateria. Um é complementar do outro em 100%. Esses valores são referenciados em relação à capacidade nominal. Se a bateria descarregar a correntes menores, é possível que se tenha um DOD maior que 100%, por exemplo (SPIERS, 2012, p. 731);

- Descarregamento próprio (*self-discharge*): é a perda de capacidade ao longo do tempo quando a bateria é deixada em estado de circuito aberto. Varia com a temperatura (Ibid., p. 732);
- Ciclos de vida: um ciclo é definido como um descarregamento seguido de um carregamento. O número de ciclos de vida é a quantidade de ciclos de descarregamento para um determinado valor de DOD (normalmente 80%) que uma bateria pode oferecer até que sua capacidade seja reduzida a 80% da capacidade inicial. Deve-se tomar cuidado com o valor informado por fabricantes, pois muitas vezes a taxa de descarregamento utilizada para determinar a capacidade da bateria é diferente daquele usada para determinar o número de ciclos (Ibid., p. 732).

4.2 COMPONENTES DO BESS

A Figura 27 apresenta a topologia geral de um BESS. Nesta topologia, os componentes estão divididos por suas funções, separados pelas linhas cinzas tracejadas: Bateria (*Battery*), Eletrônica de Potência (*Power Electronics*), também chamado de *Power Conversion System (PCS)*, Operação do Sistema (*System Operation*) e conexão com a rede (*Grid Connection*). Como a maioria da literatura encontra-se em inglês, o uso de palavras na língua original será muito comum ao decorrer deste trabalho, isso porque muitas vezes não existe uma tradução direta que seja tão intuitiva quanto a palavra na língua estrangeira. Nesta figura, as linhas contínuas em preto negrito representam o fluxo principal de energia do BESS, enquanto as linhas contínuas em cinza representam o fluxo de energia auxiliar.

Figura 27 - Componentes do BESS



Fonte: (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017)

A seguir, apresenta-se primeiro os principais componentes do fluxo principal de energia: as baterias e a unidade de conversão de potência (PCS). Em seguida, a operação é descrita juntamente com a função dos principais sistemas auxiliares de monitoramento.

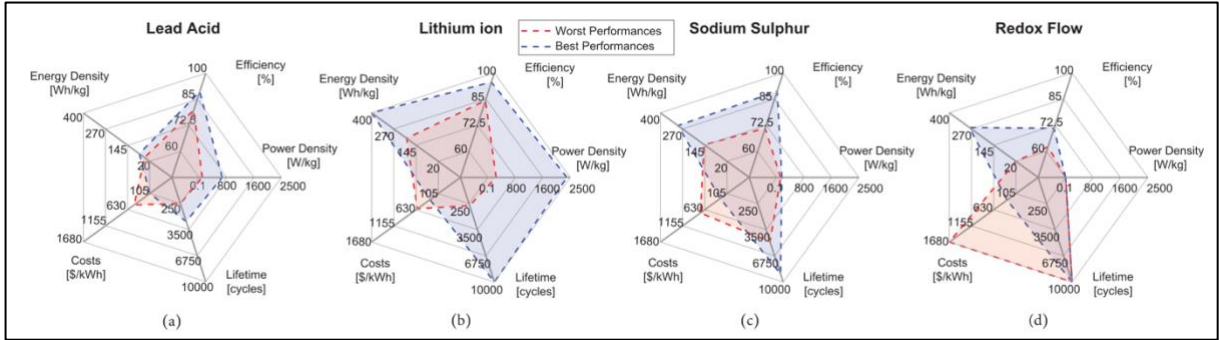
4.2.1 Baterias

Apesar de na Figura 27 a linha cinza tracejada incluir o BMS (*Battery Management System*), este será detalhado adiante, na seção que trata sobre o sistema de controle do BESS. Portanto, aqui será apresentado apenas sobre o módulo eletroquímico que estoca a energia.

Na seção 3.2.5, apresentou-se três tipos de armazenamento eletroquímico: as baterias de Íon-Lítio, as de Chumbo Ácido, e as de Fluxo. Além destas, as baterias de Enxofre de Sódio também são comumente utilizadas em aplicações de armazenamento de energia.

Ao invés de detalhar suas características químicas de maneira individual, como no capítulo passado, uma visão mais ampla é apresentada na Figura 28, de modo que suas características possam ser comparadas para a finalidade do uso em sistemas de armazenamento.

Figura 28 - Comparação das características de quatro tecnologias de baterias para a aplicação em sistemas de armazenamento

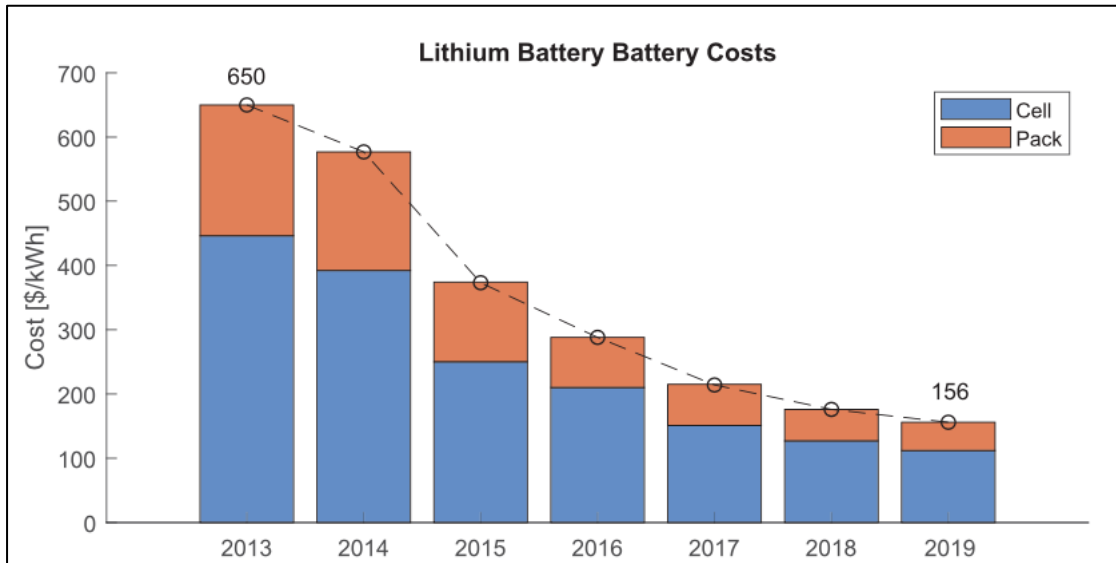


Fonte: (STECCA, ELIZONDO, *et al.*, 2020)

De acordo com a Figura 28, percebe-se que a tecnologia de Íon-Lítio é a mais promissora dentre as quatro selecionadas, comparando-se os critérios de densidade de energia, eficiência, densidade de potência e tempo de vida útil.

Entretanto, seu custo ainda é elevado, e apresenta muito potencial de redução. De acordo com a Figura 29, ocorreu uma redução de 75% em 6 anos – de 650 \$/kWh em 2013 para 156 \$/kWh em 2019. Seguindo-se esse padrão, ainda mais reduções são esperadas. Conseqüentemente, espera-se que no futuro esse tipo de tecnologia domine o setor de armazenamento de energia em seu setor (STECCA, ELIZONDO, *et al.*, 2020).

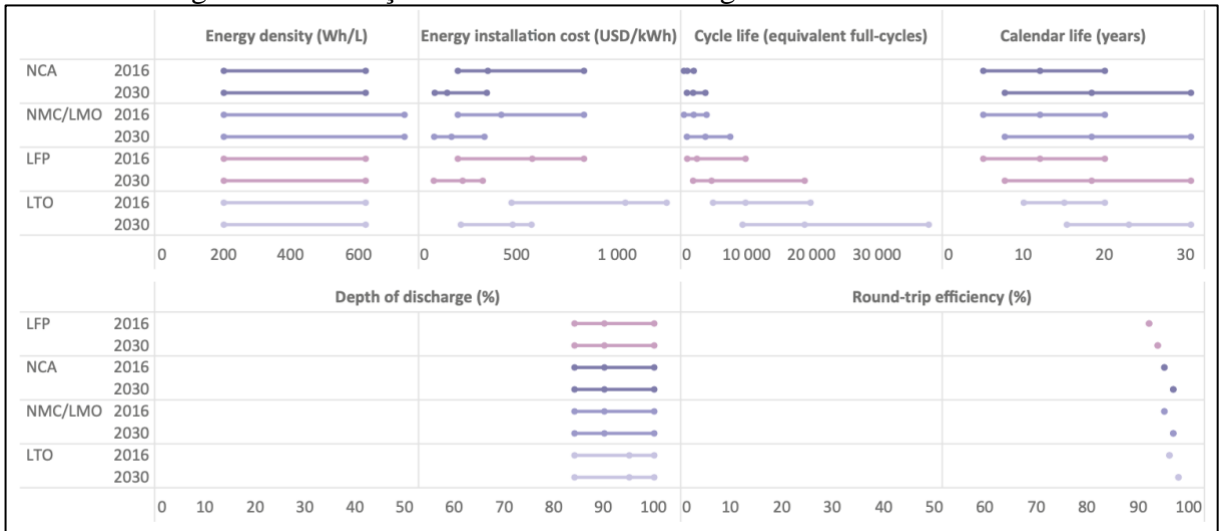
Figura 29 - Redução no custo (\$/kWh) de baterias Íon-Lítio



Fonte: (STECCA, ELIZONDO, *et al.*, 2020)

Como projeção, Ralon *et al.*, estima que entre 2016 e 2030 aconteça uma redução do custo entre 54% e 61%, como representa a Figura 30 para quatro diferentes tecnologias de Íon-Lítio: Fosfato de lítio e ferro (LFP), Lítio níquel manganês cobalto (NMC), Lítio níquel alumínio cobalto (NAC) e Titanato de Lítio (LTO).

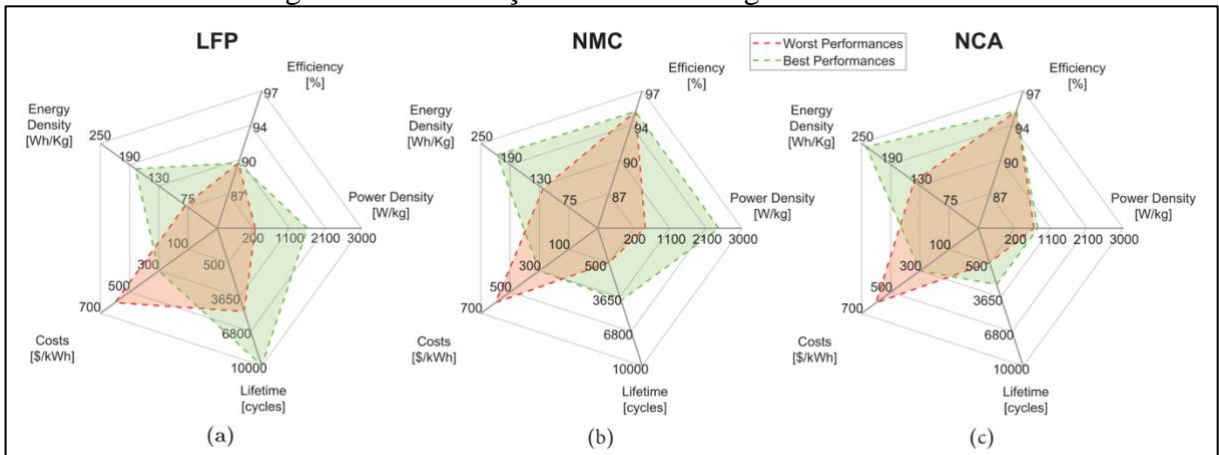
Figura 30 - Redução nos custos das tecnologias de Íon-Lítio até 2030



Fonte: (RALON, TAYLOR, *et al.*, 2017)

Dentre as quatro tecnologias citadas, três delas são comparadas na Figura 31.

Figura 31 - Diferença entre as tecnologias de Íon-Lítio



Fonte: (STECCA, ELIZONDO, *et al.*, 2020)

Apesar de a tecnologia NCA possuir maior densidade de energia relativa às outras, a tecnologia NMC apresenta o maior equilíbrio entre as diferentes características, e é, portanto, considerada a melhor para as mais diversas aplicações. A Figura 32 complementa a análise para outras tecnologias, apresentando vantagens e desvantagens entre elas – em inglês.

Figura 32 - Vantagens e desvantagens entre diferentes tecnologias de baterias Íon-Lítio

	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Key active material	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	$LiNi_xMn_yCo_{1-x-y}O_2$	$LiMn_2O_4$ (spinel)	$LiNiCoAlO_2$	$LiFePO_4$	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	$Li_4Ti_5O_{12}$
Safety					
Power density					
Energy density					
Cell costs advantage					
Lifetime					
BES system performance					
Advantages	-good properties combination -can be tailored for high power or high energy -stable thermal profile -can operate at high voltages	-low cost due to manganese abundance -very good thermal stability -very good power capability	-very good energy and good power capability -good cycle life in newer systems -long storage calendar life	-very good thermal stability -very good cycle life -very good power capability -low costs	-very good thermal stability -long cycle lifetime -high rate discharge capability -no solid electrolyte interphase issues
Disadvantages	-patent issues in some countries	-moderate cycle life insufficient for some applications -low energy performance	-moderate charged state thermal stability which can reduce safety -capacity can fade at temperature 40-70°C	-lower energy density due to lower cell voltage	-high cost of titanium -reduced cell voltage -low energy density

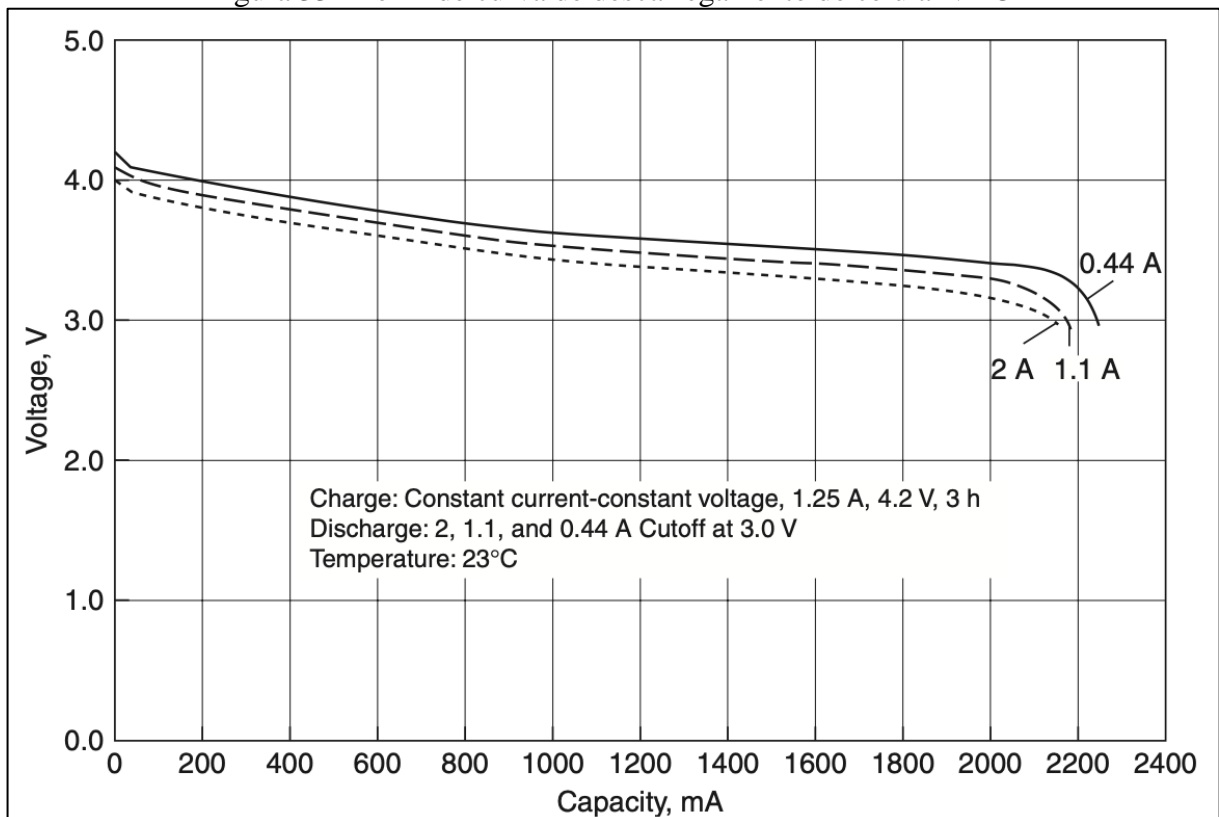
Fonte: (RALON, TAYLOR, *et al.*, 2017)

4.2.1.1 Performance de células comerciais

A performance comercial de células de Íon-Lítio da tecnologia NMC podem ser medidas através de três métricas: a variação da capacidade da célula ao descarregar-se a mesma com diferentes *C-Rates* (ou seja, diferentes correntes), a variação da sua capacidade em função da temperatura, e o número de ciclos *versus* capacidade. É importante salientar, entretanto, que as células podem ser classificadas em dois tipos: de energia, e de potência. Em geral, suas características são muito similares, com a diferença que células de potência são dimensionadas para descarregar em valores de 30C até 100C, dependendo do método de descarga, enquanto as de energia atuam na faixa de 2-3C (DAHN e EHRLICH, 2010).

A Figura 33 apresenta a primeira métrica. O teste é realizado na célula E-One Moli Energy IHR18650B, com temperatura fixa de 23°C e correntes de 0,44A (0,2C), 1,1A (quase 1C) e 2A (2C). A célula é carregada com correntes e tensão constante de 1,25A e 4,2V, respectivamente, por 3h. A célula proporciona 2250mAh à 0,2C e 2150mAh à 2C.

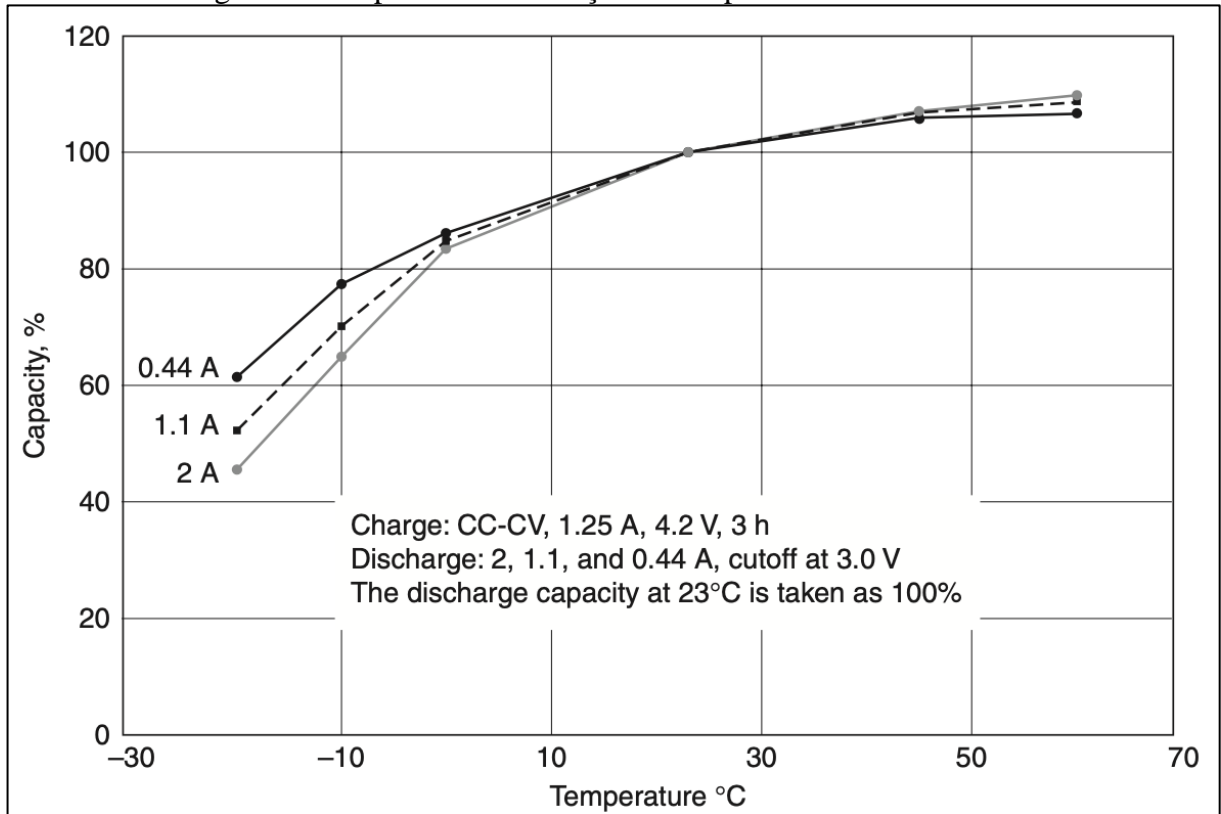
Figura 33 - Perfil de curva de descarregamento de célula NMC



Fonte: (DAHN e EHRLICH, 2010)

A segunda métrica, na Figura 34, considera as mesmas condições de carregamento na mesma célula. A capacidade de descarga em 23°C é tomada como referência (100%). As mesmas correntes são aplicadas. Como resultado, ela pode entregar 50% da capacidade a uma corrente de descarga de 2A à -20°C.

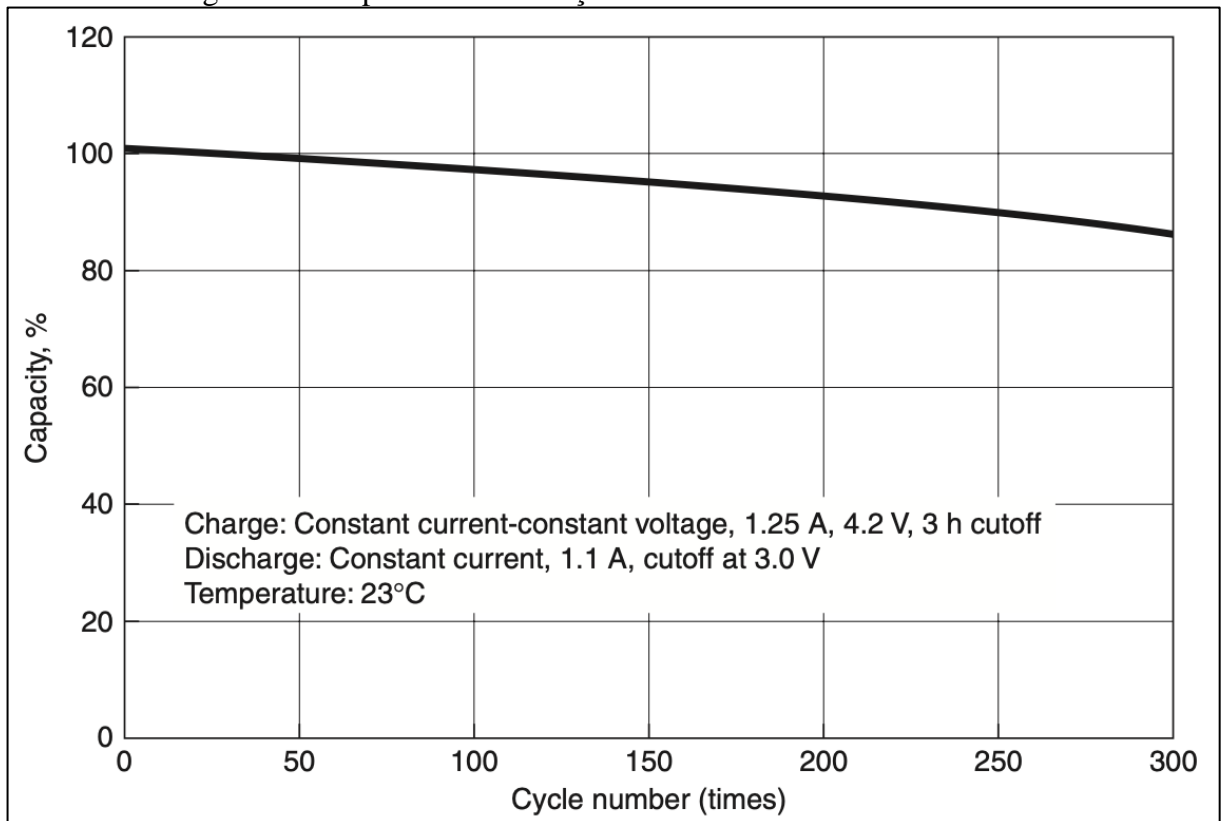
Figura 34 - Capacidade em função da temperatura de célula NMC



Fonte: (DAHN e EHRLICH, 2010)

Por fim, o número de ciclos de vida foi testado sob 23°C, com corrente de descarga de 1,1A. A célula fornece 87% da capacidade após 300 ciclos (Figura 35).

Figura 35 - Capacidade em função de ciclos de vida de célula NMC



Fonte: (DAHN e EHRlich, 2010)

Em Dahn e Ehrlich (2010), estes testes são datados para o final do ano de 2019, e, portanto, muitas evoluções já são notáveis, principalmente no número de ciclos de vida, que a literatura aponta para valores acima de 3000 no ano de 2020 (considerando as condições do teste).

4.2.1.2 Degradação

Degradação é o processo irreversível causado por reações presentes em todos dispositivos eletroquímicos. Pode resultar em mudanças significativas dos valores de capacidade e resistência ao longo do tempo, e por isso levá-lo em consideração tanto nas fases de projeto e de operação de um BESS é de fundamental importância, afetando de forma significativa os custos de manutenção e de reposição, principalmente em aplicações de longa duração e alta demanda. Monitora-se o Estado de Saúde (*State of Health – SOH*) das baterias de forma a quantificar a evolução tanto da degradação da capacidade quanto do aumento da resistência interna. Para isso, aplica-se a equação 13. Normalmente, um $SOH = 0,8$ é aplicado

para momentos de substituição das baterias, porém dependendo da aplicação considera-se ainda menos (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017, p. 7).

$$SOH(t) = C_{meas}^0 / C_{nom}^0 \quad (13)$$

Para analisar como a degradação atua ao longo do tempo no BESS, diferentes modelos são aplicados. A Tabela 1 apresenta três destes modelos.

Tabela 1 - Modelagem da degradação aplicável em células de baterias

Modelo	Pontos positivos	Desafios
Físico-químico	Alta precisão Entendimento dos mecanismos internos	Alto esforço computacional Desafios de parametrização
Empírico e semi-empírico	Acurácia aceitável Baixo esforço computacional	<i>Insights</i> limitados à degradação interna da célula
Analítico e <i>data-driven</i>	Modelos ao nível do <i>pack</i>	Grande quantidade de dados é necessária Nenhum entendimento físico

Fonte: (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017)

Apesar de o modelo físico-químico fornecer um maior número de *insights* quanto à degradação ao nível intracelular, sua parametrização para a aplicação em modelos de armazenamento como um todo mantém-se um grande desafio. Por outro lado, quando se aplica *data driven models* (modelos baseados puramente na catalogação de dados), perde-se detalhes a nível celular, que se acredita serem importantes na determinação do BESS. Entre os dois, modelos empíricos e semi-empíricos utilizam de Modelos de Circuito Equivalentes que buscam simular os parâmetros necessários (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017, p. 7).

Ainda, segundo o mesmo autor, uma forma viável de analisar a degradação das células é através do princípio da superposição. Assim, duas formas diferentes de degradação são estudadas de maneira independente e, somadas, fornecem informações para a modelagem. São elas: degradação temporal (*calendric fade*) e degradação cíclica (*cyclic fade*).

$$C_{tot}^{fade} \approx C_{calendric}^{fade} + C_{cyclic}^{fade} \quad (14)$$

A degradação **temporal** (*calendric fade*) é a degradação da bateria em seu estado de repouso. Segundo Hesse e Schimpe (2017), ela é altamente dependente da temperatura, e pode ser determinada pela lei de *Arrhenius*¹.

Já a degradação **cíclica** provém dos parâmetros de uso da bateria. Apesar de ser uma área que ainda requer muita atenção, os seguintes parâmetros afetam esta degradação: ciclos de carga e descarga – *Depth of Discharge (DOD)* - e Estado de Carga (SOC) são conhecidos por ter um forte impacto por induzir a dissolução de material; a irreversível deposição metálica das placas de Lítio são afetadas em baixas ou altas temperaturas; por último, cargas e descargas com altas correntes podem agravar ainda mais esse tipo de degradação (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017, p. 9).

Ainda, de acordo com a mesma referência, de forma a balancear os dois tipos de degradação – temporal e cíclica – sugere-se que sejam mantidas temperaturas entre 10-30°C para aplicações estacionárias, sempre explicitando que a condição ideal, porém, depende tanto da tecnologia da célula como da aplicação escolhida (Ibid., p. 10).

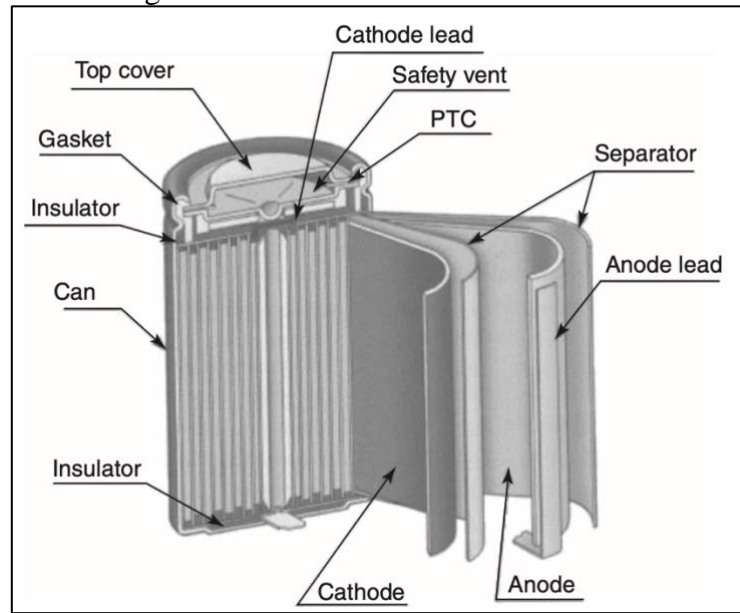
4.2.1.3 Construção

As células de Íon-Lítio são produzidas nos formatos cilíndricos, prismáticos e “polímeros” por mais de 100 fabricantes mundo afora. Dependendo da sua forma, diferentes configurações de associações são empregadas. Após sua construção, os fabricantes aplicam os primeiros ciclos de carga, e posteriormente permanecem sob monitoramento de tensão de circuito aberto. Aquelas que apresentarem uma queda de tensão de consumo próprio maior que o estabelecido como padrão, é removida (DAHN e EHRLICH, 2010).

A Figura 36, Figura 37 e Figura 38 apresentam os três tipos construtivos das células utilizadas comercialmente. Dentre os três tipos apresentados, aquela que apresenta maior penetração comercial é a da Figura 38 pelo fato de ser mais facilmente modulada em *packs*.

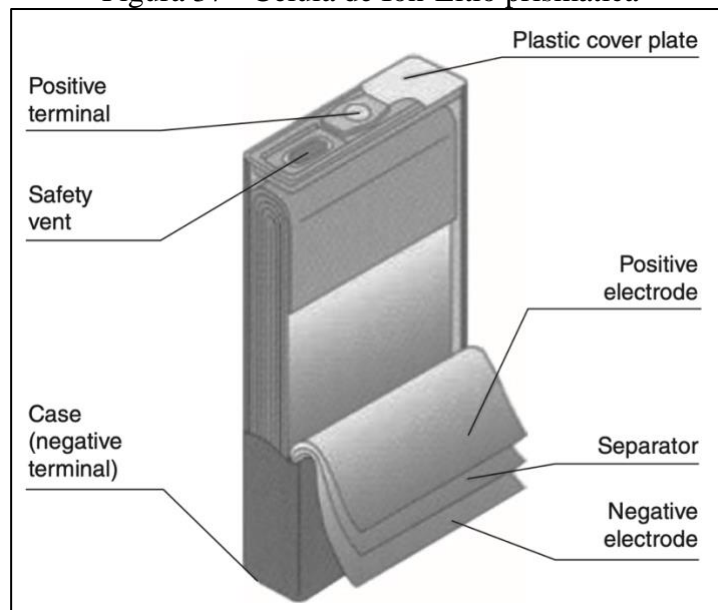
¹ Mais informações disponíveis em (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017).

Figura 36 - Célula de Íon-Lítio cilíndrica



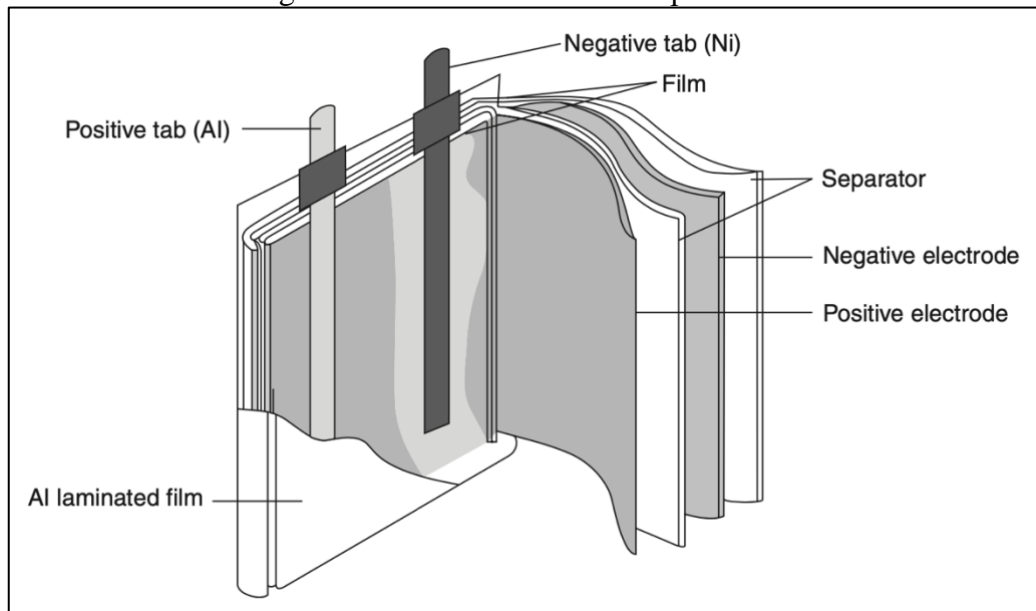
Fonte: (DAHN e EHRLICH, 2010)

Figura 37 - Célula de Íon-Lítio prismática



Fonte: (DAHN e EHRLICH, 2010)

Figura 38 - Célula de Íon-Lítio “polímera”

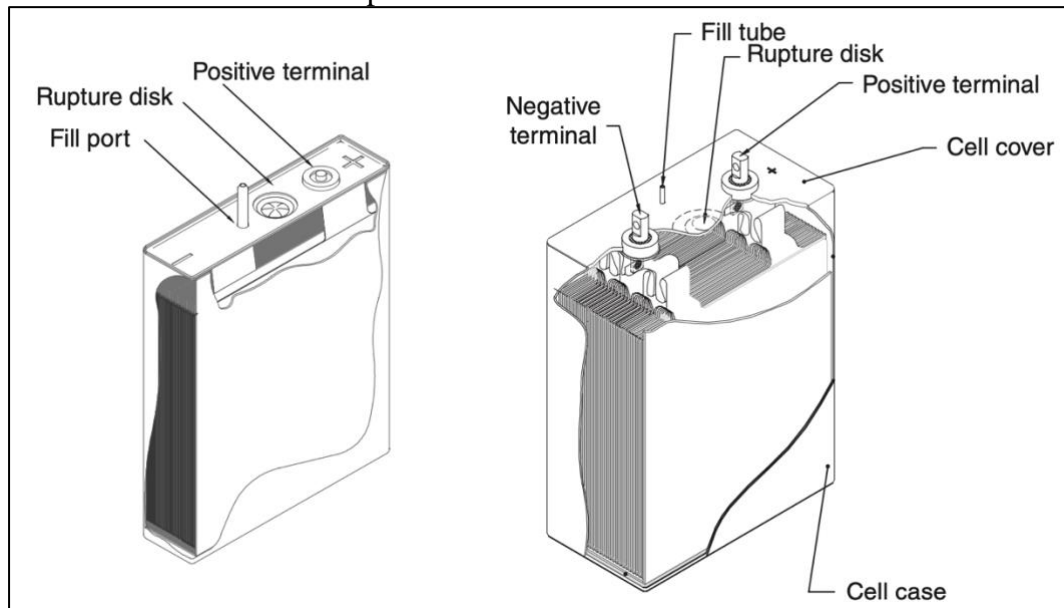


Fonte: (DAHN e EHRLICH, 2010)

As células individuais são emolduradas dentro de um *case* – normalmente de alumínio, aço niquelado ou aço inoxidável – e seus terminais conectados de forma a criar a passagem elétrica. Entre eles, usa-se algum tipo de isolante. No exterior, normalmente encontra-se um terminal positivo, negativo, um disco de ruptura e uma porta de preenchimento (DAHN e EHRLICH, 2010).

Essas interconexões são necessárias para criar-se os módulos e *packs* utilizados em aplicações de armazenamento de energia. Enquanto conexões séries somam a tensão ao grupo de células, as conexões em paralelo determinam a capacidade do banco. Em geral, cada módulo é determinado por uma tensão menor ou igual a 60V. Estes módulos podem então ser conectados em série-paralelo para se atingir a necessidade da aplicação (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017). Este descritivo é apresentado na Figura 39.

Figura 39 - Visão esquemática mostrando a parte superior e os eletrodos de células prismáticas em um módulo

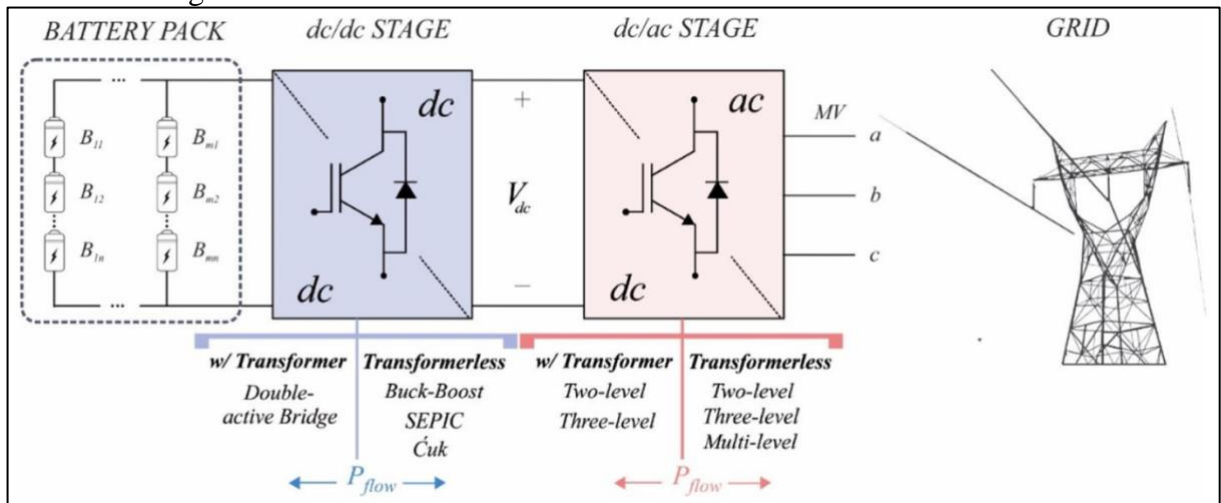


Fonte: (DAHN e EHRLICH, 2010)

4.2.2 PCS – Sistema de Conversão de Energia

Como a tensão nominal das células de bateria da tecnologia Íon-Lítio situam-se entre 3V e 4V, conectam-se várias destas células em série para atingir uma tensão elevada e compatível com as aplicações usuais em sistemas de armazenamento. Em diversas aplicações, essa tensão contínua (DC) é, normalmente, 600V, a qual é convertida em alternada (AC) através de um inversor, possibilitando a conexão com a rede elétrica. Essa conversão é referida como AC-DC. Pode-se também incluir um estágio de conversão DC-DC, possibilitando conectar-se menos células em série – uma vez que esse estágio pode aumentar a tensão – e aumentando o grau de liberdade de controle do SOC das baterias. A estrutura geral mencionada é apresentada na Figura 40, e pode ser dividida em: baseada em transformadores, e sem transformadores (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019, p. 1).

Figura 40 - Estrutura convencional do BESS conectado à rede elétrica



Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

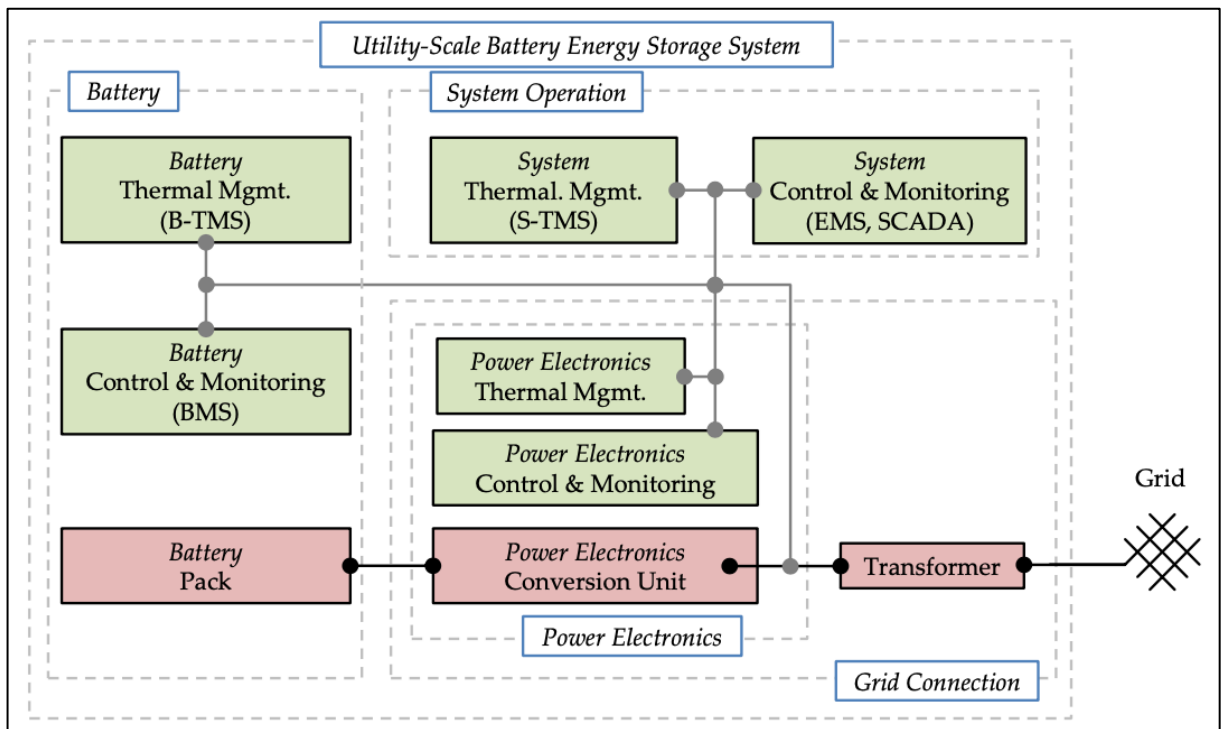
Como o objetivo geral deste trabalho não é a apresentação detalhada dos mais diversos tipos de conversores existentes, o conteúdo apresentado na Figura 40 é suficientemente relevante para o escopo principal deste trabalho. Maiores detalhes são apresentados no

APÊNDICE A – TOPOLOGIA DE TRANSFORMADORES.

4.3 OPERAÇÃO

Os sistemas necessários para a operação do sistema são descritos a seguir. Por conveniência, a Figura 27 é replicada. As definições são referenciadas de Hesse et al. (2017).

Figura 41 - Componentes do BESS



Fonte: (HESSE, SCHIMPE, *et al.*, 2017)

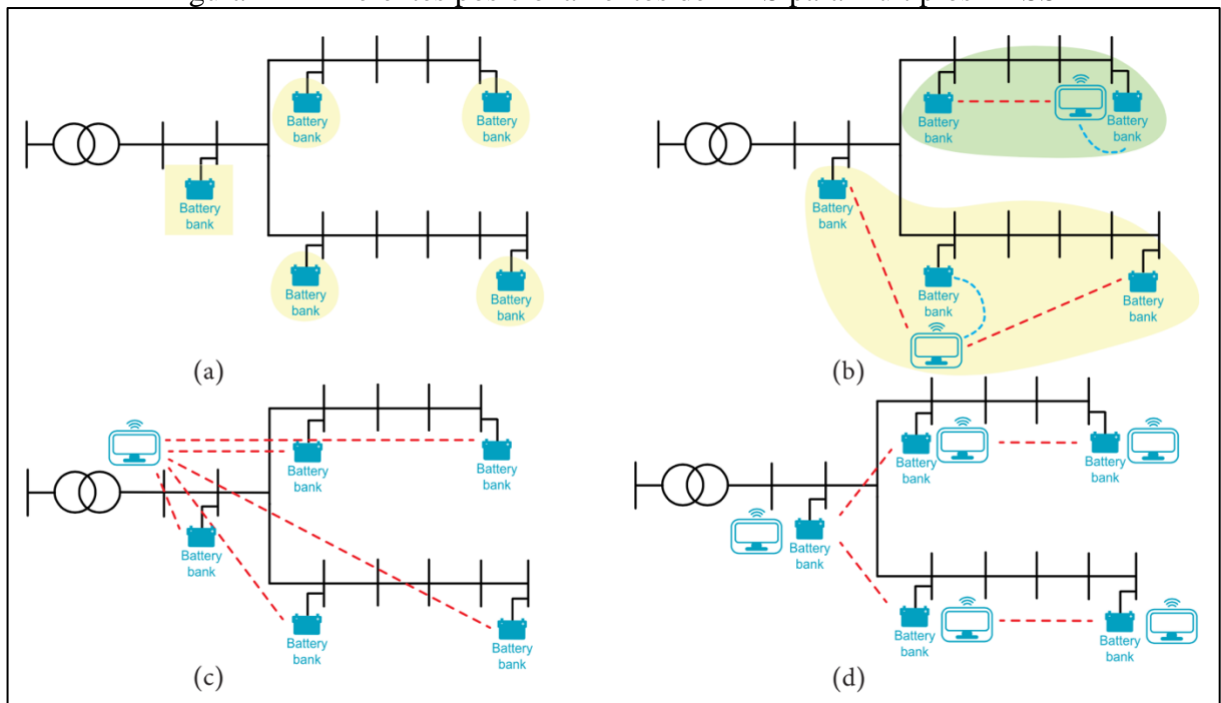
- Controle e monitoramento do sistema (*System control & monitoring*): é o controle geral do sistema, composto pelo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), responsável pela aquisição e controle de dados externos, e pode incluir unidades de alarme e incêndio para proteção, além do EMS (*Energy Management System*), o qual é responsável pelo controle, monitoramento e distribuição do fluxo de potência;
- Monitoramento térmico do sistema (*System Thermal Management*): abreviado por S-TMS, garante segurança e confiabilidade térmica a todos componentes do sistema. Como os BESS podem ser instalados em locais com diferentes condições climáticas, seus requerimentos entre diferentes sistemas podem variar. Usualmente é utilizado ao longo de todo ano, e se não for bem planejado, pode impactar severamente no consumo de energia do sistema. A maioria dos sistemas utiliza ar-condicionado para garantir o controle de temperatura;
- Sistema de monitoramento das baterias (*Battery Management System*): o BMS é responsável pela proteção das células de bateria em termos de tensão, temperatura e corrente. Para cada uma das células, valores estimados de SOC e SOH são derivados e entregues ao EMS, que usa tais informações como parâmetros de

decisão para o controle e execução das estratégias operacionais da lógica do sistema;

- Monitoramento térmico das baterias (*Battery Thermal Management*): como a degradação e a operação das células é altamente dependente da temperatura, o módulo B-TMS é necessário para garantir a segurança e longevidade das baterias atuando através do controle da temperatura absoluta das células e relativas ao *pack*. Da mesma forma, estes dados servem de *input* ao S-TMS como parâmetros de decisão da melhor operação.

Quando múltiplos BESS são utilizados para diversas funções, os sistemas de monitoramento podem ser classificados em quatro tipos: locais, descentralizados, centralizados e distribuídos. A Figura 42 ilustra graficamente. No primeiro, cada BESS é equipado com um EMS que utiliza medições locais, no segundo, pode haver um “supervisor” monitorando parte da rede, ou toda ela, como no centralizado, enquanto que na última opção cada EMS comunica-se com o vizinho (STECCA, ELIZONDO, *et al.*, 2020, p. 57).

Figura 42 - Diferentes posicionamentos de EMS para múltiplos BESS

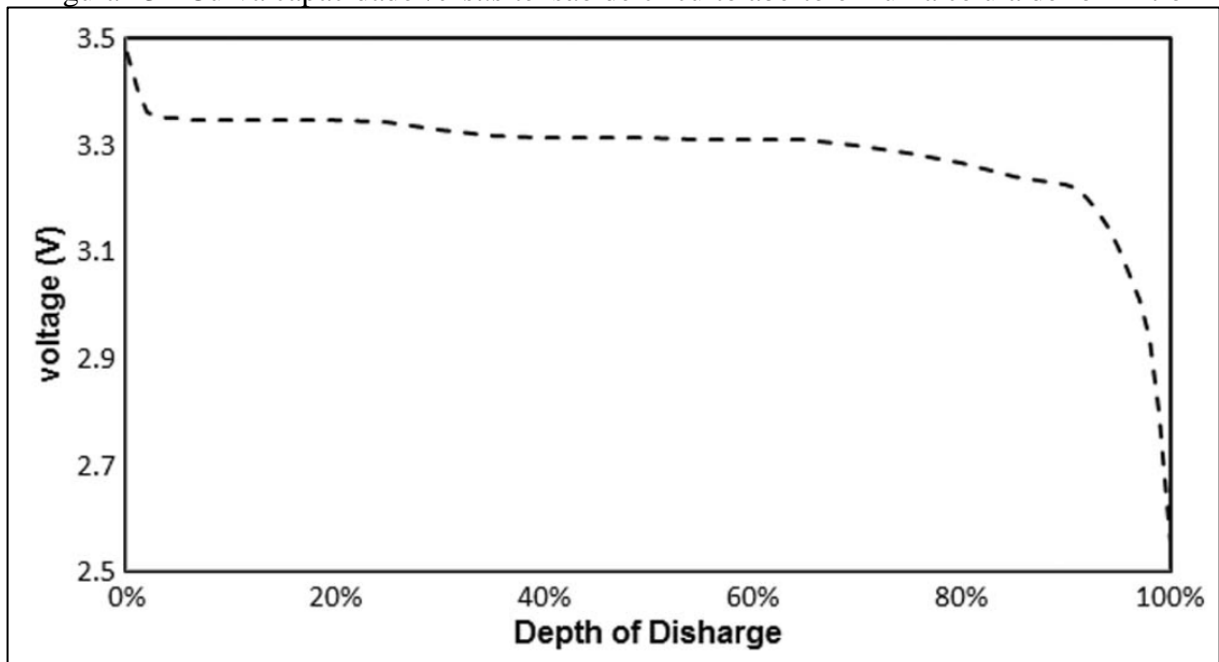


Fonte: (STECCA, ELIZONDO, *et al.*, 2020)

4.3.1 Dificuldade em monitorar o SOC e SOH

O BMS monitora a corrente, tensão e temperatura das células para estimar o SOC e SOH e ajudar o EMS a tomar decisões que afetam a performance e tempo de vida útil das baterias. Infelizmente, não se pode determinar o SOC através de Lei de *Coulomb* (monitorando o fluxo de carga que entra e sai da célula) por não haver medidores de corrente tão precisos. Muitos BMS monitoram o SOC através da medição da tensão de circuito aberto da célula. Para isso, modelos complexos relacionando essa tensão com o SOC devem ser criados. Esse método é arriscado pelo fato de a bateria degradar-se quimicamente e perder capacidade, levando a sobrecargas ou descargas além do limite de segurança. A Figura 43 apresenta uma curva de capacidade *versus* tensão de uma célula de Íon-Lítio. Por mais que sua característica horizontal permite uma entrega de potência constante para diferentes SOC, isso também torna mais difícil sua estimativa (LAWDER, SUTHAR, *et al.*, 2014, p. 4).

Figura 43 - Curva capacidade *versus* tensão de circuito aberto em uma célula de Íon-Lítio

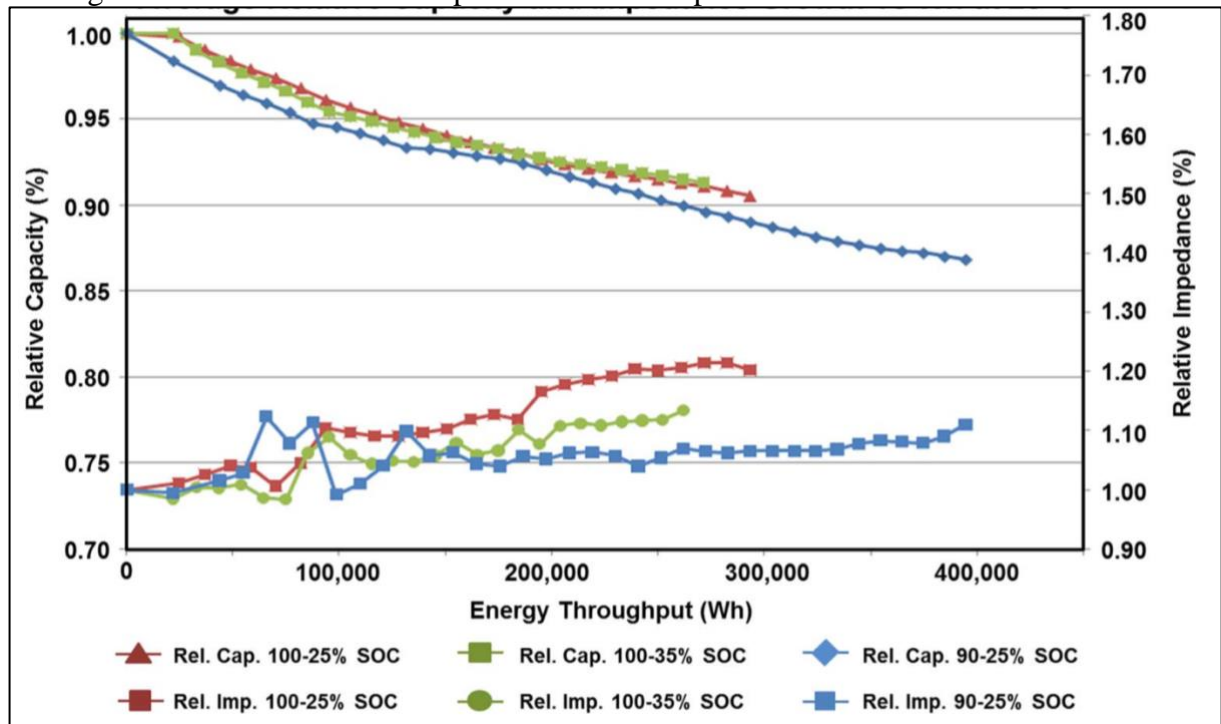


Fonte: (LAWDER, SUTHAR, *et al.*, 2014)

Além do SOC, o SOH também é uma característica difícil de ser medida. O método mais comum é através da medição da resistência interna equivalente, que em geral cresce com a perda da capacidade. Entretanto, algumas tecnologias não apresentam um padrão de forma a se ter confiabilidade em tal método, conforme ilustrado na Figura 44. Outra maneira, e efetiva

tanto pela confiabilidade tanto por aplicar-se a qualquer tipo de bateria, é realizar um ciclo completo de carga e descarga sob condições de controle e medindo-se a capacidade efetiva. O lado negativo de tal método é a necessidade de remover o BESS de sua aplicação durante o período do teste (LAWDER, SUTHAR, *et al.*, 2014, p. 6).

Figura 44 - Crescimento da impedância *versus* capacidade em uma célula de Íon-Lítio



Fonte: (LAWDER, SUTHAR, *et al.*, 2014)

4.4 CUSTOS ENVOLVIDOS

A avaliação de sistemas de armazenamento de energia elétrica com relação aos seus custos, eficiência e benefícios é de grande dificuldade por todos esses parâmetros estarem interligados uns aos outros. Os **benefícios** dependem de **quanto** o sistema será usado, que por sua vez afetam os **custos** daquele sistema. Também, a **eficiência** do ESS depende de **como** será usado para determinada aplicação usando-se alguma tecnologia. Por fim, os **custos** dependerão do investimento inicial, de como o sistema será usado e **mantido** ao longo de sua vida útil (HOFF e LIN, 2016).

Esta seção busca apresentar os custos gerais envolvidos na implementação de um sistema de armazenamento – focado em baterias – bem como apresentar uma métrica para poder comparar diferentes tecnologias.

4.4.1 Parâmetros envolvidos nos custos

De acordo com Zakeri e Syri (2014), os custos envolvidos em um sistema de armazenamento podem ser divididos em dois: custos capitais totais (TCC – *total capital costs*) e custos de vida totais (LCC – *life cycle costs*).

4.4.1.1 TCC – Custos capitais totais

Os custos capitais totais (TCC) compreendem todos os custos relacionados à compra, instalação, e entrega do sistema de armazenamento, incluindo os custos com o sistema de conversão (PCS), custos com a unidade de armazenamento e custos dos demais componentes necessários para a operação (chamados de *Balance of Plant costs*, BOP). A porção dos custos relacionada ao sistema de conversão é definida com a unidade “dinheiro”/kW, enquanto a porção de armazenamento como “dinheiro”/kWh. Os custos dos demais componentes, BOP, podem ser definidos em termos de kWh ou kW, dependendo da tecnologia a ser utilizada. Utiliza-se “dinheiro” pois é possível encontrar diversas moedas como referência nas literaturas (ZAKERI e SYRI, 2014, p. 572).

A Tabela 2 resume os principais itens dos custos capitais.

Tabela 2 - Principais itens dos custos capitais totais

Grupo do custo	Descrição do custo	Exemplo
Sistema de conversão (PCS)	Interconexão de potência, cabeamento e bombeamento	Conversores, retificadores, turbinas, bombas (PHS)
Armazenamento	Embarcações de contenção, construção e escavação	Banco de baterias, tanques, reservatórios
Balance of Plant	Projeto de engenharia, conexão com a rede elétrica, integração do sistema, sistemas de proteção, terreno e fundação, sistemas de controle e monitoramento, custos de envio	Chaves seccionadoras, bombas de vácuo, freios, fusíveis, ar condicionados, controle de frequência e tensão, etc

Fonte: (ZAKERI e SYRI, 2014)

4.4.1.2 LCC – Custos de vida totais

Os custos de vida totais, como o próprio nome sugere, contem todos os custos referentes à operação e manutenção do sistema de armazenamento. Em geral, esses custos são descritos em: custos de manutenção e operação fixos (O&M – fixos), custos de manutenção e operação variáveis (O&M – variáveis), custos de reposição e reciclagem. Todos esses custos são somados aos custos capitais totais (ZAKERI e SYRI, 2014, p. 573).

4.4.1.3 Comparando os custos entre diferentes tecnologias e aplicações

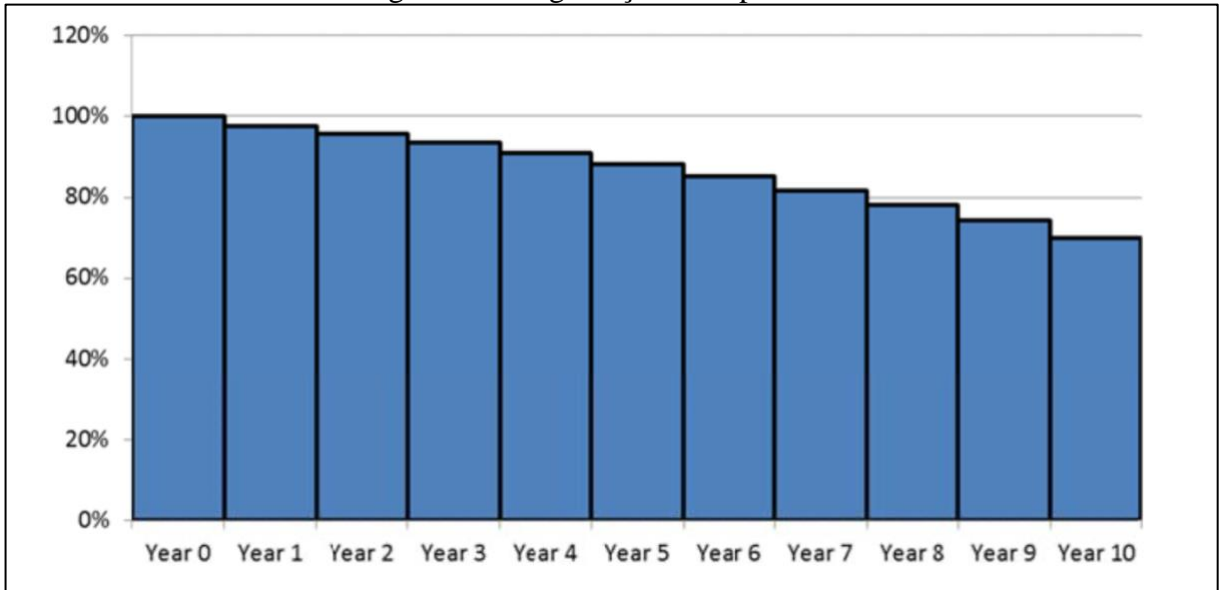
Os dois tipos gerais de custos recém citados – TCC e LCC – são utilizados para comparar o custo total entre diferentes tecnologias para uma mesma aplicação e diferentes aplicações para uma mesma tecnologia considerando as peculiaridades de cada sistema de armazenamento. Para tanto, Hoff e Lin (2016) apresentam a seguinte equação, onde LCOS vem do inglês *Levelized Cost of Storage*:

$$LCOS = \frac{TCC + LCC}{\text{Lifetime utilization factor}}$$

O denominador, descrito em inglês, consiste de três elementos: capacidade do sistema de armazenamento, eficiência e tempo de utilização, e é calculado pela soma do produto destes

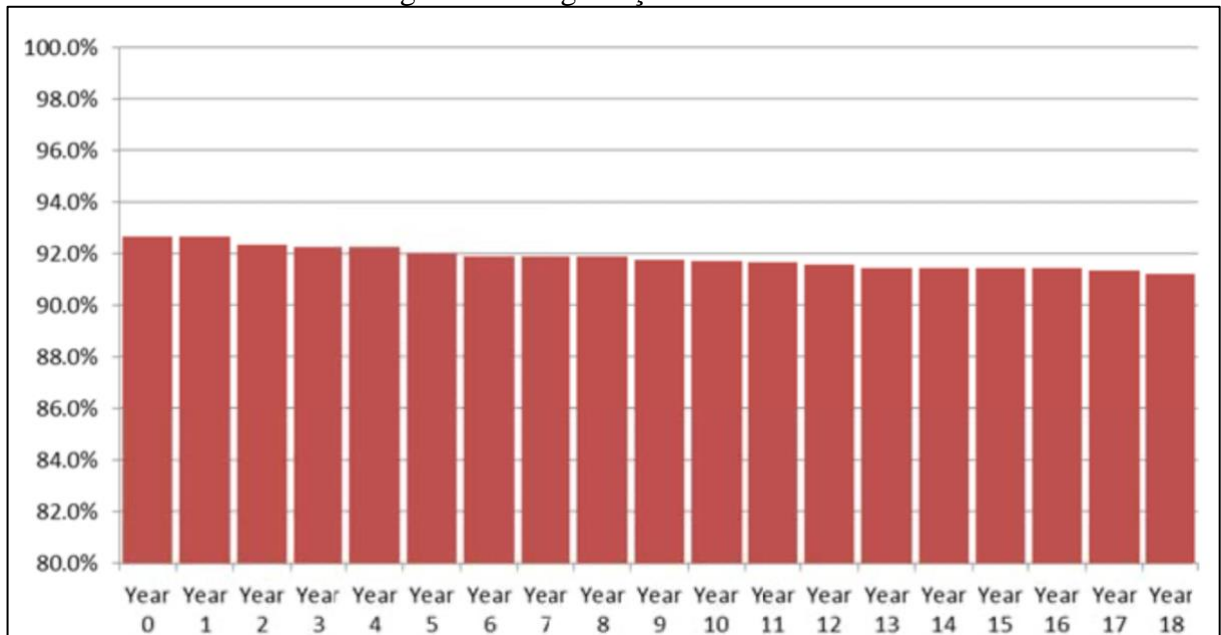
parâmetros ao longo da vida útil do mesmo. A capacidade e a eficiência, por exemplo, poderão ter comportamentos como da Figura 45 e Figura 46, respectivamente, que decaem ano após ano. Assim, o parâmetro do denominador engloba as perdas e ineficiências que não são consideradas nos custos capitais e de ciclo de vida, no numerador da equação.

Figura 45 - Degradação da capacidade



Fonte: (HOFF e LIN, 2016)

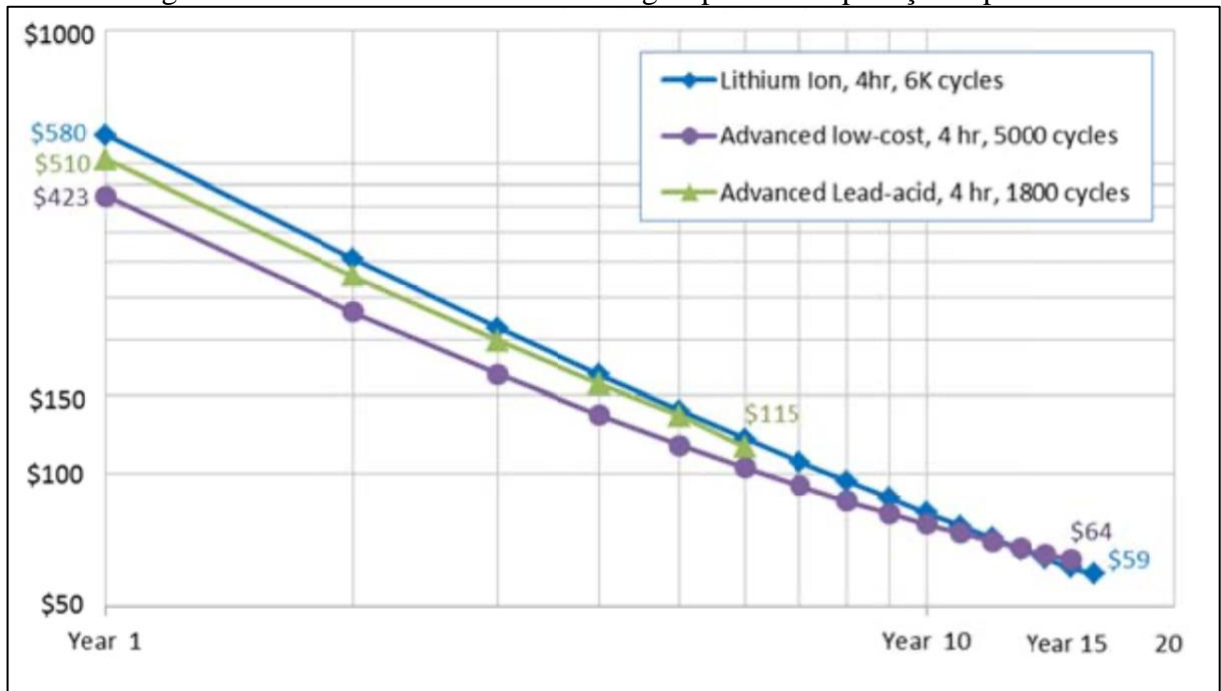
Figura 46 - Degradação da eficiência



Fonte: (HOFF e LIN, 2016)

Para uma determinada aplicação, por exemplo, a Figura 47 compara as tecnologias de Íon-Lítio, Chumbo-Ácido e *Low Cost* (baseada em materiais diferentes dos dois anteriores). Note que, apesar do custo inicial ser maior para a tecnologia de Íon-Lítio, seu tempo de vida é maior para esta aplicação, tornando seu custo por unidade de kWh por ano menor que o das outras tecnologias. De fato, no 12º ano de operação as curvas de Íon-Lítio e *Low Cost* se encontram.

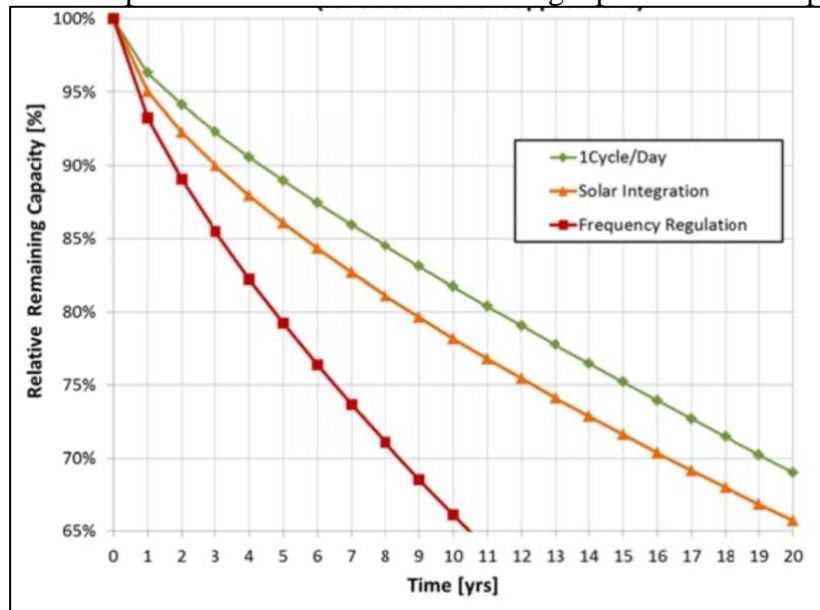
Figura 47 - LCOS de diferentes tecnologias para uma aplicação específica



Fonte: (HOFF e LIN, 2016)

Já a comparação da mesma tecnologia para diferentes aplicações pode ser visualizada na Figura 48, a qual compara o tempo útil de vida da tecnologia para três casos: regulação de frequência (*frequency regulation*), integração com fonte renovável (*renewable integration*) e corte de pico (*peak shaving*) (HOFF e LIN, 2016, p. 20).

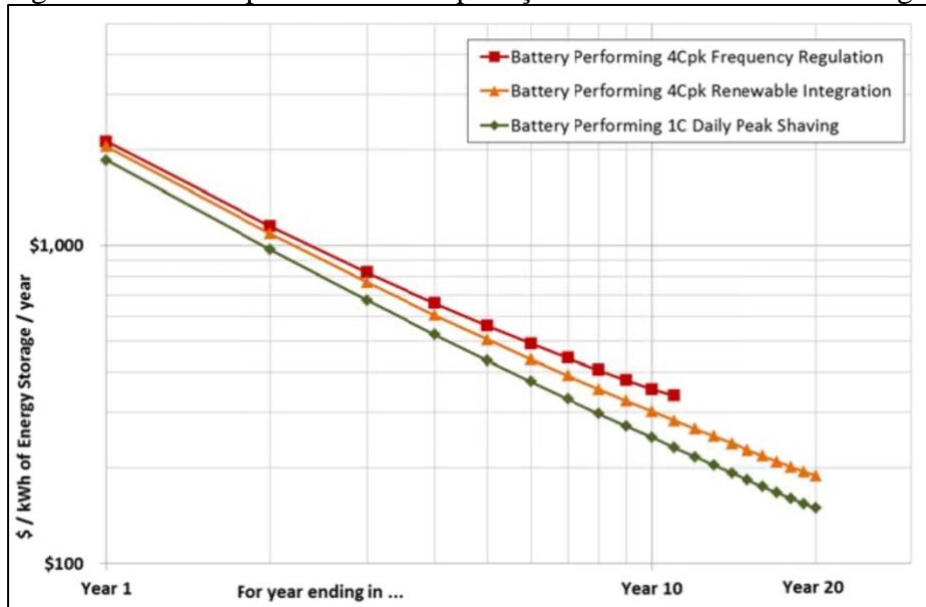
Figura 48 - Tempo de vida útil da mesma tecnologia para diferentes aplicações



Fonte: (HOFF e LIN, 2016)

Enquanto a regulação de frequência, apesar de aplicar ciclos pequenos e centrados em 50% do SOC durante o dia, é a que mais desgasta a bateria, o método do corte de pico, com um ciclo por dia, estende a vida útil da mesma tecnologia para mais que o dobro. O impacto do tempo de vida afeta diretamente o denominador da equação apresentada, que resulta em um LCOS muito menor, como mostrado na Figura 49.

Figura 49 - LCOS para diferentes aplicações usando a mesma tecnologia



Fonte: (HOFF e LIN, 2016)

4.5 O MÉTODO DE CORTE DE PICO

Como as aplicações gerais de sistemas de armazenamento foram apresentadas em 3.5, esta seção é responsável por detalhar o método de corte de pico, uma vez que esta é a aplicação empregada no

ESTUDO DE CASO.

4.5.1 Benefícios do método

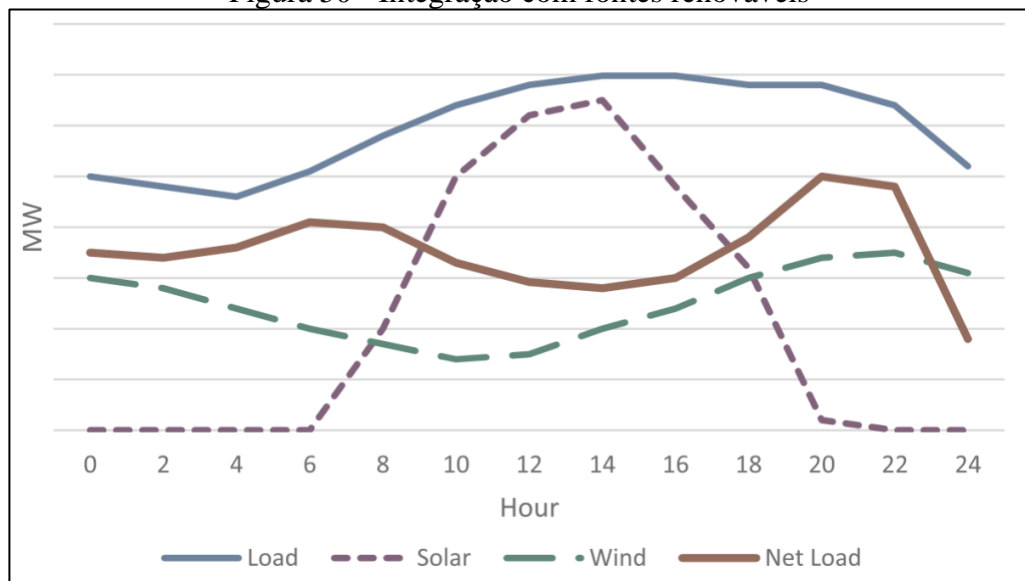
O método de corte de pico, do inglês *peak shaving*, é o processo de tornar o perfil da curva de carga mais achatado, reduzindo o pico de demanda e transferindo-o para períodos de menos consumo. Dessa maneira, para consumidores finais, a vantagem em aplicar o método está em reduzir a porção tarifada de demanda na conta de energia elétrica. Porém, existem ainda outros benefícios, que segundo Uddin *et al.* (2017, p. 2) podem ser classificados em três categorias: benefícios para o operador da rede, benefícios para o consumidor final e redução da emissão de carbono.

4.5.1.1 Benefícios para o operador da rede

- Qualidade de energia: quando a relação potência-demanda não está balanceada, diversos problemas podem surgir para a rede, tais como instabilidade, flutuação de tensão, e até um *blackout* total. Usar o método de corte de pico pode facilitar esse balanceamento. Além disso, a absorção ou liberação de energia reativa poderá equilibrar a qualidade da energia;
- Eficiência do sistema: as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente. Reduzindo a corrente de entrega através do corte da demanda máxima é uma forma de tornar o sistema mais eficiente;
- Evitar o uso de usinas caras: em momentos de alta demanda, normalmente utiliza-se usinas poluentes e caras. A aplicação do *peak shaving* através do uso do BESS pode evitar o uso de tais usinas;
- Redução de custos: quando o sistema de transmissão e distribuição está no limiar em não mais suportar a carga exigida, reformas difíceis e caras são necessárias. Aplicar o método de corte de pico pode adiar esse serviço;
- Integração com fontes renováveis: devido ao seu comportamento natural intermitente, como mostra a Figura 50, a integração com fontes renováveis

mostra-se de grande valia, uma vez que as variações podem ser compensadas pela energia previamente armazenada.

Figura 50 - Integração com fontes renováveis



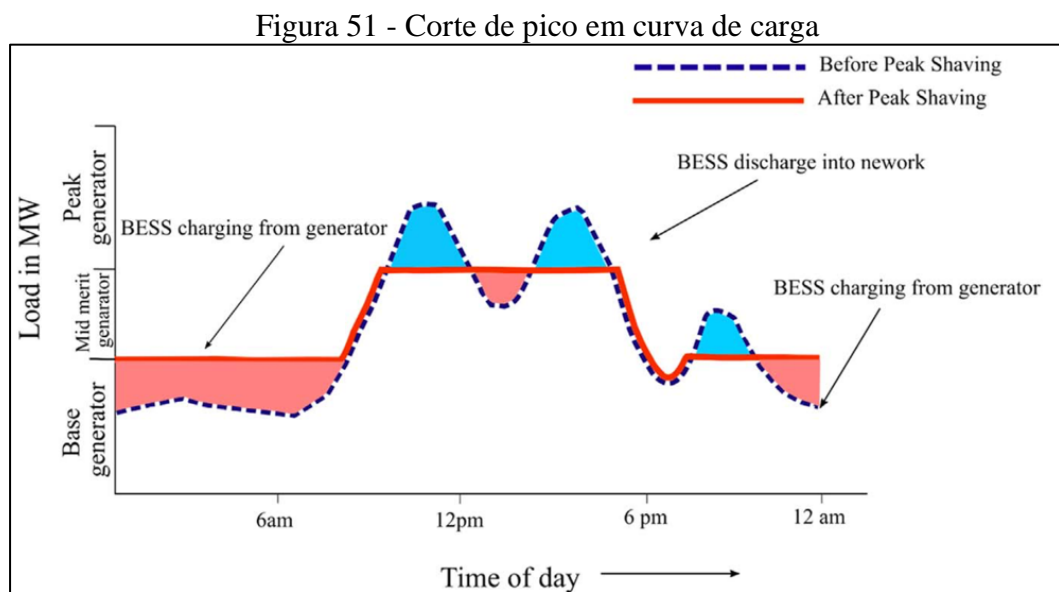
Fonte: (UDDIN e ROMLIE, 2017)

4.5.1.2 Benefícios para o consumidor final

Em períodos de horário de ponta, quando normalmente o consumo é maior, as vezes faz-se necessário o uso de geradores caros e poluentes, que em geral são mais caros. O aumento no custo de geração é repassado ao consumidor final. Dessa forma, aplicar o corte de pico em

horários de ponta (quando o preço da energia é mais caro), utilizando-se da energia carregada em períodos fora de ponta (quando o preço da energia é mais barato), pode ser vantajoso para consumidores do grupo A. Dessa forma, a vantagem para o consumidor final se dá na redução da despesa mensal com energia elétrica por reduzir sua máxima demanda faturada. É exatamente esse processo que será aplicado no

ESTUDO DE CASO, e demonstrado graficamente na Figura 51.



Fonte: (UDDIN e ROMLIE, 2017)

4.5.1.3 Redução da emissão de carbono

Muitos consumidores finais utilizam-se de geradores a combustível para suprir energia em períodos de alto consumo. O uso do corte de pico com Sistemas de Armazenamento por Baterias elimina a necessidade de tais geradores poluentes se a energia provida for suficiente para atender à demanda.

4.5.2 Técnicas de dimensionamento

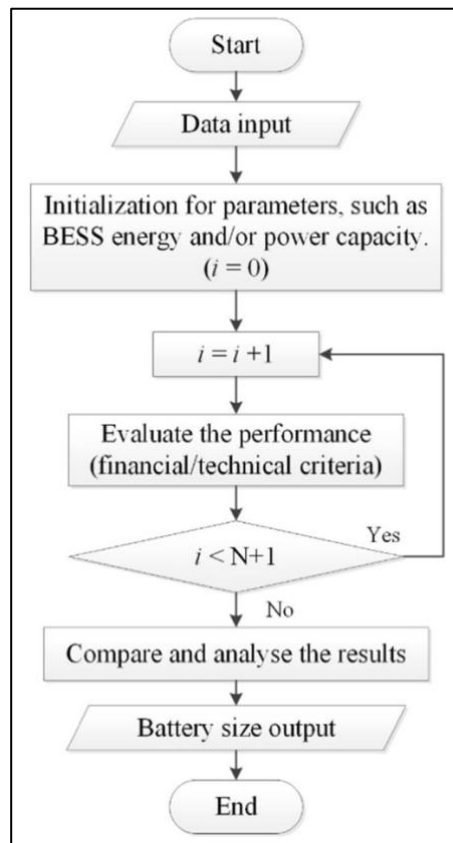
De acordo com Yang *et al.* (2018), há quatro técnicas para se determinar o melhor tamanho de um banco de baterias: método analítico, método probabilístico, método baseado na pesquisa direta e método híbrido.

4.5.2.1 Método analítico

Método entre os mais utilizados, consiste em variar justamente os parâmetros que precisam ser otimizados. São tipicamente implementados por cálculos ou simulações repetidas com intervalos fixos dos elementos relevantes do sistema (usualmente variando a potência e a capacidade de energia) considerando-se critérios financeiros, técnicos ou ambos. Ao final, obtém-se o tamanho do banco que melhor atenda os critérios selecionados. De forma a relacionar os parâmetros variáveis a serem otimizados e os critérios selecionados usam-se modelos numéricos ou dinâmicos, ambos empregando diferentes níveis de equações. O lado negativo deste método é a necessidade de um grande número de simulações/combinções, exigindo grande esforço computacional. Em contramão, ao se determinar um intervalo fixo maior de forma a reduzir o tempo de simulação, pode ser que a melhor solução não seja encontrada (YANG, BREMNER, *et al.*, 2018, p. 112).

Na Figura 52, o fluxograma inicia com dados iniciais do BESS e, iterativamente, testa seu *output* financeiro e técnico. Repete-se até que os melhores resultados sejam encontrados.

Figura 52 - Fluxograma do método analítico

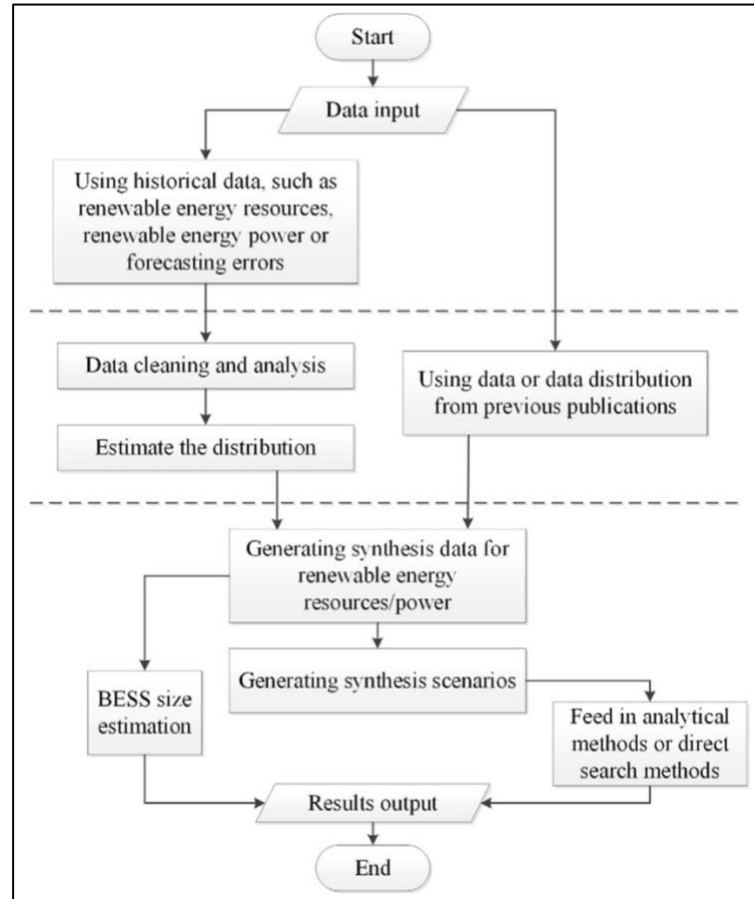


Fonte: (YANG, BREMNER, *et al.*, 2018)

4.5.2.2 Método probabilístico

O conceito principal deste método é usar a natureza estocástica das fontes renováveis, tipicamente solar e eólica, para otimizar o banco de baterias. É ideal para situações com pouca disponibilidade de dados. Por este motivo, o lado negativo é que tende a ser baixo o número de critérios otimizados. Um *approach* típico é construir modelos de geração das fontes renováveis e combiná-las com modelos de carga de forma a criar-se o modelo de risco (assim chamado). Os critérios adotados podem então ser otimizados em relação a esse modelo de risco. Um exemplo muito utilizado é o chamado método de Monte Carlo, na qual um grande número de cenários é gerado de acordo com o comportamento de variáveis estatísticas. O melhor tamanho do banco de baterias é escolhido através do melhor destes cenários. Fluxograma apresentado na Figura 53 (YANG, BREMNER, *et al.*, 2018, p. 112).

Figura 53 - Fluxograma do método probabilístico



Fonte: (YANG, BREMNER, *et al.*, 2018)

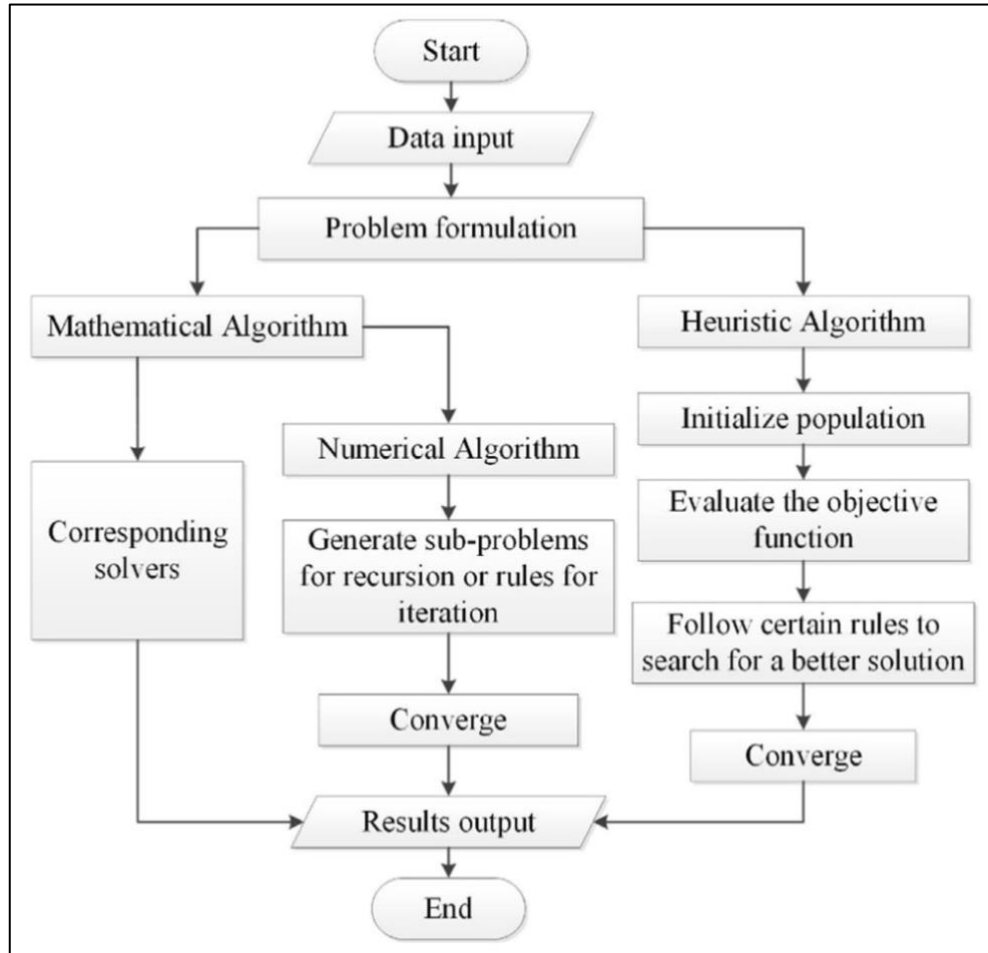
4.5.2.3 Método baseado na pesquisa direta

Segundo Yang *et al.* (2018), são baseados na modelagem do sistema de forma a otimizar o banco de baterias sem a necessidade de executar diversas simulações através da variação de parâmetros, como no método analítico. Podem ser divididos em métodos matemáticos e métodos heurísticos, como mostra a Figura 54.

- Métodos matemáticos: consiste em construir uma função objetivo através da elaboração matemática do problema usando programação linear, de variáveis inteiras ou não linear. A solução ocorre através de iterações que param quando a melhor solução é encontrada, a qual geralmente tem um número reduzido comparado com os métodos anteriores. Também, é possível fazer o uso de programação dinâmica (*dynamic programming – DP*) a qual faz do problema maior vários sub-problemas com um conjunto de soluções.

- Métodos heurísticos: são utilizados para se chegar a soluções não perfeitas, porém suficientemente ótimas para propósitos práticos, e desta forma podem evitar situações complexas que exigem maior esforço computacional. Baseia-se no que se chama *nature-inspired algorithms*, como Algoritmos Genéticos e *Particle Swarm Optimisation (PSO)*. Maiores detalhes podem ser encontrados na referência citada.

Figura 54 – Fluxograma dos métodos de pesquisa direta



Fonte: (YANG, BREMNER, *et al.*, 2018)

4.5.2.4 Métodos híbridos

Consiste em utilizar os métodos recém descritos de maneira conjunta, de maneira a se aproveitar a melhor característica de cada método para situações específicas. Os lados positivos e negativos são então equilibrados para buscar-se a melhor solução (YANG, BREMNER, *et al.*, 2018, p. 114).

A Figura 55 resume os métodos acima apresentando os prós e contras de cada um.

Figura 55 - Comparação entre os métodos de dimensionamento

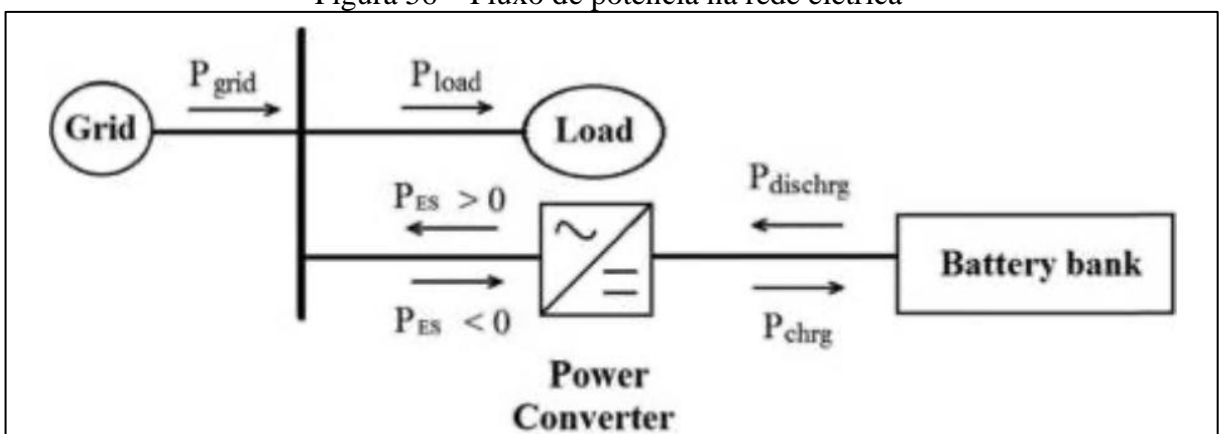
Technique (Time Horizon)	Implementation	Pros	Cons
Probabilistic (depends on data resolution, more likely intra-hour, hourly data for long duration)	<ul style="list-style-type: none"> Generates synthetic weather resources and PV/wind power generation data Generates synthetic scenarios for stochastic optimisation 	<ul style="list-style-type: none"> Overcomes the restriction of limited data availability Gives results with confidence levels 	<ul style="list-style-type: none"> Accuracy relies on the availability of historical data May require computational extensive resources
Analytical (Applications for optimisation horizons ranging from repeated intra-hour simulations to several years assessment)	<ul style="list-style-type: none"> Direct calculation based on intuitive criteria Repeated computation/simulation with fixed intervals Sensitivity analysis 	<ul style="list-style-type: none"> Better visualization with the change of battery sizes Strong flexibility for all criteria and simulation environments 	<ul style="list-style-type: none"> Computational intensive May miss global optimum if the data resolution is not high enough
Mathematical optimisation (Applications for hourly, intra-day or daily optimisation)	<ul style="list-style-type: none"> Linear, mixed-integer, quadratic programming problems Problems that can be linearized Problems that can be solved by numerical methods 	<ul style="list-style-type: none"> Strong capability to find the global optimum Fast convergence and high robustness for linear problems 	<ul style="list-style-type: none"> High efficiency limited to linear/mixed-integer/quadratic programming problems Linearization may require extra derivations Explicit mathematical formulation required
Heuristic (Applications for hourly, intra-day or daily optimisation)	<ul style="list-style-type: none"> Non-linear optimisation problems Apply nature-inspired algorithms such as GA, PSO, Tabu search and Bat Algorithms 	<ul style="list-style-type: none"> Strong flexibility to solve all optimisation problems Avoid complicated derivatives Use less computational resources Simple implementation Large assortment of algorithms 	<ul style="list-style-type: none"> May converge in local optimum instead of global optimum Less robustness and accuracy for linear problems
Hybrid (Applications for hourly, intra-day or daily optimisation)	<ul style="list-style-type: none"> Decoupled methods combined sequentially Hybridisation of different methods in a coupled way 	<ul style="list-style-type: none"> Combines strengths of different methods Improves robustness and ensures global optimum found 	<ul style="list-style-type: none"> Likely to increase the complexity May require high computational resources than heuristic methods

Fonte: (YANG, BREMNER, *et al.*, 2018)

4.5.3 Possível lógica de controle para o método de corte de pico

Apresentadas as técnicas de dimensionamento do banco de baterias, esta seção é responsável por mostrar uma possível lógica de controle e operação do método. Para tanto, a Figura 56 apresenta a relação entre a potência da rede, representada por P_{grid} , com a potência da carga, P_{load} , e a potência consumida ou injetada pelo sistema de bateria, P_{ES} .

Figura 56 – Fluxo de potência na rede elétrica

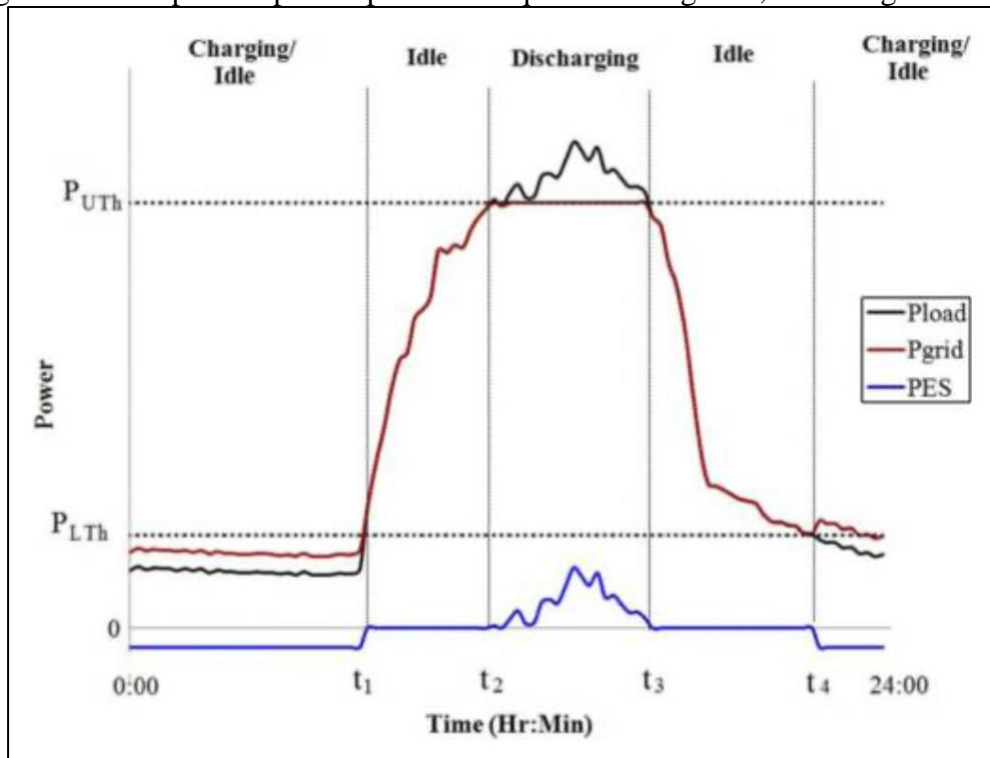


Fonte: (CHUA, LIM e MORRIS, 2016)

Um algoritmo de controle é desenvolvido baseando-se em um perfil de carga diário e genérico para como ocorrerá esse fluxo de potência. De modo ideal, isso é representado na

Figura 57, onde três estados são possíveis: carregando, descarregando ou em espera (do inglês *idle*) (CHUA, LIM e MORRIS, 2016, p. 12).

Figura 57 – Resposta esperada pelo BESS quando carregando, descarregando e *idle*



Fonte: (CHUA, LIM e MORRIS, 2016)

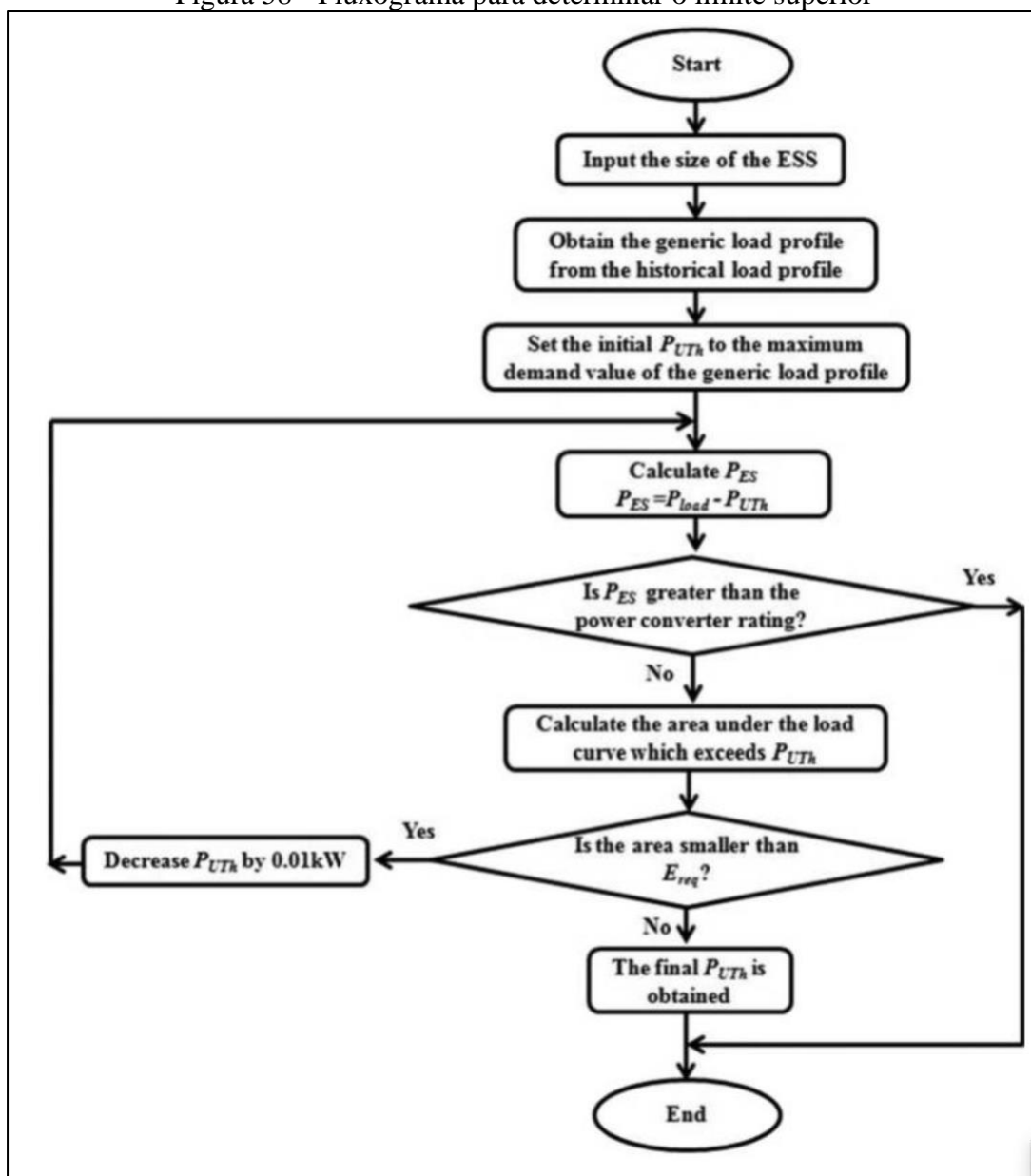
Definem-se valores de P_{UTh} e P_{LTh} , limites superiores e inferiores, respectivamente, para determinar-se quando os estados serão alternados. Uma maneira de encontrar o valor de P_{UTh} é através da seguinte expressão:

$$P_{UTh} = \text{Demanda máxima do perfil de carga} - \text{Potência do BESS [W]} \quad (15)$$

A área resultante abaixo da demanda máxima do perfil de carga é a energia necessária a ser armazenada pelo BESS (como referência, ver

APÊNDICE C – FLUXO DE CÁLCULO DA FERRAMENTA EM EXCEL, Figura 101 - Comparação de picos de demanda). Outra forma, segundo Chua, Lim e Morris (2016), é através do fluxograma da Figura 58, onde utiliza-se um método iterativo com alguns critérios a serem definidos. Tal procedimento não será aqui detalhado, e encontra-se disponível na referência para consulta.

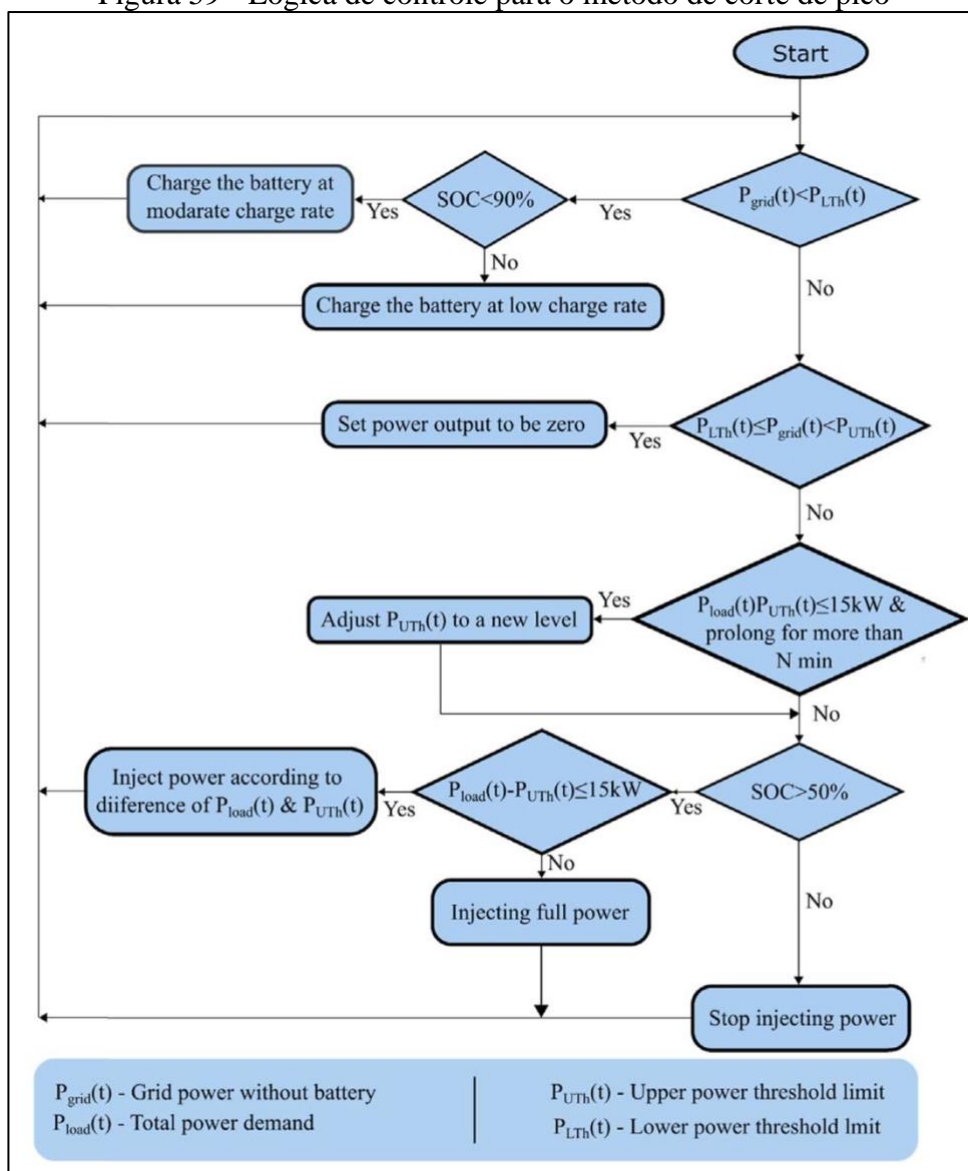
Figura 58 - Fluxograma para determinar o limite superior



Fonte: (CHUA, LIM e MORRIS, 2016)

A Figura 59 apresenta um fluxograma genérico de controle. Os valores descritos tem referência ao exemplo utilizado na literatura, porém, o relevante é que a lógica seja entendida e os valores adaptados à necessidade de cada aplicação.

Figura 59 - Lógica de controle para o método de corte de pico



Fonte: (UDDIN e ROMLIE, 2017)

Assim, Chua, Lim e Morris (2016) descrevem:

- Carregando: caso a potência entregue pela rede elétrica seja menor que o limite inferior P_{LTh} definido, então carrega-se a bateria, ou a uma taxa moderada (se o SOC for menor que 90%), ou a uma taxa lenta (se o SOC for maior ou igual a 90%). Estes valores são recomendados pelo fabricante de cada bateria;
- Estado de espera (*idle*): não há consumo nem injeção de potência na rede. Ocorre quando a potência da rede estiver entre os limites determinados;
- Descarregando: se a potência consumida da rede for maior que o valor limite superior, P_{UTh} , então o BESS descarregará se, e somente se, seu SOC for maior que 50%. Caso esse período seja maior que um determinado número de minutos (representado por N minutos no fluxograma), então o limite superior é ajustado para que continue o descarregamento da bateria.

É importante salientar, novamente, que este método tem critérios que o farão variar de acordo com o perfil da carga, o custo das tarifas com demanda e energia, os parâmetros financeiros e da bateria, sendo que a melhor solução deve ser encontrada. O fato relevante desta seção é entender como ocorre o processo de tomada de decisão do controlador de uma aplicação de *peak shaving*, e não os critérios que a definem.

4.5.4 Relação com as normas brasileiras

Segundo Markus Vlasits, coordenador do grupo de trabalho de tecnologias de armazenamento da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), durante um evento na Câmara Brasil-Alemanha de São Paulo, realizado na primeira quinzena de março de 2020, “o armazenamento ainda é um tema novo no Brasil e as normas ainda estão em desenvolvimento. É desejável que existam regras claras para esses sistemas”. Ainda, segundo ele, a tributação incidente sobre as baterias é elevada, tanto na comercialização quanto na importação (PORTAL SOLAR, 2020).

Devido aos seus altos custos de implementação, o Brasil ainda caminha a passos lentos para o desenvolvimento de normas objetivas e claras quanto ao assunto. A norma ABNT NBR 16690:2019, por exemplo, trata das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, porém nada é mencionado sobre dispositivos de armazenamento de energia (ABNT CATÁLOGO, 2019).

O mais próximo de uma normatização referente à atuação do método de corte de pico, que consiste em utilizar um sistema de armazenamento em paralelo com a rede elétrica, é descrito na norma GED13 da concessionária RGE, do grupo CPFL (conforme apresentado adiante, no

ESTUDO DE CASO), que cita a não permissão do paralelismo em Baixa Tensão (BT), mas somente em Média Tensão (MT). Para tanto, a norma GED33 – Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL, estabelece uma série de obrigações e restrições para esta medida, que não inclui a descrição de Sistemas de Armazenamento de Energia (RGE, 2020).

Por outro lado, em 2016, a ANEEL promoveu a chamada número 21/2016, com o título “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, cujo principal objetivo era a proposição de arranjos técnicos e comerciais para avaliação e inserção de armazenamentos de energia no setor, buscando também criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica de produção nacional. Os projetos deveriam incluir a construção de uma planta piloto conectada direta ou indiretamente à rede de distribuição e/ou transmissão (NIT, 2016). Ao todo, em Workshop realizado no ano de 2019, vinte e um (21) projetos foram selecionados, sendo que nove (9) deles foram apresentados do Workshop. Para citar, destaca-se o projeto com o objetivo de prover serviços ancilares à rede através de banco de baterias de Íon-Lítio, com capacidade de 100kWh/100kW, executado pela empresa proponente ISA-CTEEP (apresentado na Figura 60 - Projeto de armazenamento de Íon-Lítio apresentado à ANEEL).

Figura 60 - Projeto de armazenamento de Íon-Lítio apresentado à ANEEL



Fonte: (ANEEL, 2019)

Além deste pode-se destacar o projeto proposto pela Engie em parceria com a UFSC, com o objetivo de integrar um BESS de 1MW/1MWh em uma usina híbrida (solar e eólica) na cidade de Tubarão, SC. Para este projeto, a empresa catarinense WEG fará a entrega do BESS. Uma foto da usina é apresentada na Figura 61.

Figura 61 - Usina híbrida em Tubarão, SC



Fonte: (ANEEL, 2019)

5 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentada a Unidade Consumidora em estudo, a metodologia e os parâmetros utilizados na análise, seguidos da apresentação dos resultados. Para finalizar, estudos futuros e sugestões são deixadas para o leitor.

5.1 UNIDADE CONSUMIDORA EM ESTUDO

A unidade consumidora em estudo refere-se a uma indústria de erva mate, localizada em Barão de Cotegipe, Rio Grande do Sul. É atendida pela concessionária de energia RGE, do grupo CPFL energia². Por ter nível de tensão contratado de 13.800V, é classificada como do grupo A4, conforme 2.2.3. Desta forma, a empresa pode optar pela tarifação horo-sazonal verde ou azul. Neste caso, optou-se pelo verde, e, portanto, contrata-se somente a demanda única. Até junho de 2018, a demanda contratada era de 350kW, quando, a partir de então, passou-se a contratar 400kW.

Para a análise da implantação de um BESS de forma a reduzir a conta de energia elétrica a ser paga pela empresa, os seguintes dados foram disponibilizados:

- Faturas de energia elétrica dos anos de 2018 (de alguns meses), 2019 (de todos os meses) e 2020 (até junho);
- Medição da potência ativa com intervalo de 3s no lado de baixa tensão do transformador da empresa utilizando-se o analisador de energia RE6000, da Embrasul, por quatro dias consecutivos, iniciando-se em 31/08/2018;
- Medição da potência ativa fornecida por um gerador diesel utilizado em horários de ponta para redução do faturamento com energia de ponta.

O transformador utilizado pela empresa tem potência de 500kVA e reduz de 13.800V para 380V. A instalação do equipamento RE6000 no quadro geral de baixa tensão pode ser visualizado na Figura 62.

² Disponível em <<https://www.cpflempresas.com.br>>

Figura 62 - RE6000 no quadro geral de baixa tensão



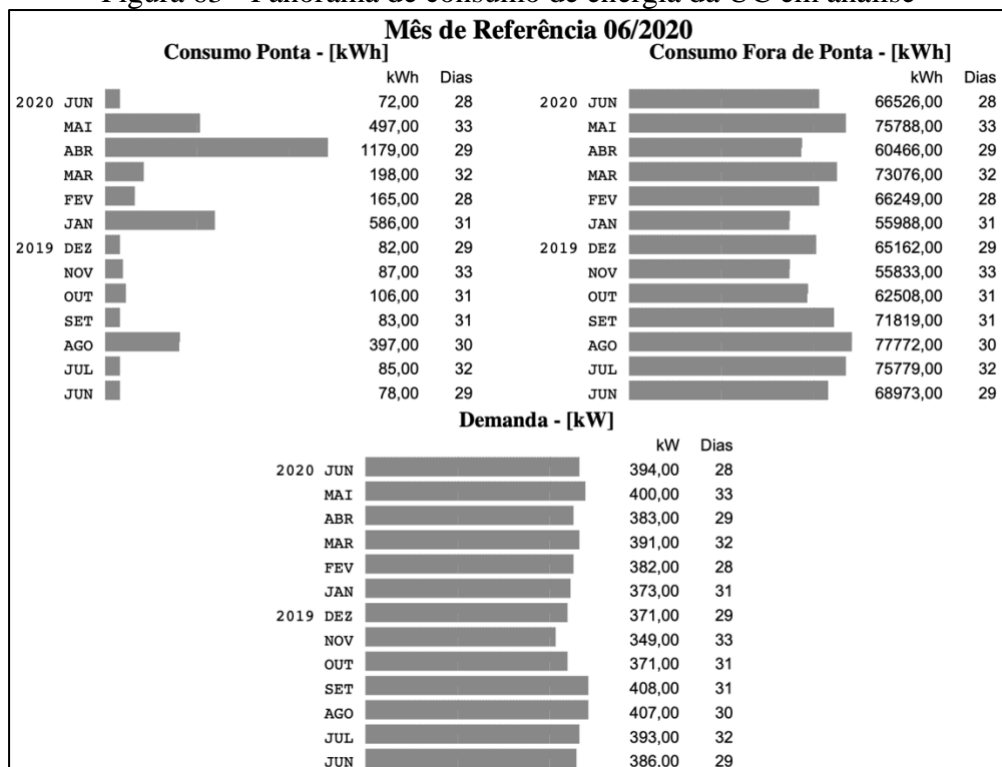
Fonte: (BALBINO, 2018)

O gerador à diesel utilizado é operado em isolado, conforme a norma GED-33, Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição, da CPFL. Apesar do objetivo deste trabalho não ser o estudo da substituição deste gerador pelo BESS, o

APÊNDICE D – apresenta uma breve análise econômica deste caso.

Um panorama geral do consumo de energia elétrica e máximas demandas faturadas pode ser visualizado na Figura 63. Note como o consumo é maior entre os meses de Julho e Agosto, devido ao período de safra da erva mate.

Figura 63 - Panorama de consumo de energia da UC em análise



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

5.2 METODOLOGIA DE ANÁLISE

De acordo com a literatura bibliográfica de artigos sobre o tema da aplicação do método de corte de pico, existem diversas técnicas para dimensionar o melhor banco de baterias, conforme apresentado em 4.5.2. Neste estudo de caso, foram avaliados três *softwares*, todos

desenvolvidos pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis³ (NREL) dos Estados Unidos da América.

Como fatos deste Laboratório, a fim de agregar confiança no *software* escolhido para análise, abaixo são apresentados alguns dados sobre o NREL. Todas informações são retiradas do sítio do Laboratório. (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2020).

- 3 centros de pesquisa: um de bioenergia, outro de fotovoltaica e o último voltado para geração eólica;
- 16 áreas de pesquisa: entre elas, armazenamento de energia;
- Mais de 1700 materiais técnico científicos publicados anualmente;
- 571 patentes de tecnologias;
- \$491 milhões de dólares movimentados em negócios no ano fiscal de 2019;
- 871 parcerias com universidades, indústrias, fundações e governos;
- 65 prêmios de *R&D 100 Awards*, conhecido como o Óscar da Inovação.

Dentre as mais diversas ferramentas disponíveis, três poderiam ser utilizadas para a análise deste estudo de caso: *System Advisor Model (SAM)*, *BLAST Lite* e *REopt Lite*. As duas últimas ferramentas possuem versões pagas.

5.2.1 Escolha do *software REopt Lite*

A seguir é apresentada uma breve descrição de cada uma das três ferramentas a fim de justificar a escolha do *REopt Lite*.

5.2.1.1 *System Advisor Model (SAM)*

A ferramenta *SAM* é desenvolvida para a análise tecno-econômica de sistemas que utilizam fontes renováveis de energia: sistemas fotovoltaicos, solares, geração eólica, aquecimento de água, geotérmicos, biomassa, entre outros. Seus modelos econômicos são voltados para os seguintes tipos de projetos: residências e comerciais, onde a fonte renovável encontra-se atrás do medidor; venda de energia, onde a fonte encontra-se diretamente conectada

³ NREL – *National Renewable Energy Laboratory*. Disponível em < <https://www.nrel.gov> >.

na rede elétrica; projeto de terceiros, onde o sistema é instalado no consumidor, porém administrado e adquirido por uma entidade separada.

Seu suporte conta com Fórum para discussões, manual de instruções e atendimento via e-mail. Além disso, o *SAM* é *open-source*, ou seja, o usuário tem acesso ao código e a um *SDK* – *Software Development Kit*.

5.2.1.2 *BLAST Lite*

BLAST (Battery Lifetime Analysis and Simulation Tool) é um *software* para avaliar a performance de baterias em três módulos: aplicações atrás do medidor, aplicações em veículos elétricos e aplicações estacionárias de energia.

Para aplicações atrás do medidor, o *software* fornece uma análise rápida e amigável para consumidores de energia elétrica da classe industrial e comercial dimensionarem tamanhos ideais de bancos de baterias na aplicação do método de corte de pico. Sua versão paga apresenta modelos elétricos e térmicos de degradação das baterias, resultando em uma análise complexa e detalhada. A versão não paga, *BLAST Lite*, ignora esses modelos, fornecendo, portanto, uma análise simplificada dessa mesma aplicação.

Em seu módulo para veículos elétricos (EV), é possível fazer uma análise da longevidade e degradação de um banco de baterias aplicado em veículos elétricos, híbridos e híbridos *plug-in*. A ferramenta conta com o histórico de 300 motoristas, com rotas planejadas e perfis de carregamento rápido, carregamento em estradas eletrificadas e carregadores usuais (NREL, 2020).

Finalmente, para aplicações estacionárias, o *software* também analisa a longevidade e degradação de banco de baterias aplicadas em situações estacionárias. O usuário pode avaliar os mais diversos parâmetros tanto para um tamanho pré-selecionado, como utilizar o recurso de dimensionar o melhor tamanho do banco.

5.2.1.3 *REopt Lite*

Esta ferramenta integra a geração convencional com a geração eólica e o armazenamento de energia para dimensionar o melhor tamanho de painel solar fotovoltaico e banco de baterias dentre uma de duas aplicações: otimização financeira da conta de energia elétrica ou resiliência energética para momentos de interrupção do fornecimento de energia pela concessionária. A integração tanto da fonte renovável quanto da presença do banco de baterias é opcional, diferenciando-o dos dois *softwares* citados anteriormente.

Assim como o *BLAST*, o *REopt* também possui sua versão paga e não paga. A Tabela 3 apresenta as principais diferenças entre ambas.

Tabela 3 - REopt pago vs não pago

Característica	REopt (pago)	REopt Lite (não pago)
Objetivo	Otimizar sistemas de energia para construções, campi e microgrids	Otimizar PV, eólica e armazenamento para indústrias e comércios
Tecnologias	PV, Solar, Água Quente, Eólica, Biomassa, Gás, Bateria, Geradores convencionais, entre outras	PV, Eólica e Bateria
Localizações	Diversas	Uma única
Disponibilidade	NREL	Público

Fonte: (NREL, 2020)

Como conclusão, escolheu-se prosseguir a análise com o *software REopt Lite* pelo fato que seus *outputs* são mais detalhados e complexos que o *BLAST*, por mais que ambos tenham o mesmo objetivo. Também, o primeiro é uma plataforma *online*, enquanto o segundo requer a instalação em um computador com o sistema operacional *Windows*. Quanto ao *SAM*, por ser voltado para análise com fontes renováveis, haveria a necessidade de simular uma planta fotovoltaica com as perdas configuradas para 100%, de modo a não impactar no dimensionamento do banco de baterias. Além disso, diferente dos dois primeiros, o *SAM* não possibilita o dimensionamento do banco, somente a análise tecno-econômica de um banco já pré-selecionado pelo usuário.

5.2.2 Validação do *software*

Conforme mencionado anteriormente, o *NREL* apresenta diversas características que o fazem um Laboratório confiável para a utilização dos seus recursos abertos ao público. Alguns

projetos⁴ desenvolvidos com o *software* estão presentes no site, disponível para consulta pelo leitor. Ainda assim, a validação do *software REopt Lite* se faz necessária.

Para este estudo presente, uma ferramenta em *Excel*, cuja rotina de cálculo é apresentada no

⁴ Disponível em <<https://reopt.nrel.gov/projects/>>.

APÊNDICE C – FLUXO DE CÁLCULO DA FERRAMENTA EM *EXCEL*, foi desenvolvida para a validação dos resultados do *REopt Lite*. De forma a realizar a comparação, uma **análise simplificada** é aplicada em ambas ferramentas. Os resultados da análise pelo *REopt Lite* e pela ferramenta em *Excel* são então comparados. Estes resultados são:

- Custo total com tarifação em energia elétrica durante a vida útil do projeto SEM BESS;
- Custo total com tarifação em energia elétrica durante a vida útil do projeto COM BESS;
- Investimento total no BESS;
- Net Present Value.

Com estes quatro parâmetros comparados e validados, podemos utilizar a ferramenta *REopt Lite* para realizar uma **análise completa**, a fim de obter os resultados finais deste trabalho.

Antes de apresentar os parâmetros utilizados na análise simplificada e completa, é necessário, porém, explicitar as restrições que o *software REopt* aplica em suas análises.

5.3 MODELOS E RESTRIÇÕES DO *REOPT LITE*

Formulado com o método *mixed-integer linear programation*, o *REopt* resolve um problema de otimização determinístico para selecionar o melhor tamanho e estratégia de carregamento e descarregamento do banco de baterias para a resolução de 1h. O *REopt Lite* assume que não impactará no preço de mercado. Também não faz o estudo do fluxo de potência ou de transientes. Ainda, o modelo de otimização considera que a carga é constante ao longo dos anos, e, portanto, só considera o balanço de energia do primeiro ano. A análise é então replicada ao longo dos anos restantes da análise. Esse modelo garante que as sazonalidades são consideradas ao longo do ano de análise. (CUTLER, OLIS, *et al.*, 2017).

Todas informações das seções abaixo são retiradas de REOPT: A PLATFORM FOR ENERGY SYSTEM INTEGRATION AND OPTIMIZATION (2017).

5.3.1 Método de programação

Como base de avaliação, dois cenários são considerados:

- BAU (*Business as Usual*): é o custo do sistema sem a inserção de novas tecnologias. Serve de base para comparação com futuras instalações, gerando a diferença resultante (chamado de *Net Present Value*);
- LCC (*Life Cycle Costs*): são os custos durante o período de análise após a implementação do sistema escolhido – neste caso, armazenamento de baterias Íon-Lítio. Este valor é comparado ao caso acima.

Para minimizar o valor do LCC, uma função objetivo é implementada com os seguintes custos considerados:

- Custos capitais: Investimentos realizados para adquirir as unidades de armazenamento e outros equipamentos auxiliares;
- Custos operacionais: custos relacionados à operação e manutenção do sistema;
- Receitas operacionais: receitas advindas do serviço escolhido, caso houver;
- Incentivos e taxas: federais, estaduais e municipais, se aplicável.

5.3.2 Restrições

As seguintes categorias determinam como o *software* cria sua estratégia de carregamento e descarregamento das baterias, bem como o tamanho ideal do banco:

- Restrições de carga: a carga elétrica deve ser inteiramente atendida pela associação banco de baterias mais rede elétrica;
- Restrições de operação: respeita-se o estado mínimo de carga das baterias selecionado pelo usuário;
- Restrições de tamanho: o usuário pode querer limitar o tamanho mínimo ou máximo tanto de potência quanto de energia de seu banco de baterias;

5.3.3 Modelos

A seguir são listados os modelos utilizados pelo *software*.

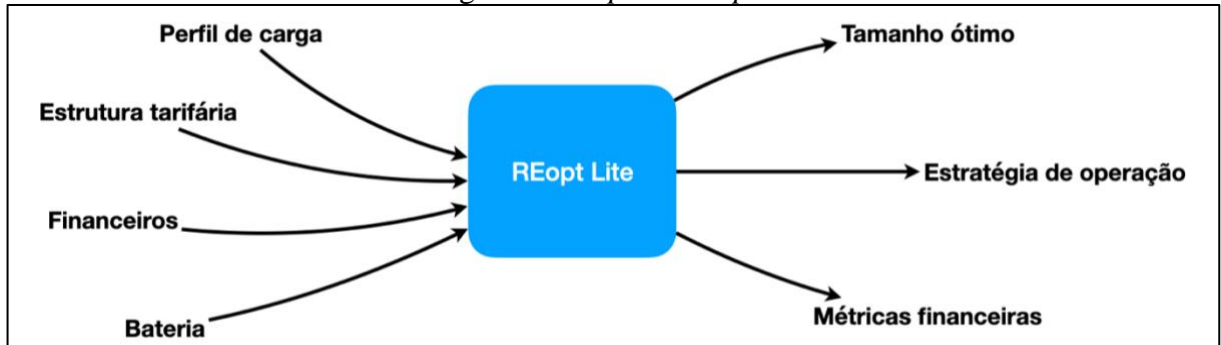
- Rede elétrica (concessionária): modelada de maneira ideal, como uma fonte de energia sem restrições. Por já estar presente, nenhum custo adicional é considerado, além da tarifação;
- Bateria: o *REopt* não modela a bateria conforme suas características químicas, mas sim estabelece restrições heurísticas determinadas pelos fabricantes de modo a garantir a melhor operação. Essas restrições são: estado mínimo de carga, taxa de carregamento/descarregamento, eficiências, custos de operação e custos de reposição. A energia produzida em um tempo de resolução pode ser consumida no outro;
- Financeiro: A análise econômica de custo-benefício no *REopt* é baseada na teoria econômica geral. A abordagem e a terminologia são baseadas no Manual para Avaliação Econômica de Eficiência Energética e Tecnologias de Energia Renovável (Short, Packey e Holt, 1995).

5.4 PARÂMETROS DA ANÁLISE

Todos os *inputs* necessários para os cálculos do dimensionamento do banco de bateria são apresentados na Figura 64. Para cada parâmetro, é comparado o valor de *input* da análise simplificada com o da análise completa. É importante ressaltar que resultados diferentes são esperados para as duas análises, pois a análise simplificada tem o intuito de somente validar a ferramenta, enquanto a completa apresentará os resultados finais. No

APÊNDICE B – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS é possível encontrar descrição e fonte dos principais parâmetros aqui utilizados.

Figura 64 - *Inputs e outputs*



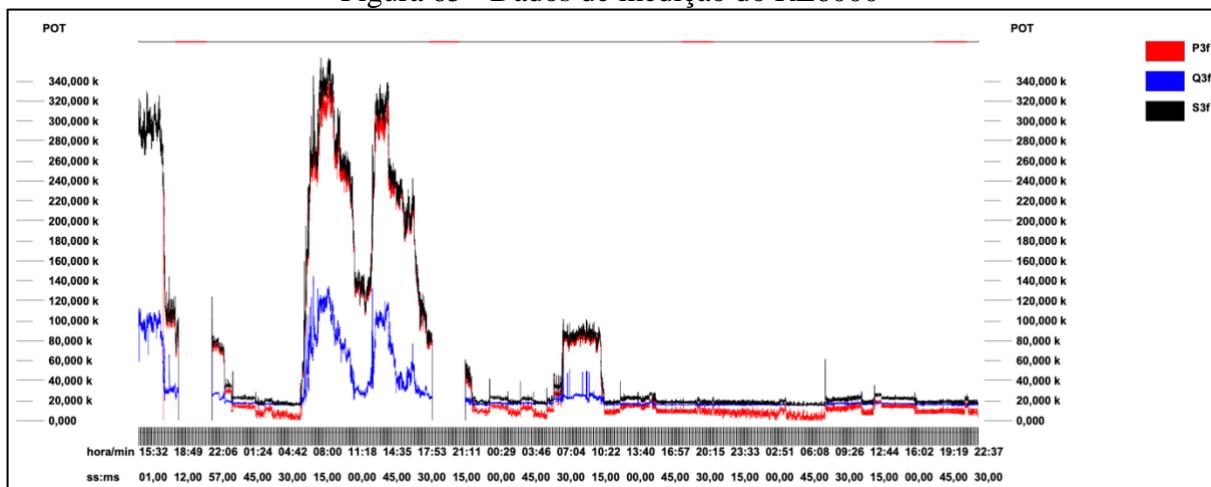
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

5.4.1 Perfil de carga

São utilizados dois modelos de perfil de carga: um para a análise simplificada, e outro para a completa. Em ambas, o *software REopt Lite* requer um ano de dados com resolução de 15min, 30min ou 1h. Para a análise, porém, todas cargas serão redimensionadas para a resolução de 1h. Portanto, em cada um dos casos, os arquivos utilizados contêm 8760 valores com resolução de 1h.

Como os dados disponíveis da medição do RE6000 (Figura 65) referem-se a quatro dias consecutivos iniciados em 31/08/2018 e tem resolução de 3s, é necessário, primeiramente, que esses dados sejam adaptados para a criação da curva de carga de um ano inteiro. Para a análise simplificada, um dia completo dos quatro medidos é tomado como referência, parametrizado para o ano de 2019 de acordo com a demanda máxima do mesmo mês daquele ano, e então replicado para o ano inteiro. Para a análise completa, considera-se a variação do consumo entre os meses. Em detalhes, ambos perfis são abaixo apresentados.

Figura 65 - Dados de medição do RE6000



Fonte: (BALBINO, 2018)

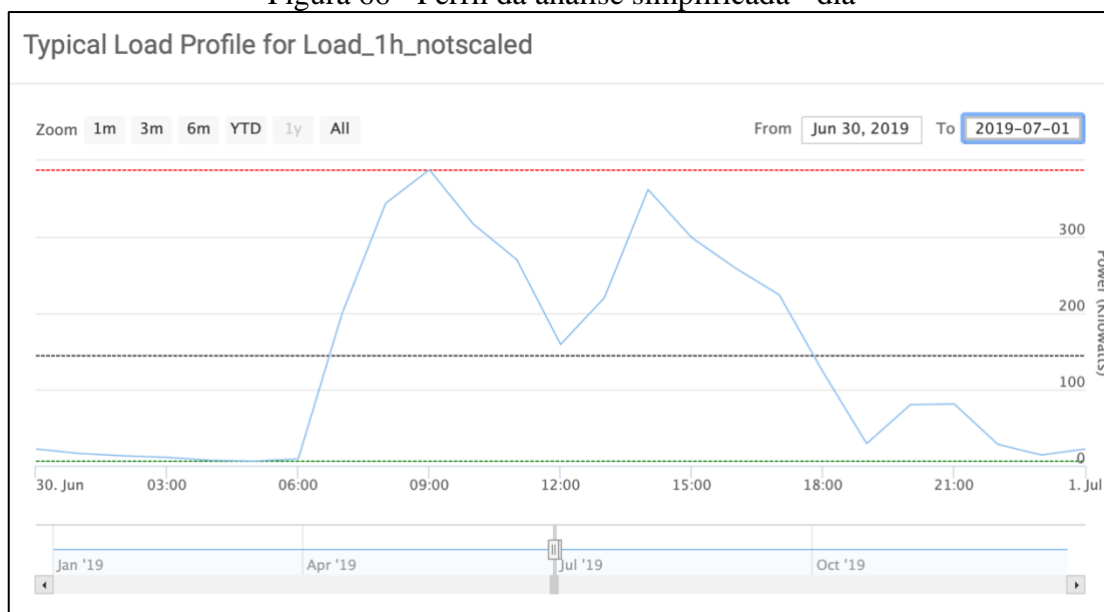
5.4.1.1 Perfil de carga da análise simplificada

Como a ferramenta em *Excel* realiza a análise baseando-se em um dia único que é repetido para todo o ano (mais detalhes no

APÊNDICE C – FLUXO DE CÁLCULO DA FERRAMENTA EM *EXCEL*), para que a comparação entre as duas ferramentas seja justa, deve-se inserir no *REopt Lite* uma carga com perfil similar: todos os dias do ano iguais. Desta forma, os resultados das duas ferramentas podem ser comparados.

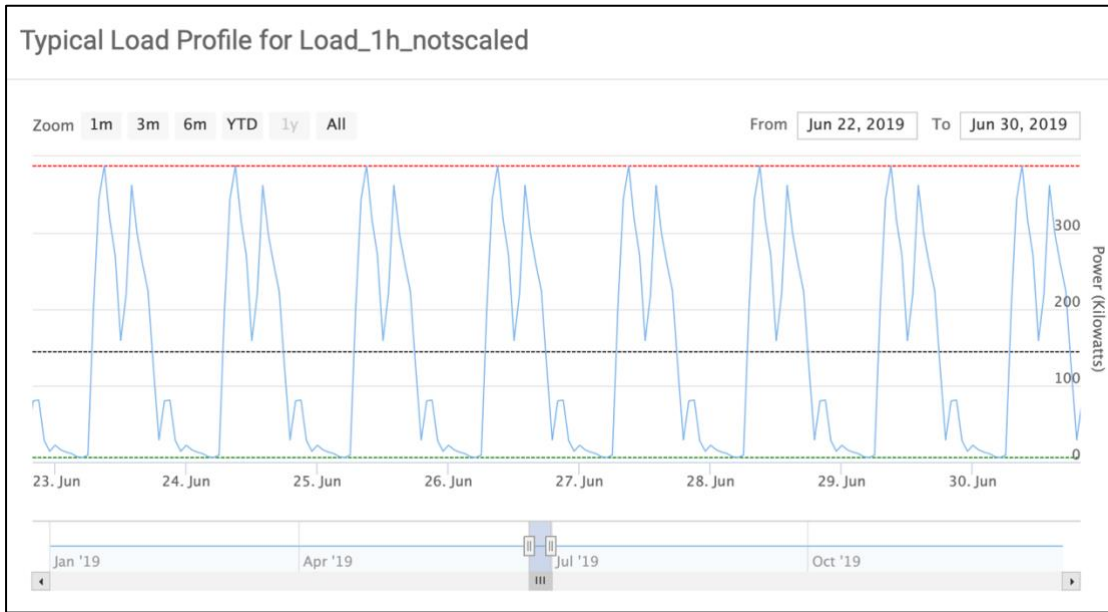
O perfil desta carga é apresentado com visualização sendo escalada de dia (Figura 66), para semana (Figura 67), mês (Figura 68) e ano (Figura 69), consecutivamente. Desta forma, é possível notar a formação do perfil de carga.

Figura 66 - Perfil da análise simplificada - dia



Fonte: (NREL, 2020)

Figura 67 - Perfil da análise simplificada - semana



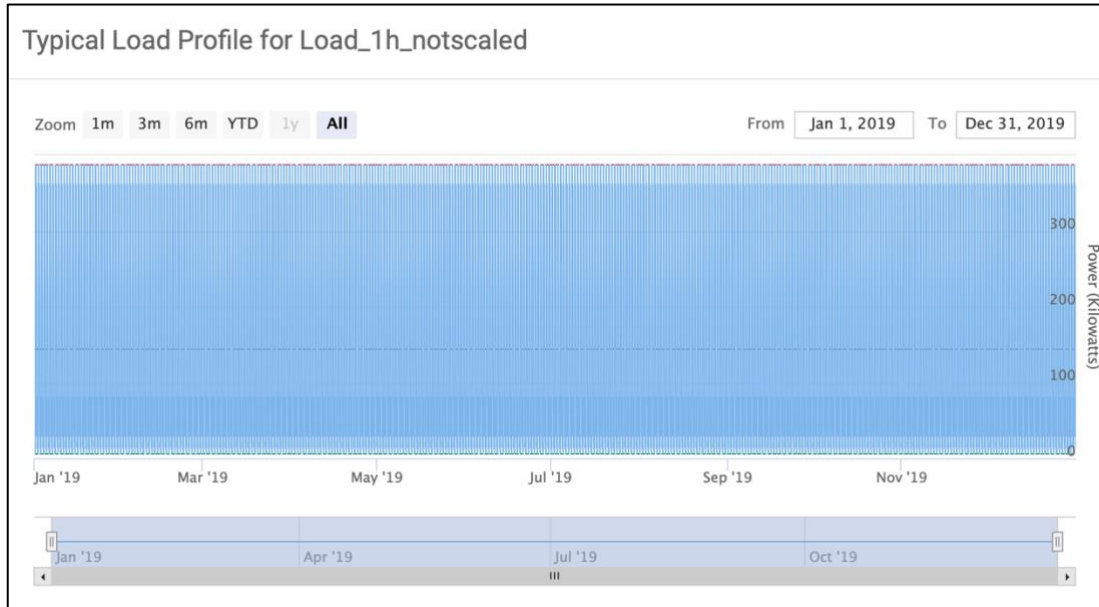
Fonte: (NREL, 2020)

Figura 68 - Perfil da análise simplificada - mês



Fonte: (NREL, 2020)

Figura 69 - Perfil da análise simplificada - ano



Fonte: (NREL, 2020)

Como esta é uma carga hipotética somente para fins de comparação entre as ferramentas, é possível observar como na

Figura 69 não há variação ao longo do ano. Assim, a análise diária pode ser replicada para todos os dias restantes a fim de tomar-se uma conclusão.

Para este perfil, o **valor médio** é 145kW, o **mínimo** é 6kW e o **máximo** 388kW.

5.4.1.2 Perfil de carga da análise completa

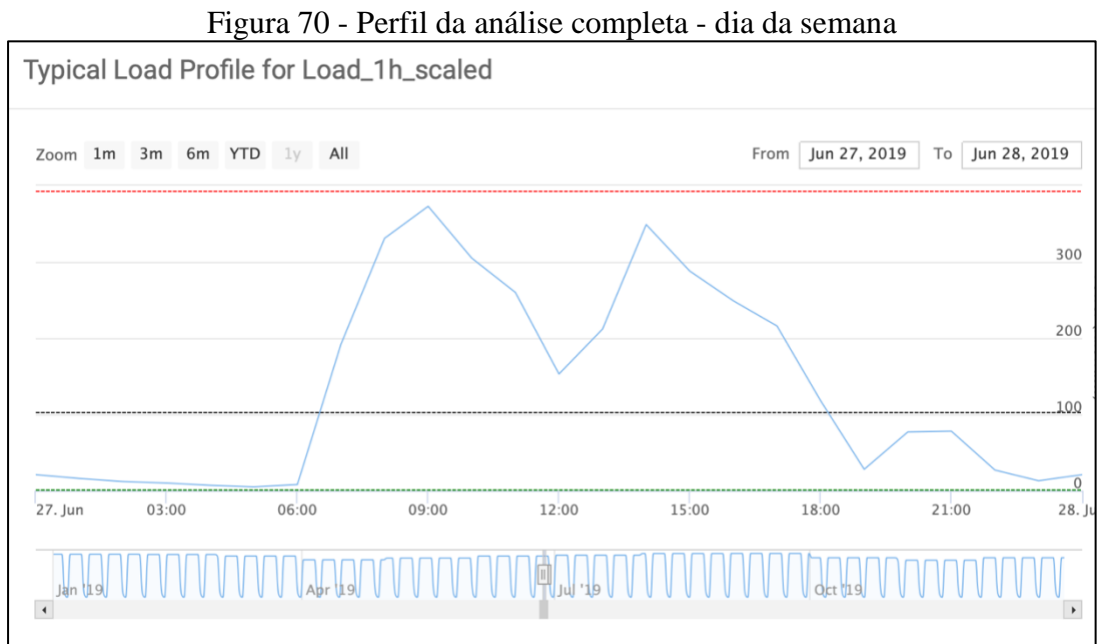
Para a criação da curva de carga da análise completa, os seguintes dados foram disponibilizados pela empresa:

- Faturas de energia elétrica dos anos de 2018 (alguns meses), 2019 (todos os meses), 2020 (até junho);
- Perfil da potência ativa das 00:00:00 às 23:59:59 do dia 02/02/2018 (sexta-feira);
- Perfil da potência ativa das 00:00:00 do dia 03/02/2018 às 23:59:59 do dia 04/02/2018 (sábado e domingo);
- Curva da potência ativa do gerador à diesel ativado entre as 19h às 22h – horário de ponta do período em questão.

Desta forma, adotaram-se os seguintes procedimentos para a criação do perfil de carga anual desta unidade consumidora:

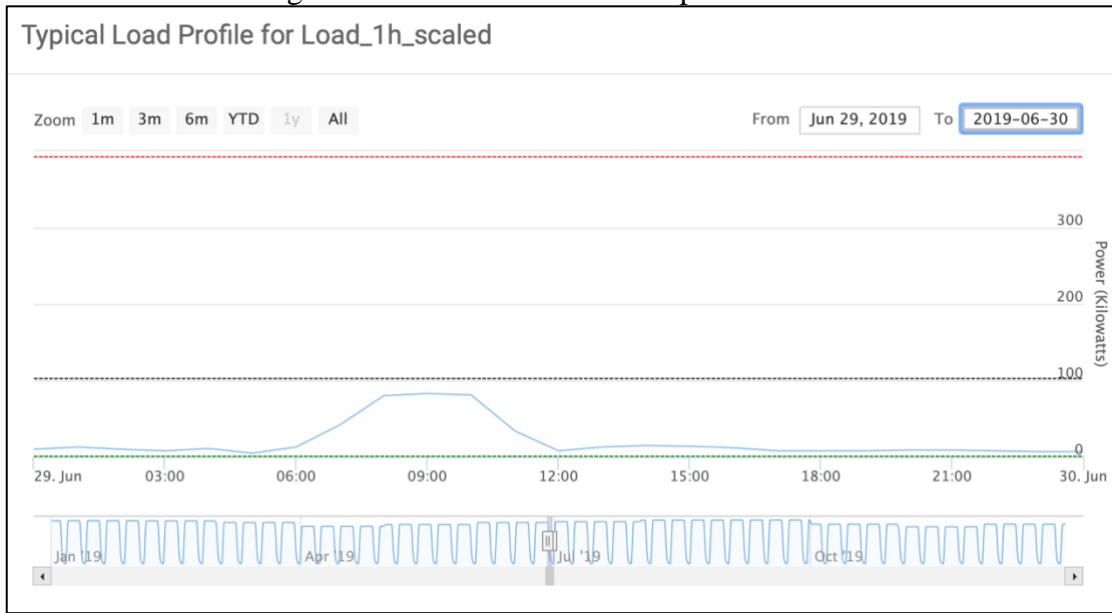
1. Inserção dos dados do gerador no perfil de carga do dia 02/02/2018 (sexta-feira);
2. Com o perfil deste dia completo, parametrizou-se proporcionalmente ao aumento da demanda máxima entre os meses de fevereiro do ano de 2018 e 2019;
3. Replicou-se este dia da semana para todo o mês de fevereiro para o ano fictício de 2019;
4. Replicou-se o mês de fevereiro para todos os meses restantes de 2019, com o aumento ou redução proporcional entre as máximas demandas medidas de cada mês;
5. Inseriu-se as curvas de sábado e domingo em todos os meses, sem aumento ou redução proporcional: ou seja, todos sábados e domingos são iguais para todo o ano;

O resultado é apresentado abaixo para o dia da semana (Figura 70), sábado (Figura 71), semana (Figura 72), mês (Figura 73) e ano (Figura 74).



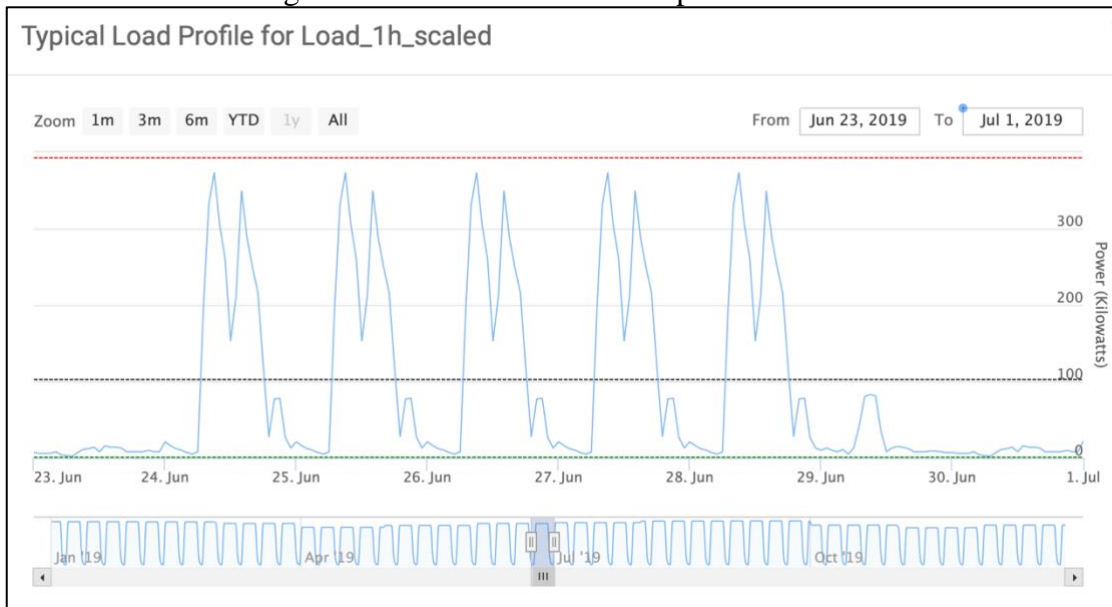
Fonte: (NREL, 2020)

Figura 71 - Perfil da análise completa - sábado



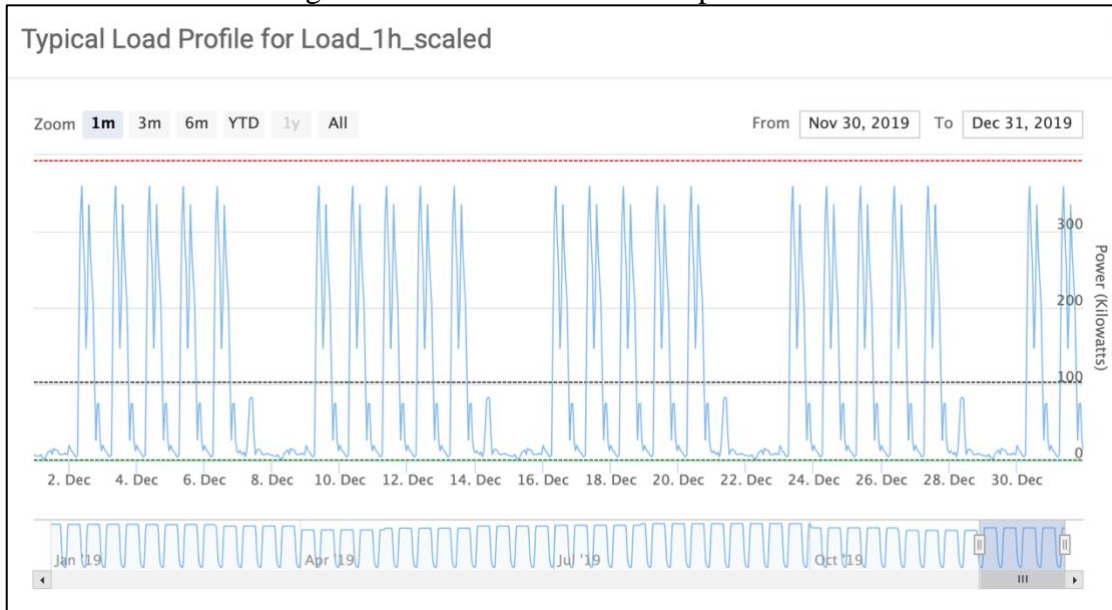
Fonte: (NREL, 2020)

Figura 72 - Perfil da análise completa - semana



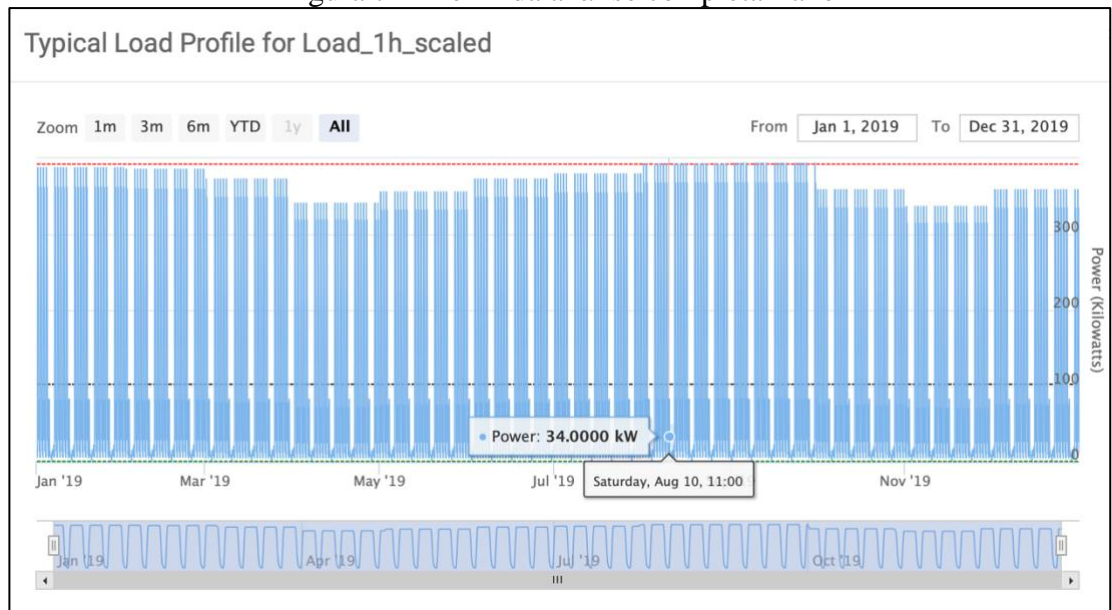
Fonte: (NREL, 2020)

Figura 73 - Perfil da análise completa - mês



Fonte: (NREL, 2020)

Figura 74 - Perfil da análise completa - ano



Fonte: (NREL, 2020)

Observe como, diferentemente do perfil da análise simplificada, é possível perceber claramente a mudança ao longo do ano, também como a inserção de sábados e domingos altera o perfil semanal.

Para este perfil, o **valor médio** é 103,13kW, o **mínimo** é 2kW e o **máximo** 394kW.

5.4.2 Estrutura tarifária

A unidade consumidora em estudo enquadra-se no grupo A4. Portanto, conforme apresentado em 2.2.3, os parâmetros correspondem ao grupo tarifário horo-sazonal Verde. As tarifas aplicadas referem-se à distribuidora RGE, do Rio Grande do Sul.

Os valores são apresentados no Quadro 5:

Quadro 5 - Tarifas horo-sazonal Verde

Ponta/Fora Ponta	Descrição	Valor	Total
Ponta	TUSD ⁵	907,62 (R\$/MWh)	1,3432 (R\$/kWh)
	TE ⁶	435,59 (R\$/MWh)	
Fora Ponta	TUSD	85,77 (R\$/MWh)	0,3457 (R\$/kWh)
	TE	259,96 (R\$/MWh)	
Demanda	Contratada	-	22,87 (R\$/kW)
	Ultrapassagem	-	45,74 (R\$/kW)

Fonte: (RGE, 2020)

A única diferença entre a análise simplificada para a completa é que na primeira desconsidera-se a demanda de ultrapassagem, ou seja, o valor de demanda é único de 22,87 R\$/kWh, independente de ter ultrapassado em mais de 5% o contratado pela unidade consumidora, enquanto na segunda a ultrapassagem é considerada.

Como a ferramenta *REopt Lite* não permite a inserção do custo do excedente reativo, este valor é desconsiderado de todas análises. Também, a fim de simplificação, os impostos federais, estaduais e municipais são desconsiderados, uma vez que eles estarão presentes independente de haver ou não um banco de baterias para o corte de pico.

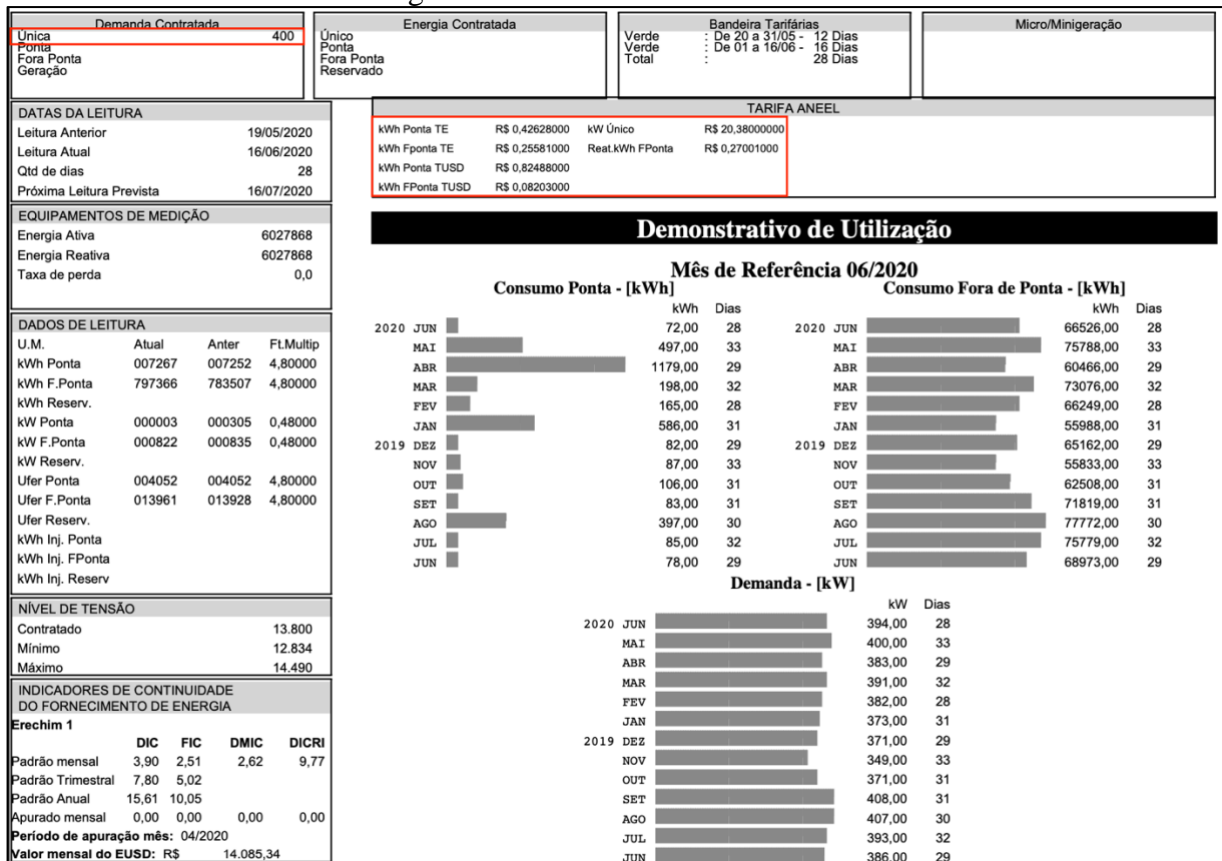
A demanda contratada considerada para ambas análises é a real contratada pela UC: **400kW**. A Figura 75 apresenta uma fatura desta UC de junho de 2020, a fim de observar, em prática, os parâmetros aqui citados. É necessário ressaltar que os valores das tarifas

⁵ TUSD refere-se a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

⁶ TE refere-se a Tarifa de Energia

apresentados no Quadro 5 serão diferentes daqueles da Figura 75, pois desconsideram os tributos.

Figura 75 - Tarifa da UC em estudo



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

5.4.3 Financeiros

Os parâmetros Financeiros são apresentados no Quadro 6 para a análise simplificada e a análise completa. Lembrando que o significado de cada parâmetro do quadro é apresentado no APÊNDICE B – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS.

Quadro 6 - Parâmetros financeiros

Parâmetro	Análise simplificada	Análise completa
Aumento percentual do custo das tarifas, nominal (%/ano)	0%	4%
Taxa de desconto (%/ano)	0%	0%
Taxa efetiva (%/ano)	0%	0%
Período de análise (anos)	15 anos	15 anos
Taxa escalável de O&M (%/ano)	0%	2,5%

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

5.4.4 Bateria

Da mesma forma, o Quadro 7 apresenta os parâmetros da bateria utilizados na análise simplificada e completa, também explicados no APÊNDICE B – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS. (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2020) (NREL, 2020).

Quadro 7 - Parâmetros do BESS

Parâmetro	Análise simplificada	Análise completa
Custo por capacidade de energia (\$/kWh)	\$420	\$420
Custo por capacidade de potência (\$/kW)	\$840	\$840
Permitir que a rede carregue a bateria?	Sim	Sim
Custo de reposição por capacidade (\$/kWh)	\$0	\$200
Ano de reposição por capacidade (ano específico)	-	10º
Custo de reposição por potência (\$/kW)	\$0	\$410
Ano de reposição por potência (ano específico)	-	10º
Capacidade mínima do banco (kWh)	Sem limite	Sem limite
Capacidade máxima do banco (kWh)	Sem limite	Sem limite
Potência mínima do banco (kW)	Sem limite	Sem limite
Potência máxima do banco (kW)	Sem limite	Sem limite
Eficiência do retificador (%)	100%	96%
Eficiência round trip (%)	100%	97,5%
Eficiência do inversor (%)	100%	96%
Estado mínimo de carga (<i>SOC</i>) (%)	20%	20%
Estado de carga inicial	100%	50%
Incentivo total (%)	0%	0%
Desconto/abatimento (\$/kW)	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

5.5 RESULTADOS

Os tópicos a seguir apresentam, respectivamente, os resultados das análises simplificada e completa, de forma a validar a ferramenta *REopt Lite* e financeiramente aprovar ou não a instalação de um BESS, seguida de uma análise sensível dos parâmetros que podem variar ao longo do tempo, alterando a conclusão da análise.

5.5.1 Análise simplificada – validação

Conforme já mencionado, a análise simplificada tem o objetivo de validar a ferramenta *REopt Lite* para posterior utilização na análise completa. Para isso, compara-se os resultados desta ferramenta com aquela desenvolvida pelo usuário em *Excel* e detalhada no

APÊNDICE C – FLUXO DE CÁLCULO DA FERRAMENTA EM *EXCEL*.

Os resultados são validados através da comparação de quatro métricas:

- Despesa para instalação do BESS;
- Despesa total com tarifação ao longo de 15 anos **sem** BESS;
- Despesa total com tarifação ao longo de 15 anos **com** BESS;
- *Net Present Value*.

O Quadro 8 apresenta as métricas citadas, lembrando que os parâmetros utilizados para a análise são apresentados nas seções anteriores. Ainda, na análise simplificada nenhum fator de conversão de moeda é levado em consideração com o único objetivo de validar os números. Na análise completa, entretanto, isso é um fator decisivo, como será apresentado adiante.

Quadro 8 - Resultados da análise simplificada

Métrica	Excel	REopt Lite	Diferença
Despesa para instalação do BESS	\$ 472.920,00	\$ 223.388,00	\$ 249.532,00
Despesa total com tarifação ao longo de 15 anos sem BESS	\$ 9.221.512,28	\$9.374.429,00	\$ -152.916,72
Despesa total com tarifação ao longo de 15 anos com BESS	\$ 7.698.104,10	\$ 7.698.931,00	\$ -826,90
Net Present Value	\$ 1.050.488,18	\$ 1.452.111,00	\$ -401.622,82

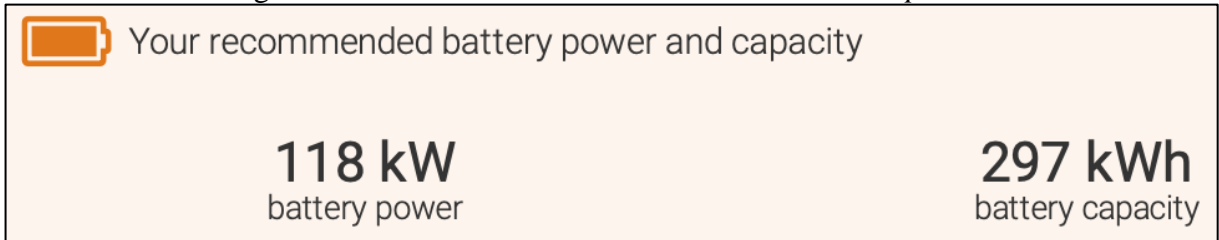
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Para explicar a grande diferença com a métrica “Despesa para instalação do BESS”, é necessário levar em consideração a diferença lógica de cada um dos *softwares* utilizados: enquanto o *REopt Lite* considera que a estratégia de carregamento e descarregamento da bateria pode acontecer várias vezes durante o dia, a ferramenta em *Excel* considera somente um momento contínuo de carga, e momentos contínuos ou não de descarga. Para exemplificar: enquanto no *Excel* a bateria é carregada a noite inteira e descarregada durante o dia, no *REopt Lite* a bateria pode ser continuamente carregada e descarregada, indiferente do horário, de forma a otimizar sua capacidade de armazenamento.

Uma analogia muito simples, conforme citada por ELGQVIST (2017), é a comparação com baldes de água: se precisamos encher um recipiente que tenha volume de 5 litros, o tamanho do balde da ferramenta *Excel* será 5 litros considerando zero recargas; já o da ferramenta *REopt Lite* será, por exemplo, 1 litro considerando cinco recargas. O balde de 1 litro é muito mais barato que o de 5 litros.

Da mesma maneira, o tamanho ideal do BESS da ferramenta em *Excel* é 118kW de potência e 890kWh de armazenamento (Figura 77), já o do *REopt Lite* tem a mesma potência, 118kW, porém 297kWh de armazenamento (Figura 76). Considerando o custo com energia (\$/kWh) apresentado no Quadro 7, a diferença apresentada é justificada.

Figura 76 - Tamanho recomendado do BESS do *REopt Lite*



Fonte: REopt Lite

Figura 77 - Tamanho recomendado do BESS pelo *Excel*

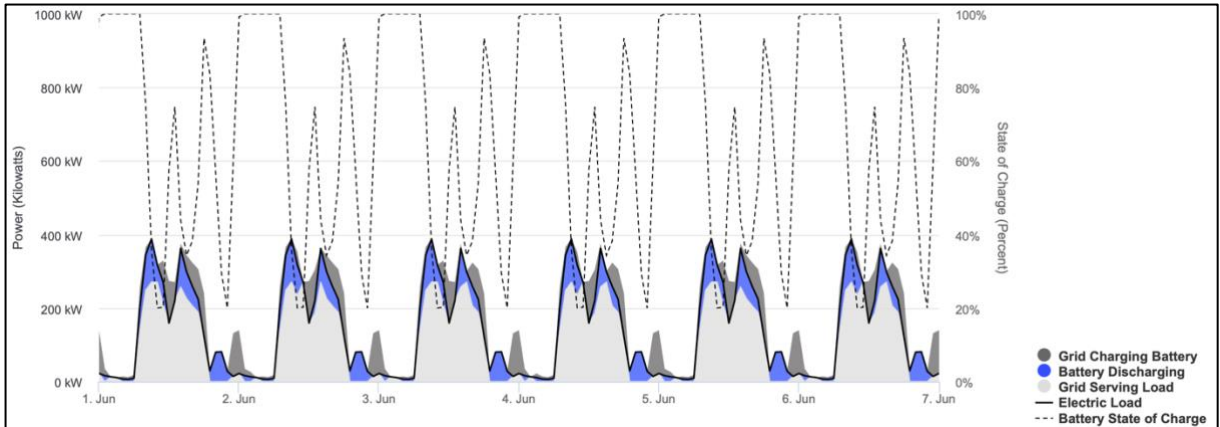
Inverter parameters		
Inverter power	kW	118
PCS initial roundtrip efficiency	%	100.0%
PCS efficiency loss per year	%	0.0%
PCS initial investment cost	\$/kW	840
Battery parameters		
Battery capacity	kWh	890
Battery initial capacity (SOH)	%	100%

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Para o restante das métricas, a diferença entre o *REopt Lite* e o *Excel* é muito pequena considerando o montante financeiro. Ainda assim, é possível explicar a pequena diferença pelo fato que, com a estratégia de descarregamento adotada pelo *REopt Lite*, apesar da curva de carga ser igual para todos os dias, nem todos os dias a bateria descarrega da mesma maneira, uma vez que o estado de carga anterior da bateria é levado em consideração. Isso impacta diretamente em quanta energia no horário fora ponta é consumido e, conseqüentemente, tarifado pela concessionária, justificando a diferença.

Para finalizar, a Figura 78 apresenta a estratégia de carregamento e descarregamento do *REopt Lite* para a curva de carga simplificada e os parâmetros apresentados anteriormente.

Figura 78 - Estratégia de carregamento e descarregamento da análise simplificada



Fonte: REopt Lite

Nota-se que a bateria é carregada e descarregada ao mesmo tempo, o que não é factível. Isso acontece pelo fato que, na análise simplificada, a eficiência de todos componentes é considerada 100%. Ou seja, como não há perdas, ela pode carregar e descarregar quando for necessário. Adiante, na análise completa, com as perdas consideradas, isso não acontece.


5.5.2 Análise completa

5.5.2.1 Tamanho do BESS e estratégia de carregamento e descarregamento

Com a ferramenta *REopt Lite* devidamente validada através dos resultados de 5.5.1, os resultados da análise completa podem ser apresentados.

Considerando todos parâmetros (curva de carga, estrutura tarifária, parâmetros da bateria e financeiros) mencionados anteriormente, o resultado do melhor tamanho de BESS para análise financeira é **111kW de potência e 293kWh de armazenamento**, conforme Figura 79.

Figura 79 - Resultado do melhor tamanho de BESS para a análise completa

 Your recommended battery power and capacity

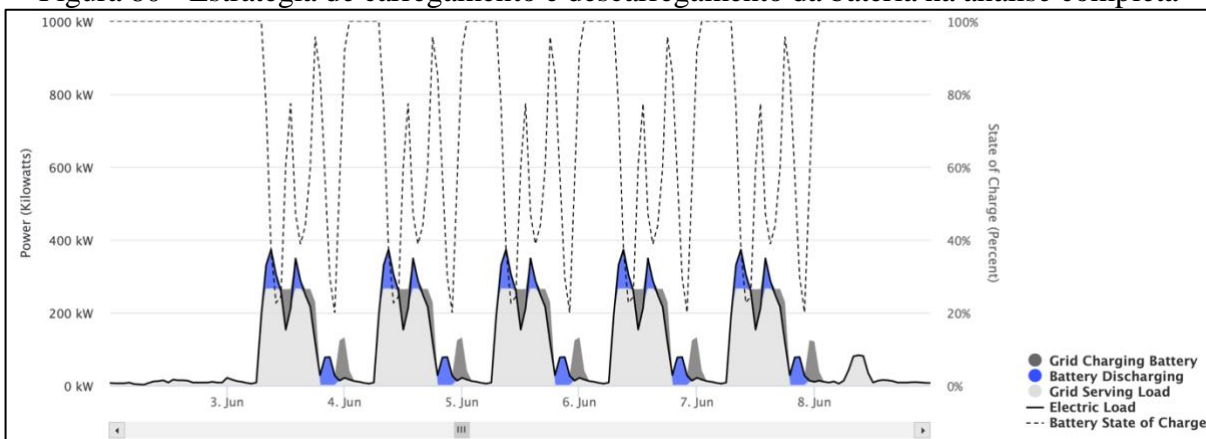
111 kW
battery power

293 kWh
battery capacity

Fonte: REopt Lite

A estratégia de carregamento e descarregamento entre os dias 02/06 e 09/06 (correspondente a uma semana) é apresentada na Figura 80.

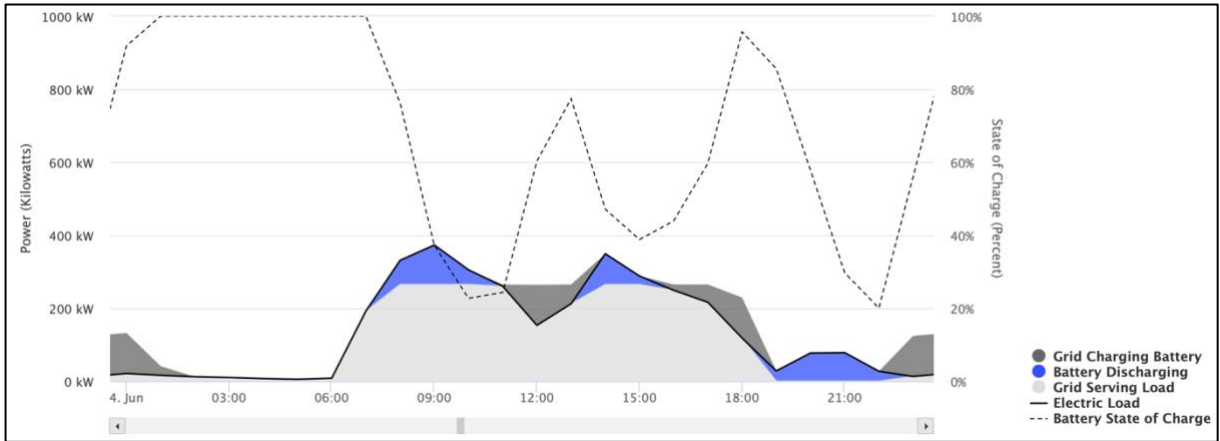
Figura 80 - Estratégia de carregamento e descarregamento da bateria na análise completa



Fonte: REopt Lite.

Verifica-se que com as perdas dos componentes do BESS consideradas, não há sobreposição de carregamento e descarregamento da bateria, tornando a estratégia realista. Ainda, se a análise dessa estratégia for aproximada para um dia de semana, conforme Figura 81, é possível notar que, sempre que possível, o consumo de energia no horário de ponta será cortado pelo BESS, de forma a gerar economia na fatura de energia do consumidor.

Figura 81 - Estratégia para um dia da semana da análise completa



Fonte: REopt Lite

Para os períodos da Figura 81 entre 12h e 15h e 18h e 21h, onde, aparentemente há carregamento e descarregamento ao mesmo tempo, é explicado pelo fato que a resolução utilizada é 1h. A Figura 82 apresenta o carregamento e descarregamento horário entre o período das 12h às 15h deste dia, provando como não ocorre de maneira simultânea.

Figura 82 - Estratégia de carregamento detalhada entre 12h e 15h do dia 04/06.

Time Step	Data	Time	Electric Load (kW)	Grid Serving Load (kW)	Battery Discharging (kW)	Grid Charging Battery (kW)	Battery State of Charge (%)
3709	04/06/19	12:00:00	153	153	0	111	0.6
3710	04/06/19	13:00:00	212	212	0	52.9	0.8
3711	04/06/19	14:00:00	349	264.9	84.1	0	0.5
3712	04/06/19	15:00:00	288	264.9	23.1	0	0.4

Fonte: REopt Lite.

5.5.2.2 Resultado financeiro

Para apresentar o resultado financeiro, deve-se levar em conta que os componentes do BESS são importados, e seus custos sumarizados em custo por unidade de potência e por unidade de energia, conforme apresentados no Quadro 7 e referenciados em

APÊNDICE B – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS. Desta forma, apresenta-se primeiro os resultados em dólares, e em seguida em reais, considerando a conversão de moeda.

Na moeda americana, o Quadro 9 resume os resultados financeiros comparando-se o sistema com e sem a presença do BESS.

Quadro 9 - Resultado em dólares da análise completa

	Sem BESS	Com BESS	Diferença
Potência da bateria	0 kW	111 kW	111 kW
Capacidade da bateria	0 kWh	293 kWh	293 kWh
Energia provida pela rede no Ano 1	903.424 kWh	918.857 kWh	-15.433 kWh
Ano 1			
Custo com energia	\$366.534,00	\$317.649,00	\$48.885,00
Custo com demanda	\$101.520,00	\$72.039,00	\$29.481,00
Ao longo dos 15 anos			
Custo com energia	\$7.632.894,00	\$6.614.886,00	\$1.018.008,00
Custo com demanda	\$2.114.105,00	\$1.500.185,00	\$613.919,00
Custo total do BESS ao longo dos 15 anos			
Custo inicial (CAPEX)	-	\$216.227,34	-
Custo com O&M	-	\$104.075,81	-
Custo total ao longo dos 15 anos	\$9.746.999,27	\$8.435.375,12	\$1.311.624,14
Net Present Value	\$0	\$1.311.624,14	\$1.311.624,14

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Perceba que há aumento da energia provida pela rede com a inclusão do BESS. Isso deve-se ao fato que, quando a energia era provida diretamente à carga, agora ela é utilizada parte para a carga, parte para o carregamento das baterias. Como há perdas envolvidas, é necessário mais energia para supri-las. Ainda assim, mesmo com o aumento da energia provida pela rede, a despesa em sua faturação é menor, uma vez que seu consumo passa a ser majoritariamente em horário fora de ponta, onde o custo é menor.

Por outro lado, se há aumento do consumo de energia, após a inserção do BESS há redução na demanda máxima faturada, explicando assim a redução na despesa com demanda. Com o corte de pico provido pelo BESS, quando antes a máxima demanda faturada era de 394kW, agora passa a ser de **283kW**, conforme quinta coluna da Figura 83, e, portanto, não se faz mais necessário contratar-se os 400kW com a concessionária de energia elétrica.

Figura 83 - Máxima demanda exigida pela rede

Time Step	Data	Time	Electric Load (kW)	Grid Serving Load (kW)	Battery Discharging (kW)	Grid Charging Battery (kW)	Battery State of Charge (%)
5866	02/09/19	09:00:00	394	283	111	0	0.4
5890	03/09/19	09:00:00	394	283	111	0	0.4
5914	04/09/19	09:00:00	394	283	111	0	0.4
5938	05/09/19	09:00:00	394	283	111	0	0.4
5962	06/09/19	09:00:00	394	283	111	0	0.4

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Considerando a moeda estrangeira, há uma redução aproximada de \$6.530,00 mensais ao longo do primeiro ano, e \$9.066,00 ao longo da vida útil. Essa diferença ocorre devido ao aumento do custo da energia e demanda durante o período.

O custo inicial para instalação do BESS (CAPEX) e sua reposição no 10º ano de uso são compensados com a economia gerada na fatura da concessionária, proporcionando, ao final do período, uma economia de \$1.311.624,14.

Os resultados não são favoráveis quando é incluída a conversão de moeda na análise financeira. No dia 20/08/2020, data em que a análise foi realizada, a cotação do dólar estava em R\$5,39. Esse valor, porém, segundo o Sítio de Apoio do Importador (RECEITA FEDERAL, 2020) deve ser acrescido dos seguintes impostos, dado que os componentes do BESS devem ser importados:

- II (Impostos de Importação): imposto federal com finalidade puramente econômica e de proteção. Calculado por $18\% \times \text{valor aduaneiro}$;
- IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados): imposto federal atuante sobre produtos importados ou não. Calculado por $15\% \times (\text{valor aduaneiro} + II)$;
- PIS: Programa de Integração Social. Calculado por $2.10\% \times \text{valor aduaneiro}$;
- COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social. Calculado por $9.65\% \times \text{valor aduaneiro}$.

E, ainda, o imposto estadual:

- ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercados e Serviços. No Rio Grande do Sul, na data da pesquisa, é calculado com a alíquota de 30% sobre o valor aduaneiro acrescido dos impostos acima.

Dessa forma, a cotação inicial de R\$5,39 simulada no Sítio de Apoio ao Importador com a inclusão do ICMS resultou em R\$10,33 com todos impostos inclusos, conforme Figura 84.

Figura 84 - Impostos incidentes na importação do BESS por dólar

■ Dados da Simulação			
Código NCM	8507.60.00		
Descrição NCM	- DE ÍON DE LÍTIO		
Taxa de Câmbio do Dia 17/8/2020	R\$ 5,3852		
Valor Aduaneiro Convertido	R\$5,39		
Alíquota II (%)	<input type="text" value="18,00"/>	Tributo II	R\$ 0,97
Alíquota IPI (%)	<input type="text" value="15,00"/>	Tributo IPI	R\$ 0,95
Alíquota PIS (%)	<input type="text" value="2,10"/>	Tributo PIS	R\$ 0,11
Alíquota COFINS (%)	<input type="text" value="9,65"/>	Tributo COFINS	R\$ 0,52

Fonte: (RECEITA FEDERAL, 2020)

Assim, o Quadro 9 pode ser replicado para a moeda real (R\$), utilizando-se a conversão recém definida.

Quadro 10 - Resultado em reais da análise completa

	Sem BESS	Com BESS	Diferença
Potência da bateria	0 kW	111 kW	111 kW
Capacidade da bateria	0 kWh	293 kWh	293 kWh
Energia provida pela rede no Ano 1	903.424 kWh	918.857 kWh	-15.433 kWh
Ano 1			
Custo com energia	R\$366.534,00	R\$317.649,00	R\$48.885,00
Custo com demanda	R\$101.520,00	R\$72.039,00	R\$29.481,00
Ao longo dos 15 anos			
Custo com energia	R\$7.632.894,00	R\$6.614.886,00	R\$1.018.008,00
Custo com demanda	R\$2.114.105,00	R\$1.500.185,00	R\$613.919,00
Custo total do BESS ao longo dos 15 anos			
Custo inicial (CAPEX)	-	R\$2.234.022,28	-
Custo com O&M	-	R\$1.075.292,69	-
Custo total ao longo dos 15 anos	R\$9.746.999,27	R\$11.424.386,95	-R\$1.677.387,68
Net Present Value	R\$0	-R\$1.677.387,68	-R\$1.677.387,68

Fonte: Elaborado pelo autor (2020.)

Observe como a única diferença entre o Quadro 9 e o Quadro 10 está no custo inicial (CAPEX) e no custo com O&M. Não há diferença no restante dos valores pois, para a análise de custos com tarifação de energia e demanda, considerou-se que o valor da energia (R\$/kWh) e da demanda (R\$/kWh) são iguais em ambas moedas real e dólar. Assim, o único fator diferença está nos componentes do BESS e na manutenção do mesmo. Com a inclusão da conversão de \$1 equivalente a R\$10,33, o alto custo com o sistema inviabiliza a instalação ao longo de 15 anos com a perda aproximada de R\$1.677.383,68. Ainda, como não há diferença nos custos com energia e demanda, os valores mensais salvos considerando somente a tarifação pela concessionária são iguais ao caso em dólar - \$6.530,00 mensais ao longo do primeiro ano, e \$9.066,00 ao longo da vida útil – porém não suficientes para compensar o alto custo com o BESS.

5.5.3 Análise sensítiva

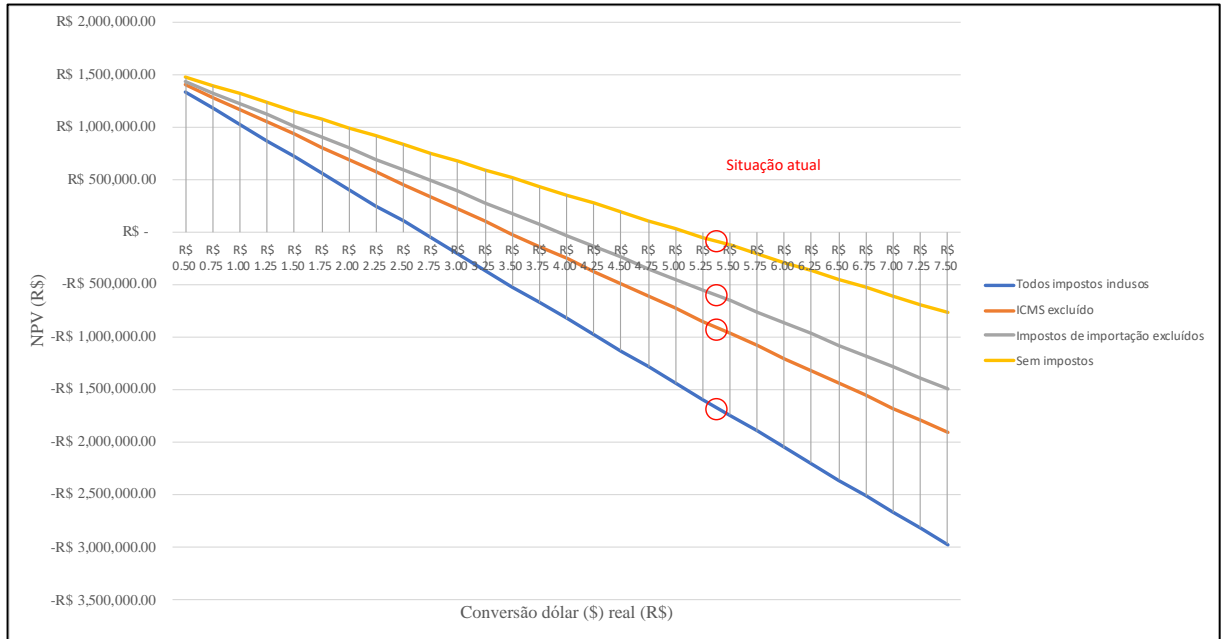
Como pôde-se notar nas conclusões dos capítulos anteriores, alguns parâmetros determinam a viabilidade da instalação de um BESS no Brasil, quais são: conversão de moeda, impostos, custo do BESS por unidade de potência (kW) e por unidade de armazenamento (kWh), e, de maneira menos impactante, o aumento do preço das tarifas de energia e demanda ao longo do tempo.

A seguir, uma análise sensítiva para cada um dos casos mostra como a variação destes parâmetros influencia na recomendação de instalação ou não de um BESS no país.

5.5.3.1 NPV versus impostos

O gráfico da Figura 85 apresenta diferentes possibilidades de *Net Present Values* para diferentes situações de impostos.

Figura 85 - *NPV versus* impostos



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Na linha **azul**, todos impostos são considerados (ICMS + II + IPI + PIS + COFINS), enquanto a linha **amarela** apresenta uma conversão crua, sem imposto algum. Entre as duas situações, a linha **laranjada** exclui o ICMS, e a linha **cinza** mantém o ICMS e exclui o II, IPI, PIS e COFINS.

Com a cotação atual de R\$5,39, destacada com círculos vermelhos na Figura 85, a melhor situação possível, sem impostos algum, apresentaria uma perda de R\$94.506,68, 94,37% a menos que o *NPV* considerando todos impostos.

Para a situação mais realista, a linha **azul**, uma cotação de R\$2,66 seria necessária para empatar os custos com o BESS e a quantidade de dinheiro salva com tarifação de energia e demanda. No melhor dos cenários, sem qualquer imposto (linha **amarela**), uma cotação de R\$5,09 já seria o suficiente para equilibrar. Uma diferença de 91,35% a mais em relação à cotação de R\$2,66.

Para as situações intermediárias, desconsiderando o ICMS (linha **laranjada**), uma cotação de R\$3,45 ou menos é necessária, enquanto removendo os impostos II, IPI, PIS e COFINS (linha **cinza**), deve-se ter uma relação dólar-real de R\$3,92.

Pode-se concluir que a presença de impostos é um fator diferencial para a viabilidade econômica da implantação de tais sistemas de armazenamento no país. Espera-se que análises como essa sirvam de impacto para a aplicação de incentivos fiscais por parte das autoridades brasileiras e, possibilite assim, um aumento dessa tecnologia, reforçando o incentivo à

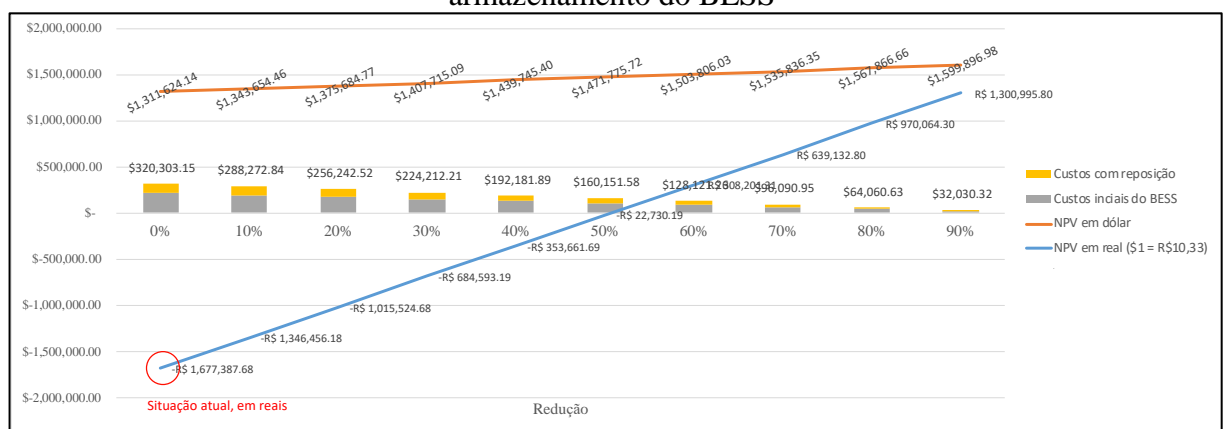
sustentabilidade ambiental através da substituição de poluentes geradores a diesel por sistemas de bateria.

5.5.3.2 Custo inicial, de manutenção e NPV versus redução nos custos por kW e kWh do sistema BESS

Conforme citado em 4.4, com a tendência da redução do custo por unidade de potência e unidade de armazenamento, a viabilidade de BESS no Brasil pode mudar ao longo do tempo. Assim, também como a variação dos impostos com a cotação do dólar, faz-se uma análise sensível da variação dos parâmetros de instalação e manutenção de um BESS.

A Figura 86 apresenta a evolução dos custos iniciais (CAPEX) e de manutenção (O&M) de um BESS, juntamente com o *Net Present Value*, desconsiderando-se as taxas de retorno, para 15 anos de vida útil.

Figura 86 - NPV, CAPEX e O&M versus variação do custo por unidade de potência e armazenamento do BESS



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Nesta análise, a linha **laranjada** representa o NPV em dólares, a linha **azul** representa a mesma métrica em reais na situação atual de análise, considerando uma conversão de R\$10,33 (R\$5,39 + todos impostos), enquanto as colunas empilhadas representam o custo inicial (CAPEX) e de manutenção do BESS.

O eixo horizontal representa a redução dos custos envolvidos na instalação e manutenção de um BESS, apresentados no Quadro 7 e replicados aqui:

- Custo por unidade de potência (\$/kW): \$840,00

- Custo por unidade de energia (\$/kWh): \$420,00
- Custo de reposição por unidade de potência (\$/kW): \$410,00
- Custo de reposição por unidade de energia (\$/kWh): \$200,00

Para exemplificar, em 0% (situação atual), um banco com potência de 111kW e capacidade de armazenamento de 293kWh, tem custo total de CAPEX + O&M de \$320.303,15. Em 10%, o custo por unidade de potência passaria de \$840,00 para \$756,00, o de unidade de armazenamento de \$420,00 para \$378,00, o de reposição de potência de \$410,00 para \$369,00 e o de reposição de armazenamento de \$200,00 para \$180,00, e o novo custo total com CAPEX+O&M seria de \$288.272,84. Assim por diante para os demais valores de redução em porcentagem.

Nota-se que, caso houvesse uma redução de 90% dos custos acima citados, enquanto o aumento do *NPV* em dólares é de \$288.272,84 (\$1.599.896,98 – \$1.311.624,14, um aumento percentual de 22%), essa diferença, em reais, é de R\$2.978.383,47, representando 178% de aumento no *NPV*. E como a tendência destes custos é reduzir ano após ano (RALON, TAYLOR, *et al.*, 2017), aumenta-se muito o potencial de instalação de um BESS no Brasil, mesmo com a grande inserção de impostos.

Para o cenário da análise atual, considerando todos impostos, uma redução de aproximadamente 50% seria necessária para que as despesas com o BESS empatassem com o dinheiro salvo na fatura de energia elétrica da concessionária.

5.5.3.3 *NPV versus remoção do aumento do preço da tarifa de energia e demanda ao longo do tempo*

Considerando apenas a remoção do aumento percentual da tarifa de demanda (R\$/kW) e de energia (R\$/kWh) da concessionária ao longo da vida útil do BESS – ou seja, a remoção do parâmetro de 4% do Quadro 6 com todos os demais parâmetros inalterados – o *Net Present Value* seria impactado de acordo com o Quadro 11:

Quadro 11 - *NPV versus remoção do aumento percentual da tarifa*

Métrica	Com aumento anual	Sem aumento anual
Net Present Value	R\$ -1.677.387,68	R\$ -2.133.830,67

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tal resultado é explicado pelo fato que, quanto maior a diferença entre a tarifa de demanda (R\$/kW) e de energia (R\$/kWh), maior a vantagem em instalar-se um BESS, uma vez que maior será a economia com energia em horário de ponta e com demanda contratada.

6 ESTUDOS FUTUROS

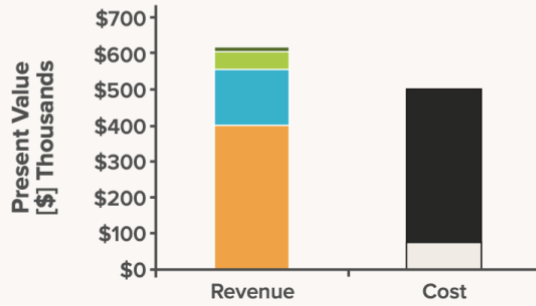
Como sugestão de estudos futuros, estão:

- Utilização de baterias de segunda vida: sabe-se que, quando baterias de Íon-Lítio são aplicadas em veículos elétricos (usualmente abreviadas por BEV, do inglês *Battery Electric Vehicles*), seu uso acontece até o momento em que essas baterias atingem em torno de 80% de sua capacidade. Se não mais adequadas para aplicações automotivas, estas baterias podem ser um potencial uso para sistemas de armazenamento com uma demanda menos estressante que a de EVs (*electric vehicles*), como diz a empresa alemã TÜV SÜD. De acordo com Tobias Mayer, expert da empresa, realizou-se um teste envolvendo 104 módulos de baterias previamente utilizadas em veículos elétricos, sob condições controladas. Destas, após testes de adequação, 70 foram utilizadas para um sistema de armazenamento residencial, fornecendo 43kWh/7,2kW com resultados mais que satisfatórios. A grande motivação para seu uso, portanto, é a redução no investimento inicial para tais sistemas, que sabidamente é um fator decisivo na factibilidade do projeto (MAYER, 2020).
- Integração com módulos fotovoltaicos: ao invés de utilizar-se da própria energia da rede para realizar o carregamento do banco de baterias, e assim aumentar a despesa com o consumo de energia – uma vez que há perdas durante o processo de conversão –, a inclusão de módulos fotovoltaicos pode ser uma alternativa. Apesar de aumentar o investimento inicial do projeto, a redução na despesa com consumo de energia pode ser fator decisivo para a viabilidade do projeto. Além disso, é notável o crescimento da tecnologia no país, que com a popularização também torna mais acessível a aquisição dos equipamentos necessários.
- Utilização do BESS para mais de uma função: segundo Fitzgerald, Mandel e Morris (2015), um sistema de armazenamento de baterias utiliza somente de 5-50% do tempo de sua vida útil para criar valor na sua aplicação, enquanto o restante do tempo permanece em ócio, não tornando sua aplicação financeiramente viável (de maneira geral). Uma solução, portanto, seria utilizar o mesmo BESS para múltiplas aplicações. Como o número de variáveis associadas à um BESS é extremamente variável de acordo com a aplicação e à sua posição no sistema elétrico – atrás do medidor ou ao nível de transmissão, por exemplo –

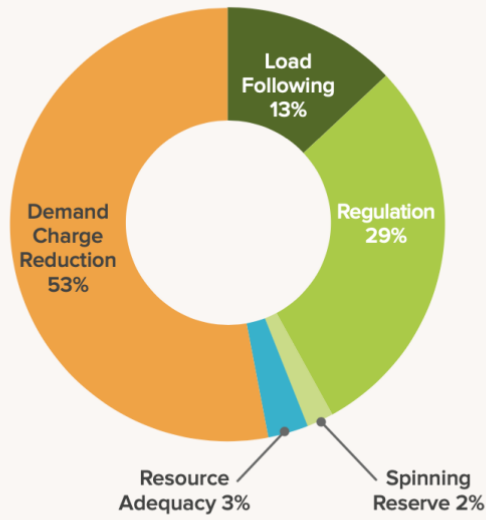
é muito difícil criar um modelo que forneça uma previsão generalista. Desta forma, segundo os autores, o estudo caso a caso se faz necessário. Para tanto, os mesmos demonstraram em *The economics of Battery Energy Storage* quatro estudos de casos: cada um deles com uma aplicação primária diferente, mas todos provendo outros serviços enquanto a função principal não era executada. Como resultado, exibe-se a Figura 87, onde uma aplicação de corte de pico é aplicada em um hotel na cidade de São Francisco, no EUA. A figura compara o retorno financeiro das múltiplas aplicações com a despesa de aquisição e manutenção de um banco de baterias de Íon-Lítio. É possível perceber que, caso o BESS não fosse utilizado para mais de uma função, seu investimento não se justificaria. Ainda, na mesma figura, é possível observar como o serviço primário principal (corte de pico) é responsável por 53% do tempo do banco, enquanto o restante divide-se entre as demais aplicações. Sugere-se, portanto, que o estudo de múltiplas aplicações seja considerado por aqueles que pretendem utilizadas baterias em suas finalidades.

Figura 87 - Múltiplas aplicações em um BESS

Commercial demand-charge management in San Francisco.



Percentage of hours energy storage is dispatched to each service



- Load Following ■ Frequency Regulation ■ Spin Reserve
- Resource Adequacy ■ Demand Charge Reduction
- Capital Cost ■ Capital Cost
- O&M & Charging ■ Tax Cost ■ Tax Benefits

Fonte: (FITZGERALD, MANDEL e MORRIS, 2015)

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com os *insights* obtidos pela leitura dos mais diversos artigos, publicações, revistas e livros sobre o assunto, o tema “Sistemas de Armazenamento” mostra-se cada vez mais relevante em mundo mais conectado e que demanda mais e mais energia. É inevitável que se fará necessária a utilização de fontes de energia limpas, sendo impossível fugir de sua intermitência. A presença de métodos de armazenamento, portanto, se mostra indispensável e chega para mostrar seu protagonismo.

Dentre os sistemas de armazenamento disponíveis, aquele que utiliza a tecnologia de baterias de Íon-Lítio mostrou grande potencial para as mais diversas aplicações, seja a nível residencial ou a nível de maiores tensões, onde atuam distribuidoras, transmissoras, geradoras e comercializadoras de energia. E é justamente pelo enorme leque de possibilidades, que ao mesmo tempo que gera enorme valor para toda a cadeia elétrica, torna sua regularização tão complexa e lenta, principalmente no cenário nacional. Conforme apurado no último capítulo deste trabalho, são diversos os parâmetros que ainda fazem da sua aplicação uma situação tão caso a caso, dificultando o estudo generalizado.

Dentre esses parâmetros – que de maneira geral foram divididos em técnicos e financeiros para a análise do

ESTUDO DE CASO – desconsiderou-se as barreiras regulatórias, que ainda se mostram primárias. Apesar de chamado de P&D realizado pela ANEEL em 2016 e existir alguns projetos pilotos com parcerias de universidades e empresas – tal como a própria UFSC e a WEG – não há nenhuma norma efetiva que possibilite a implantação destes sistemas de armazenamento, principalmente quando colocados *behind-the-meter*, posição a qual gera maior valor na cadeia elétrica, uma vez que beneficia desde o consumidor final até as concessionárias. Para tal situação, espera-se que, quando propostas, estas normas sejam verticais a fim de integrar todas as partes envolvidas nos benefícios.

Já para os demais parâmetros, o tempo será decisivo e tende a apresentar as tendências esperadas nas reduções dos custos iniciais de investimento. Conforme apresentado ao longo do trabalho, o custo por unidade de potência e por unidade de armazenamento tende a decair. Enquanto isso não acontece, o resultado da análise financeira do estudo de caso mostra a realidade brasileira, a qual reflete a grande incidência de impostos e o efeito do dólar em tais tecnologias. Para contornar estes desafios, soluções foram propostas em ESTUDOS FUTUROS, no qual considera a aplicação de múltiplas funções de um mesmo BESS ou mesmo a utilização de baterias de segunda vida.

REFERÊNCIAS

ABNT CATÁLOGO. ABNT Catálogo. **Norma Técnica**, 2019. Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=426965>>. Acesso em: 1 Setembro 2020.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA No 414**. [S.l.], p. 146. 2010.

ANEEL. **Por dentro da conta de luz**. ANEEL. Brasília, p. 44. 2016.

ANEEL. **Workshop Projetos de Armazenamento de Energia**. ANEEL. [S.l.], p. 32. 2019.

ANEEL. Modalidades tarifárias. ANEEL, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/alta-tensao-itens/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Falta-tensao-itens%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zNaRBjCLDgbE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dno>. Acesso em: 11 Agosto 2020.

ARGYROU, M.; CHRISTODOULIDES, P.; KALOGIROU, S. Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications. **Elsevier**, Cyprus, p. 804-821, Maio 2018.

BALBINO, A. J. **Análise da qualidade de energia elétrica**. Erechim, p. 16. 2018.

BATTERY UNIVERSITY. What is C-Rate? **Battery University**, 2017. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/learn/article/what_is_the_c_rate>. Acesso em: 24 Agosto 2020.

BUENO, A. F.; BRANDÃO, C. A. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil. **ABAQUE**, Julho 2017. 24-26.

CHUA, K. H.; LIM, Y.-S.; MORRIS, S. Energy storage system for peak shaving. **International Journal of Energy Sector Management**, Setapak, v. 10, n. 1, p. 3-18, Abril 2016.

COSTA E SILVA, Y. F. F.; BORTONI, E. C. Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes Inteligentes: características, oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 22, p. 48-73, Janeiro 2016.

CUTLER, D. et al. **REopt: A Platform for Energy System Integration and Optimization**. NREL. Golden, p. 75. 2017.

DAHAN, J.; EHRLICH, G. M. Linden's Handbook of Batteries. In: REDDY, T. B. **Linden's Handbook of Batteries**. 4th edition. ed. [S.l.]: McGraw Hill, v. I, 2010. p. 26.1-26.75.

DOE. DOE OE Global Energy Storage Database. **U.S. Department of Energy**, 2020. Disponível em: <<https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>>. Acesso em: 26 Agosto 2020.

ELGQVIST, E. NREL. **Energy Storage Economics**, 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/70035.pdf>>. Acesso em: 20 Agosto 2020.

EPE. Demanda de Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**.

FISHER, M.; WHITACRE, J.; APT, J. A Simple Metric for Predicting Revenue from Electric Peak-Shaving and Optimal Battery Sizing. **Wiley**, Weinheim, p. 9, 2018.

FITZGERALD, G.; MANDEL, J.; MORRIS, J. **The Economics of Battery Energy Storage**. Boulder, CO: Rocky Mountain Institute, 2015.

HESSE, H. C. et al. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. **Energies**, Munich, p. 1-42, Dezembro 2017.

HOFF, M.; LIN, R. **Development and practical use of a Levelized Cost of Storage (LCOS) metric**. NEC Energy Solutions. [S.l.], p. 22. 2016.

IBRAHIM, H.; BEGUENANE, R.; MERABET, A. **Technical and Financial Benefits of Electrical Energy Storage**. Electrical Power and Energy Conference. [S.l.]: IEEE. 2012. p. 86-91.

LAWDER, M. T. et al. Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. **Proceedings of the IEEE**, p. 1-17, Junho 2014.

LIN, R.; HOFF, M. **Comparing the Upfront Costs of Energy Storage**. NEC. [S.l.], p. 8. 2016.
MAYER, T. A "second life" for lithium-ion battery modules. TÜV SÜD. Munich, p. 12. 2020.

MONGIRD, K. et al. **Energy Storage Technology and Cost Characterization Report**. Hydro Wires. [S.l.], p. 120. 2019.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. About NREL. **NREL**, 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/about/>>. Acesso em: 12 Agosto 2020.

NIT. Chamada ANEEL nº 21/2016 – Projeto Estratégico “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”. **NIT**, 2016. Disponível em: <<http://nit.uesc.br/portal/2016/08/18/chamada-no-212016-projeto-estrategico-arranjos-tecnicos-e-comerciais-para-insercao-de-sistemas-de-armazenamento-de-energia-no-setor-eletrico-brasileiro/>>. Acesso em: Setembro 2020.

NREL. BLAST: Battery Lifetime Analysis and Simulation Tool Suite. **NREL Transportation Research**, 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/transportation/blast.html>>. Acesso em: 12 Agosto 2020.

NREL. REopt Model and REopt Lite Capabilities Comparison. **NREL**, 2020. Disponível em: <<https://reopt.nrel.gov/analysis/capabilities-comparison.html>>. Acesso em: 12 Agosto 2020.

NREL. Typical Load Profiles. **REopt**, 2020. Disponível em: <https://reopt.nrel.gov/tool/typical_load_profiles>. Acesso em: 13 Agosto 2020.

NREL. Web Tool User Manual. **NREL**, 2020. Disponível em: <<https://reopt.nrel.gov/tool/REopt%20Lite%20Web%20Tool%20User%20Manual.pdf#page=34>>. Acesso em: 12 Agosto 2020.

ONS. O que é o SIN. **ONS**, 10 Agosto 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 10 Julho 2020.

ONS. O Sistema em Números. **ONS**, 10 Agosto 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>.

ONS. Sobre o SIN. **O Sistema em Números**, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 18 Agosto 2020.

ONS. Sobre o SIN. **O que é o SIN**, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 20 Agosto 2020.

PARKER BRAZIL TEAM. AES Tietê inaugura primeiro sistema de armazenamento de energia do País. **Parker**, 2019. Disponível em: <<http://blog.parker.com/br/aes-tiete-inaugura-primeiro-sistema-de-armazenamento-de-energia-do-pais>>. Acesso em: 26 Agosto 2020.

PORTAL SOLAR. Portal Solar. **Normas técnicas e questão tributária são desafios para avanço de sistemas de armazenamento, apontam especialistas**, 2020. Disponível em:

<<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/normas-tecnicas-e-questao-tributaria-sao-desafios-para-avanco-de-sistemas-de-armazenamento-apontam-especialistas.html>>. Acesso em: 1 Setembro 2020.

PROCEL. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. PROCEL. Rio de Janeiro. 2011.
RALON, P. et al. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. IRENA. Abu Dhabi, p. 132. 2017.

RECEITA FEDERAL. Receita Federal - Ministério da Economia. **Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das Importações**, 2020. Disponível em: <<http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/>>. Acesso em: 20 Agosto 2020.

RGE. RGE. **Normas Técnicas**, 2020. Disponível em: <<https://www.rgers.com.br/atendimento-a-consumidores/orientacoes-tecnicas/publicacoes-tecnicas/Paginas/normas-tecnicas.aspx>>. Acesso em: 1 Setembro 2020.

RGE. Tarifas - RGE. **CPFL Energia**, 2020. Disponível em: <<https://www.cpflempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=D008>>. Acesso em: 12 Agosto 2020.

SPIERS, D. Batteries in PV Systems. In: MCEVOY, A.; TOM, M.; CASTANER, L. **Practical Handbook of Photovoltaics**. 2nd edition. ed. Abingdon: Elsevier, v. I, 2012. p. 721-776.

STECCA, M. et al. A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks. **IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society**, Delft, v. I, p. 46-65, Março 2020.

UDDIN, M.; ROMLIE, M. F. A review on peak load shaving strategies. **Elsevier**, Malaysia, p. 10, Outubro 2017.

WANG, G. et al. A Review of Power Electronics for Grid Connection of Utility-Scale Battery Energy Storage Systems. **IEEE**, p. 1778-1790, Julho 2016.

XAVIER, L. S. et al. Power converters for battery energy storage systems connected to medium voltage systems: a comprehensive review. **BMC Energy**, Belo Horizonte, p. 1-15, Julho 2019.

YANG, Y. et al. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. **Elsevier**, Sydney, p. 109-125, Março 2018.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Elsevier**, Aalto, p. 570-593, Outubro 2014.

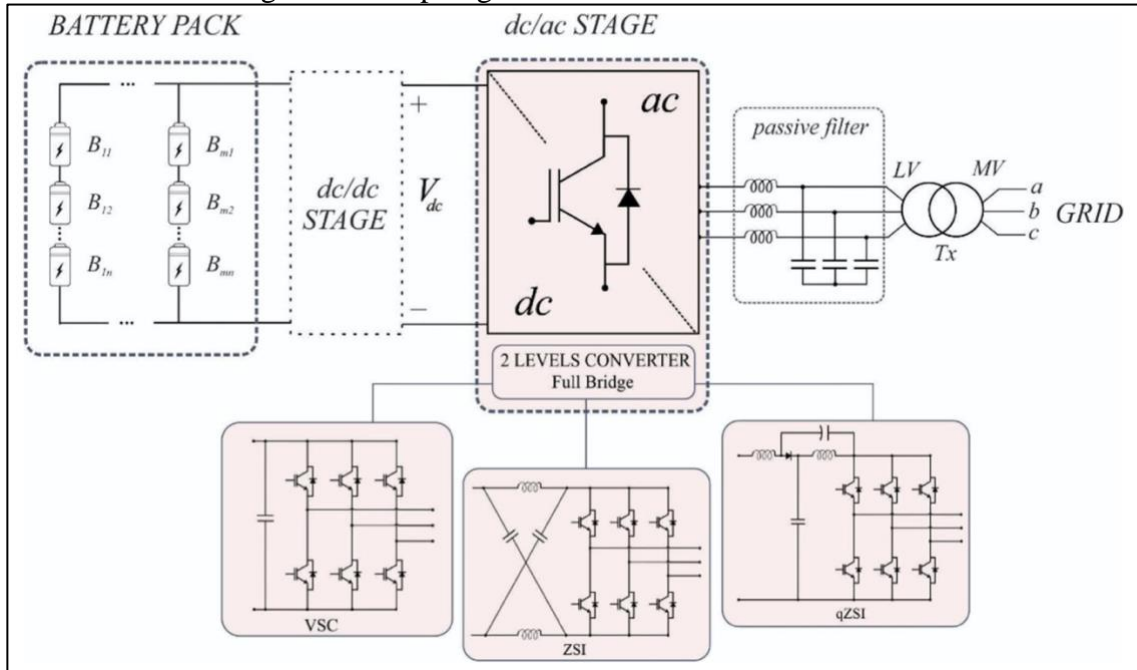
APÊNDICE A – TOPOLOGIA DE TRANSFORMADORES

Topologia de conversores com transformadores

Há dois tipos de topologias para conversores que usam transformadores: a de dois níveis, e a de três níveis. Entre aquelas de dois níveis, há três tipos principais: voltage source converter (VSC), Z-Source converter (ZSI) e quase-Z-source converter (qZSI). Optou-se por manter a nomenclatura em inglês por não haver uma tradução direta. Na configuração VSC, o banco de baterias pode ser conectado diretamente ao capacitor da topologia, ou através do link DC-DC. Apesar de ser a topologia mais comum, sua desvantagem é que sua operação só pode ser no modo buck – ou seja, a tensão de saída deve ser menor que a tensão DC – e as chaves de cada perna não podem ser ativadas simultaneamente, o que distorce a onda de saída (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019, p. 2).

As topologias ZSI e qZSI são desenvolvidas para corrigir as citadas desvantagens da VSC. Elas podem operar em modo *boost* por causa da adição de capacitores e indutores no lado DC, permitindo o aumento de tensão em estado de curto-circuito. Essa característica faz com que o uso adicional do estágio DC-DC possa ser evitado. Apesar das vantagens dessas topologias, a VSC ainda é a mais usada devido a sua simplicidade (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019, p. 3).

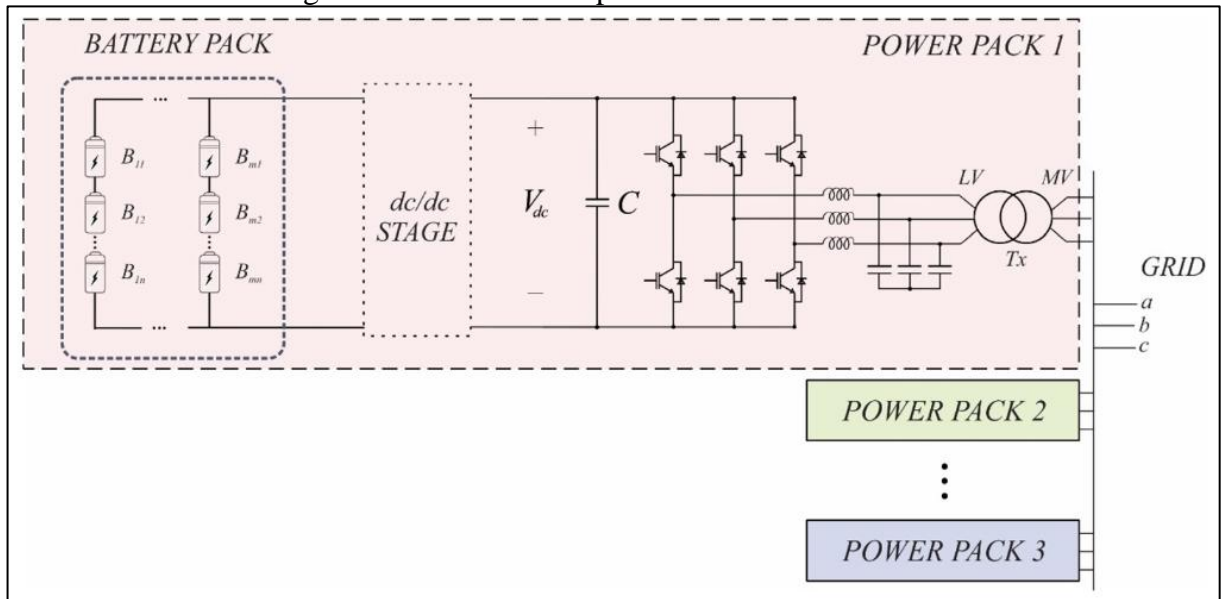
Figura 88 - Topologias de conversores de dois níveis



Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Para aplicações de alta potência, o sistema da Figura 87 é conectado em paralelo, de modo a evitar a concentração de potência em um único sistema. Essa configuração é vantajosa em caso de falha no *pack* de baterias, uma vez que somente um bloco ficará fora de operação.

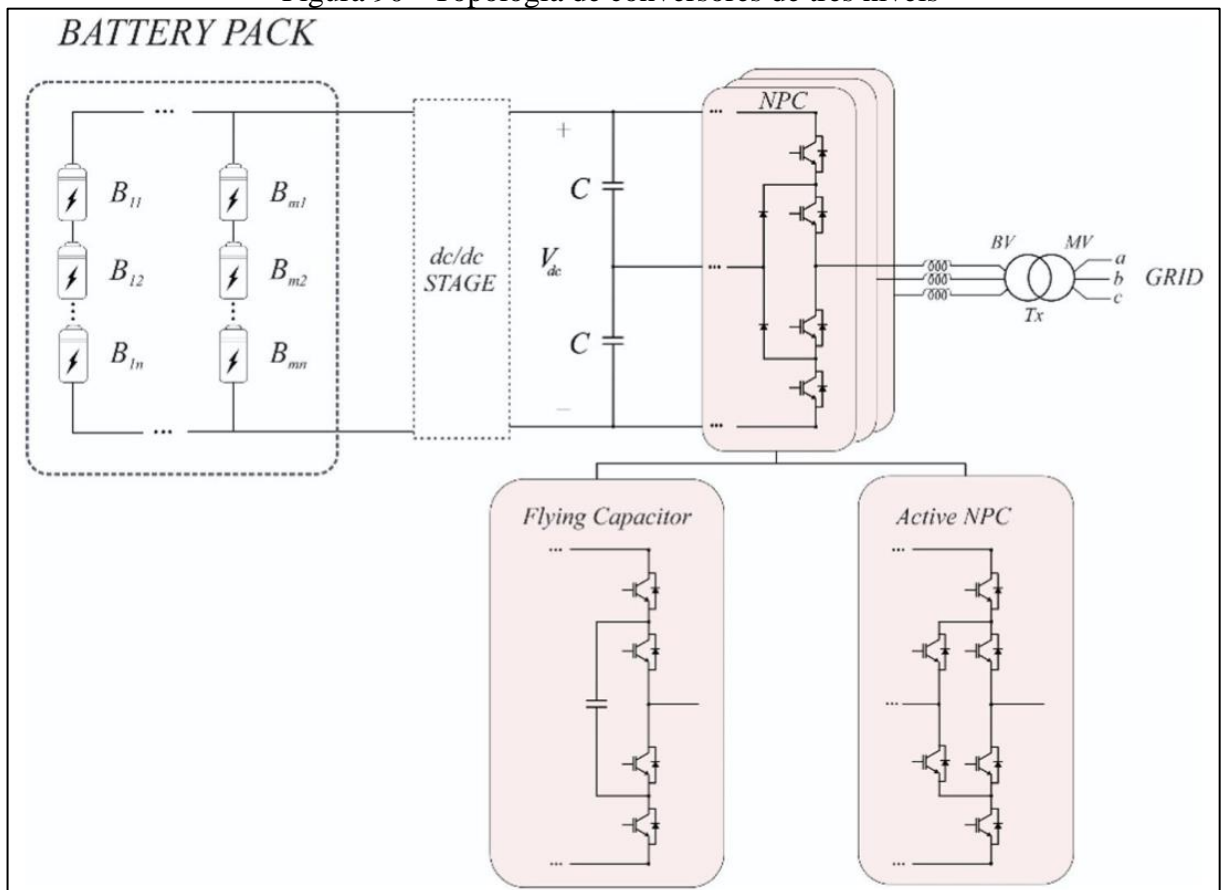
Figura 89 - Conexão em paralelo de diversos blocos



Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Já as topologias de três níveis com transformadores podem ser divididas em três: *neutral-point clamped (NPC)*, *active NPC* e *flying capacitor*. A vantagem da topologia NPC sobre a de dois níveis é a capacidade de aumentar a tensão de saída e ter melhor controle sobre a injeção de harmônicas, o que reduz as necessidades com filtragem. Isso é possível graças à redução da tensão DC pelos diodos, o que permite menores tensões sobre os interruptores de potência. A desvantagem dessa topologia é a complexidade empregada no controle dessas chaves. A topologia *active NPC* é outra estrutura que usa chaves eletrônicas para realizar a redução da tensão, porém o grande número de semicondutores tem efeito no seu preço final. Por fim, a topologia *flying capacitor* utiliza capacitores ao invés de diodos para dividir a tensão, os quais podem ser facilmente controlados através de modulação.

Figura 90 - Topologia de conversores de três níveis



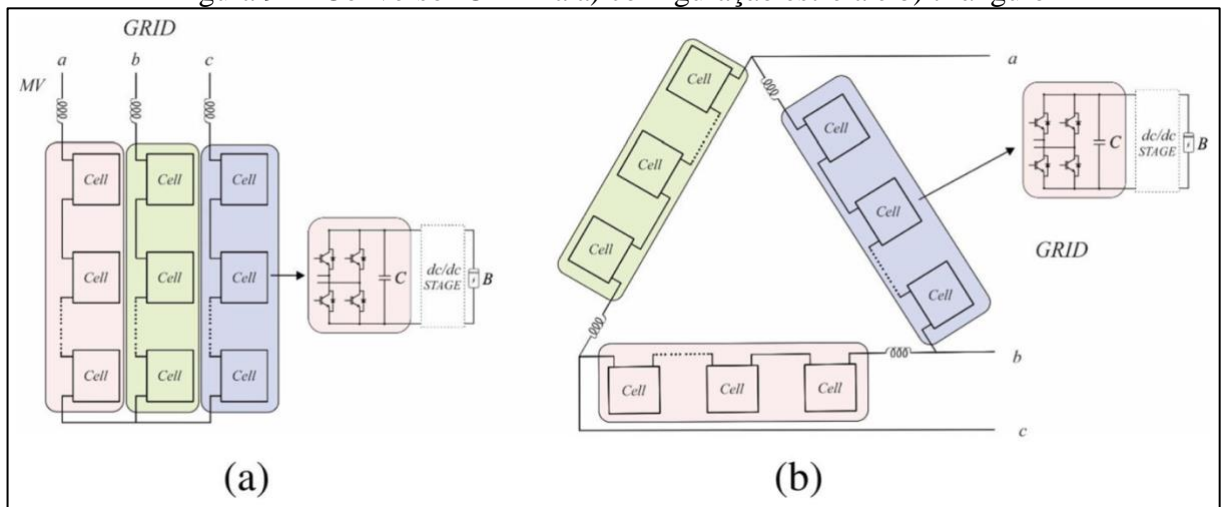
Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Topologias de conversores sem transformadores

Apesar de haver a possibilidade de conectar a topologia de dois níveis diretamente à uma média tensão da rede elétrica através da inserção de transistores em série (os chamados *insulated gate bipolar transistors, IGBTs*), esse tipo de configuração apresenta grande complexidade no circuito de controle de abertura e fechamento das chaves, além de aumentar a necessidade de filtragem pelo fato dela ser designada a operar em baixas frequências para limitar as perdas. Desta forma, quando se trata em conexão sem transformadores, as topologias multilevel são as mais adequadas por permitir um melhor controle do SOC das baterias, além de apresentar menores perdas, modularidade e escalabilidade. Dentre elas, podemos citar: a *cascade-H-bridge (CHB)* e a *modular multilevel converter (MMC) with chopper or bridge cells (CC or BC)* (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019, p. 4).

O conversor CHB, mostrado na Figura 91, consiste de várias células na estrutura “*H-bridge*” conectadas em série em cada uma das três fases da rede elétrica. Podem ser dispostas na configuração estrela ou triângulo. A primeira é menos cara, enquanto a segunda apresenta uma dinâmica melhor para situações de desbalanceamento da rede. Cada célula, conforme a Figura 91, apresenta a configuração *H-bridge* dos transistores, o capacitor, o *string* de baterias, e regula o fluxo de potência para as baterias. Suas vantagens são: interruptores de baixa tensão, tolerância a faltas elétricas, baixa frequência de operação e alta qualidade na tensão de saída. O elevado número de interruptores, e consequentemente os altos custos e perdas, entretanto, são suas desvantagens (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019, p. 5).

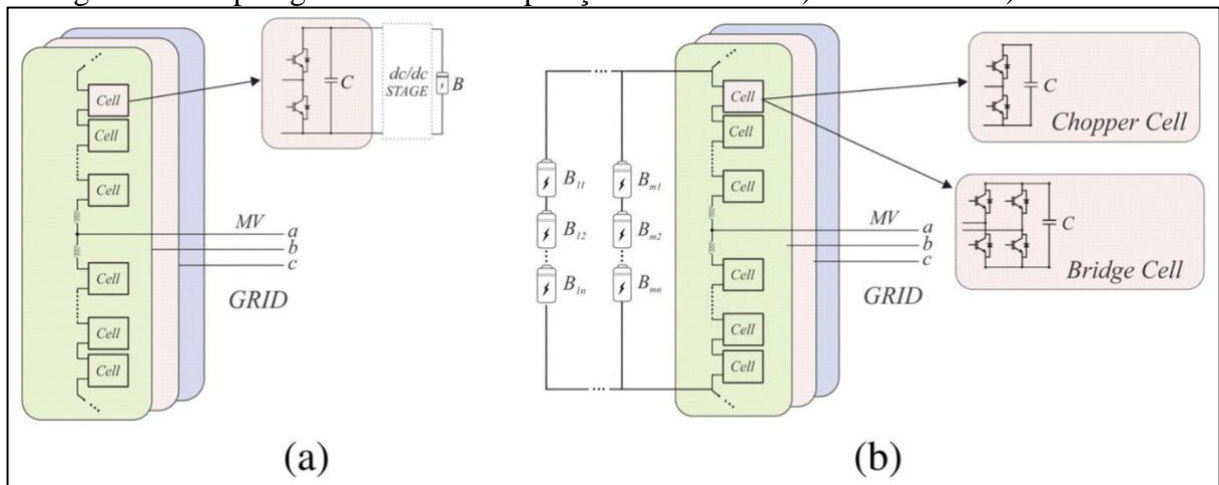
Figura 91 - Conversor CHB na a) configuração estrela e b) triângulo



Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Por fim, segundo Xavier *et al.* (2019), a topologia MMC consiste de várias células com as configurações “*chopper*” ou “*bridge*” conectadas em série em cada fase. Ela tem as mesmas vantagens da topologia anterior. Conforme a Figura 92, as baterias podem ser dispostas individualmente em cada célula, ou todas juntas no lado DC. Caso as baterias estejam conectadas diretamente em cada célula, diferenças de tensões podem gerar a injeção de correntes DC na rede. Portanto, a inserção de um estágio DC-DC desacopla a bateria do capacitor, reduzindo o esforço em filtros e aumentando a vida útil da bateria. Outro problema importante a ser mencionado é o impacto de harmônicas de segunda ordem circulantes entre os braços da topologia que podem levar a impactos negativos nas baterias. Frequências entre 10 e 100Hz são aquelas com maior potencial de danos, segundo a literatura.

Figura 92 - Topologia MMC com disposição das baterias a) nas células e b) no lado DC



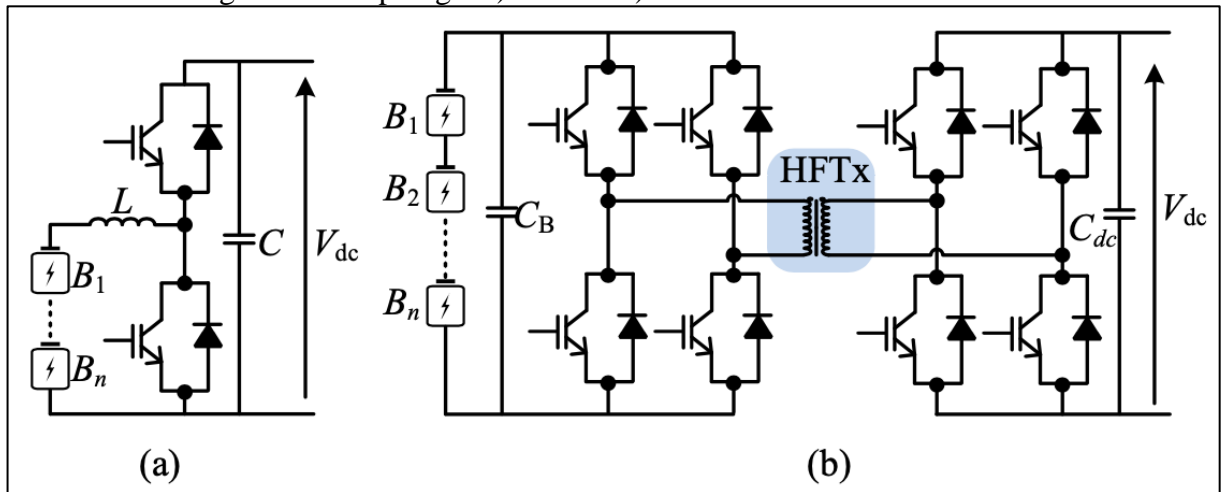
Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Conversor DC-DC

Sem o uso de um conversor DC-DC, a tensão no lado DC de um conversor AC-DC é determinado pela tensão das baterias. Como essa tensão pode variar entre *strings* e também com diferentes valores de SOC, os semicondutores dos conversores AC-DC são superdimensionados, pois devem garantir a operação com todas condições possíveis. É possível, entretanto, controlar a tensão do lado DC ao adicionar-se um conversor DC-DC entre as baterias e o lado DC do conversor AC-DC. Em outras palavras, as variações nas tensões das baterias são manipuladas pelo conversor adicional, que podem ajudar a reduzir as harmônicas de baixa ordem – conforme já citado – e aumentar a vida útil das baterias (WANG, KONSTANTINOU, *et al.*, 2016, p. 3).

Ainda segundo Wang et al. (2016), em teoria, qualquer conversor DC-DC pode ser usado para controlar a tensão do lado DC. Entretanto, conversores *step-up* são normalmente utilizados porque eles permitem reduzir o número necessário de baterias em um *string* de forma que a operação aconteça com tensões menores. Isso, segundo a literatura, pode estender a vida útil das baterias.

Dentre as topologias existentes, duas são apresentadas na Figura 93. Uma mais simples baseando-se somente em um conversor *boost*, e por isso mais utilizada, e outra mais complexa, com o emprego de um transformador isolador, e chamada de *dual-active-bridge (DAB)*. Maiores detalhes sobre a segunda pode ser encontrado na referência da figura.

Figura 93 - Topologia a) *Boost* e b) DAB de conversores DC-DC

Fonte: (WANG, KONSTANTINOU, *et al.*, 2016)

Comparação entre as topologias

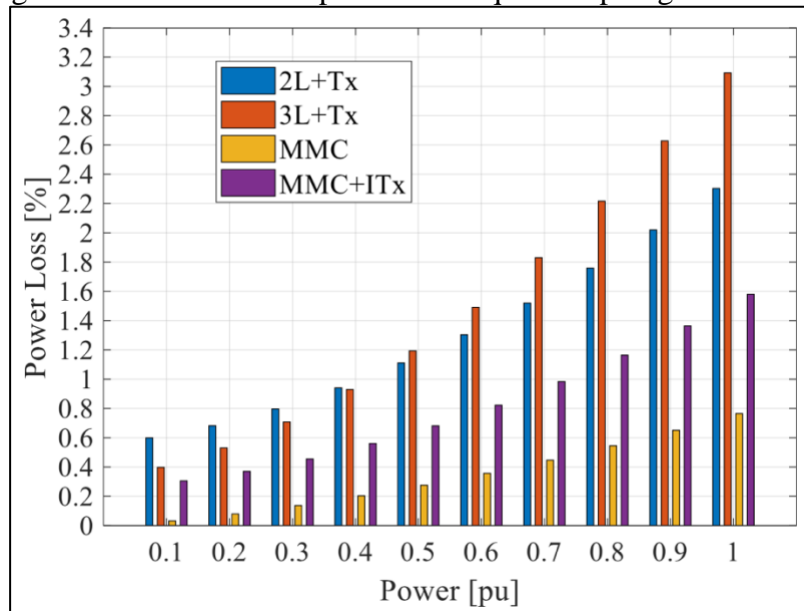
Um Estudo de Caso desenvolvido por Xavier et al. (2019) comparou as quatro seguintes topologias:

- Dois níveis VSC (*voltage source converter*) + transformador 380/13,8kV;
- Três níveis NPC (*neutral-point clamped*) + transformador 380/13,8kV;
- MMC (modular multilevel converter);
- MMC + transformador isolador (1:1).

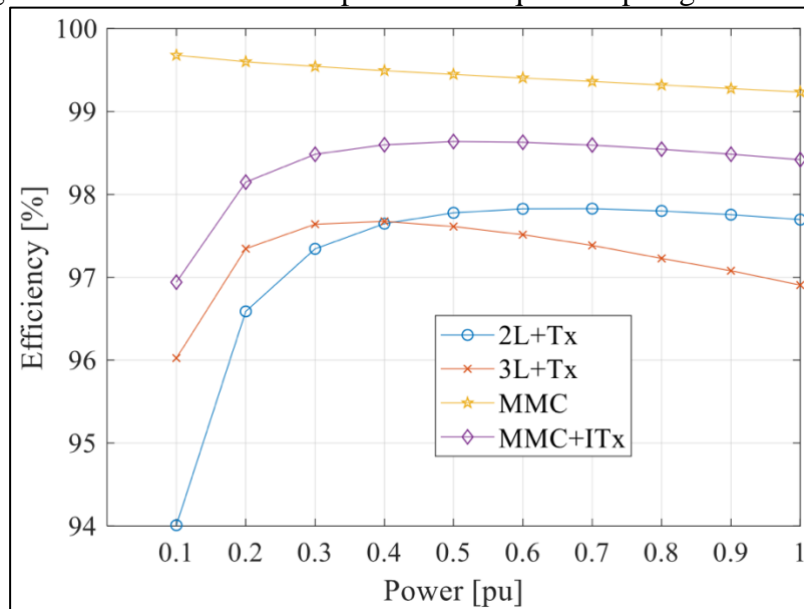
As condições adotadas foram:

- BESS de 1MVA;
- Baterias configuradas para 600V para cada conversor ou célula;
- Potência total de 1MW;
- Conversor DC-DC desconsiderado para simplificação;
- Todos conectados a 13,8kV/60Hz.

Para as simulações, o autor utilizou o *software PLECS*. Os resultados são apresentados: a Figura 94 apresenta as perdas de acordo com a potência utilizada (porcentagem da nominal), a Figura 95 apresenta a eficiência de acordo com a potência utilizada, a Figura 96 detalha onde ocorrem as perdas, e a Figura 97 mostra a forma de onda injetada na rede. Maiores detalhes podem ser encontrados na literatura mencionada.

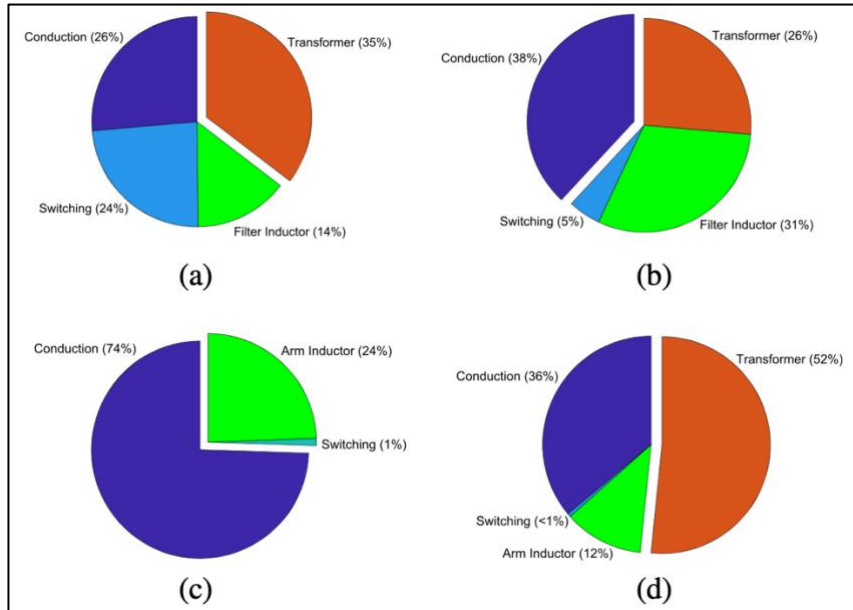
Figura 94 - Perdas *versus* potência das quatro topologias estudadas

Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Figura 95 - Eficiência *versus* potência das quatro topologias estudadas

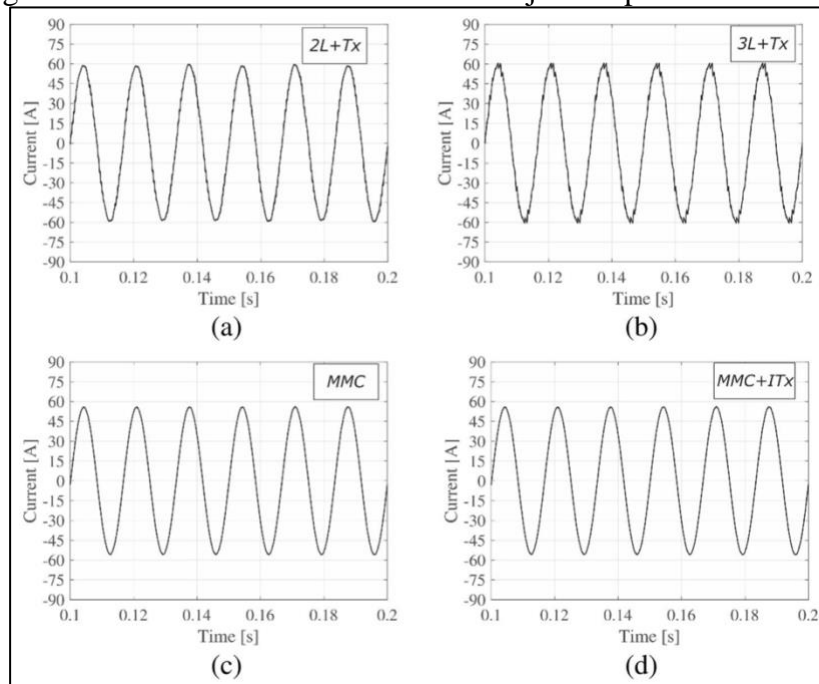
Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Figura 96 - Detalhamento das perdas entre condução, chaveamento, indutor e transformador em potência nominal: a) 2L+Tx b) 3L+Tx c) MMC d) MMC+IT



Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Figura 97 - Forma de onda das correntes injetadas pelo BESS na rede



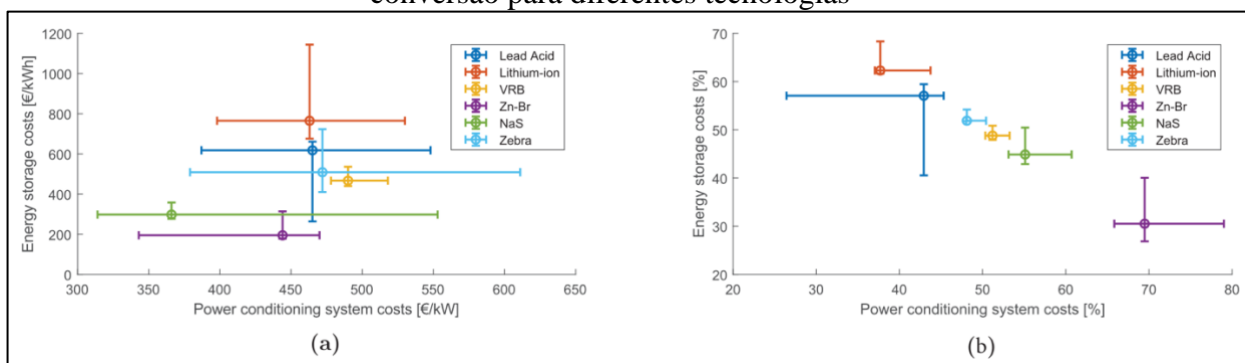
Fonte: (XAVIER, AMORIM, *et al.*, 2019)

Observa-se que, em geral, a topologia MMC apresentou os melhores resultados para as condições impostas, com menores perdas e, portanto, maior eficiência. Ainda, a distorção da corrente do 3L+Tx na Figura 97 é devido à baixa frequência do chaveamento.

Custos

A Figura 98 apresenta os custos absolutos, em Euros, e relativos para diferentes tecnologias de baterias. Para tanto, considerou-se um BESS designado para aplicações de 1 C-Rate, ou seja, que a razão entre kW/kWh seja igual a 1.

Figura 98 - Custos a) absolutos e b) relativos entre o sistema de armazenamento e de conversão para diferentes tecnologias



(STECCA, ELIZONDO, *et al.*, 2020)

APÊNDICE B – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS

Os principais parâmetros **financeiros** são abaixo apresentados:

- Taxa de desconto (%): “A taxa nominal na qual o hospedeiro desconta o valor futuro de todos os custos e economias futuras”. (NREL, 2020, p. 21, tradução nossa).
- Taxa efetiva (%): “A porcentagem da receita que vai para impostos”. (NREL, 2020, p. 22, tradução nossa).
- Taxa escalável de O&M (%/ano): “A taxa nominal de escalonamento anual esperada para custos de O&M ao longo da vida financeira do sistema”. (NREL, 2020, p. 22, tradução nossa).

Os principais parâmetros da **bateria** são abaixo apresentados:

- Custo por capacidade de energia (\$/kWh): “O custo da capacidade de energia é o custo dos componentes de energia do sistema de bateria (por exemplo, pacote de bateria)”. (NREL, 2020, p. 31, tradução nossa).
- Custo por capacidade de potência (\$/kW): “O custo da capacidade de potência é o custo dos componentes de potência do sistema de bateria (por exemplo, inversor e equilíbrio do sistema)”. (NREL, 2020, p. 31, tradução nossa).
- Eficiência do retificador (%): “A eficiência nominal de conversão CA em CC nominal do retificador, definida como a saída de energia CC nominal do retificador dividida por sua saída de energia CA nominal”. (NREL, 2020, p. 34, tradução nossa).
- Eficiência *round trip* (%): “Esta é a relação entre a energia DC colocada em uma bateria e a energia DC recuperada da mesma bateria”. (NREL, 2020, p. 34, tradução nossa).
- Eficiência do inversor (%): “A eficiência nominal de conversão de DC para AC nominal do inversor, definida como a saída de energia AC nominal do inversor dividida por sua saída de energia DC nominal”. (NREL, 2020, p. 35, tradução nossa).

- Estado mínimo de carga (*SOC*) (%): O nível mais baixo desejado de carga da bateria.

APÊNDICE C – FLUXO DE CÁLCULO DA FERRAMENTA EM EXCEL

Esta ferramenta desenvolvida pelo Autor tem como objetivo a validação do *software REopt Lite* utilizado na análise completa do Estudo de Caso. Ela pode ser dividida em duas partes: parâmetros de entrada e saída, e cálculo dos custos.

A Figura 99 mostra os parâmetros de entrada e saída da ferramenta. Células com a cor **cinza** representam parâmetros calculados, enquanto a cor **laranjada** representam células que o usuário insere valores.

Figura 99 - Parâmetros de entrada e saída

Parâmetros		
Parâmetro	Unidade	Valor
Load parameters		
Required daily power to shave	kW	122
Required off peak daily energy to shave	kWh	470
Required peak daily energy to shave	kWh	150
Maximum monthly charged demand	kW	400
Peak range daily consumed energy	kWh	150
Off-peak range daily consumed energy	kWh	3176
Inverter parameters		
Inverter power	kW	150
PCS initial roundtrip efficiency	%	100.0%
PCS efficiency loss per year	%	0.0%
PCS initial investment cost	\$/kW	800
Battery parameters		
Battery capacity	kWh	620
Battery initial capacity (SOH)	%	100%
Battery capacity (SOH) loss per year	%	0.0%
Storage initial investment cost	\$/kWh	400
DOD	%	100%
Battery initial roundtrip efficiency	%	100%
Battery efficiency loss per year	%	0%
Lifecycles	number	4500
Economical parameters		
Working days in a year	days	365
Energy cost off peak per month	\$/kWh	0.33
Energy cost peak per month	\$/kWh	1.24
Demand cost per month	\$/kW	20
Annual growth of energy price	%	0%
Annual growth of demand price	%	0%
Interest rate	%	0
O&M fixed	\$/kW/year	5
O&M variable	\$/kWh	5
BOP costs	\$/kW	80
Replacement costs	\$/kW	370

Fonte: elaborado pelo Autor (2020).

Para obter os valores das células cinzas, os cálculos dos custos ao longo da vida útil do projeto são realizados comparando-se o sistema usual (sem BESS) e o sistema com BESS.

A Figura 100 apresenta a estrutura utilizada.

Figura 100 - Estrutura de cálculo dos custos

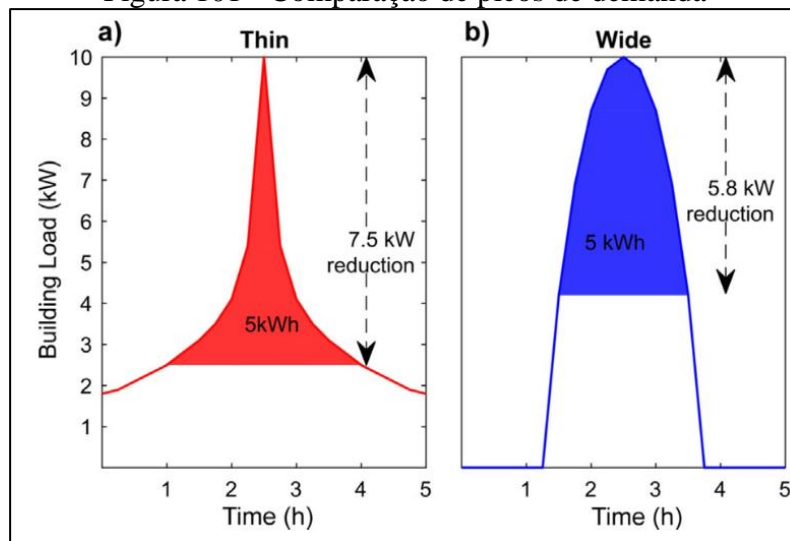
		Variáveis														
Ano de operação		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Demand cost	\$/kW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Energy cost off peak	\$/kWh	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
Energy cost peak	\$/kWh	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24
Sem BESS	Demand charge	\$	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00	\$ 96,000.00
	Peak range energy charge	\$	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00	\$ 67,890.00
	Off-peak range energy charge	\$	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20	\$ 382,549.20
	Total	\$	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20	\$ 546,439.20
Inverter roundtrip efficiency	%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Actual inverter power	kW	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Battery capacity (SOH)	%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%
Battery roundtrip efficiency	%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%	100.000%
Required energy	kWh	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620
Com BESS	Demand charge	\$	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00	\$ 66,720.00
	Peak range energy charge	\$	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Off-peak range energy charge	\$	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70	\$ 400,616.70
	Total	\$	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70	\$ 467,336.70
Savings	\$	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50	\$ 79,102.50

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020).

O cálculo do sistema usual, sem BESS, é o padrão faturado pela concessionária de energia elétrica e apresentado em 2.2.4. Já para o sistema com BESS, são consideradas as eficiências do inversor, da bateria, a energia requerida para a recarga da bateria e a perda das capacidades e eficiências ao longo da vida útil do projeto. Com essas perdas projetadas, é possível determinar qual deve ser a capacidade e potência inicial do banco, de forma que, ao final da sua vida útil, ele ainda atenda as necessidades projetadas. Esse resultado é então apresentado nas células cinzas citadas acima, quais são: *inverter power* e *battery capacity*.

Já as demais células cinzas, *required off peak daily energy to shave* e *required peak daily energy to shave* são valores que dependem de quanto será o corte de pico da demanda máxima.

Figura 101 - Comparação de picos de demanda



Fonte: (FISHER, WHITACRE e APT, 2018)

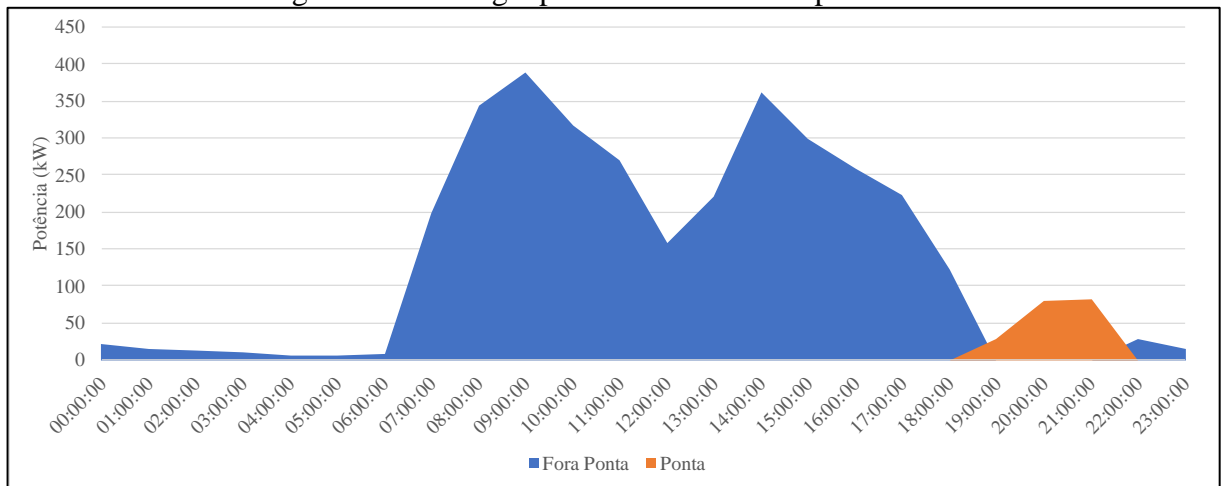
Conforme Figura 101, com a mesma energia pode-se “cortar” picos de tamanhos diferentes, dependendo de sua espessura – tempo – de duração. Assim, refazendo o pensamento de maneira reversa, se sabe-se qual o valor de pico que se deseja cortar, a quantidade de energia necessária é dependente deste valor, e por isso esses são valores com células em cinza e que dependem do perfil da curva de carga em análise.

Uma comparação extremamente importante a ser aqui destacada é quanto à estratégia de carregamento e descarregamento: a ferramenta em *Excel* calcula a necessidade de energia por dia, **sem considerar recargas do BESS durante o dia**. Uma analogia simples para expressar tal lógica é utilizando-se baldes de água. Caso o objetivo fosse encher uma caixa com 5 litros de água, poderíamos dispor de um balde de 5 litros, e outro de 2,5 litros. Com o primeiro balde, encheríamos uma única vez e o despejaríamos na caixa. Com o de 2,5 litros, precisaríamos abastecer-lo uma vez, para que nosso trabalho fosse completo. A ferramenta em *Excel* calcula o balde de 5 litros, enquanto o *REopt Lite* encontraria o melhor tamanho do balde considerando as restrições de abastecimento, custo do balde, etc.

APÊNDICE D – APLICAÇÃO DO BESS EM HORÁRIO DE PONTA COMPARADO AO GERADOR EXISTENTE

O gerador utilizado pela unidade consumidora em estudo é operado em isolado da rede elétrica e fornece energia durante os horários de ponta.

Figura 102 - Energia ponta a ser fornecida pelo BESS



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Na Figura 102, um dia usual de semana, a área em **alaranjado** representa a energia a ser provida pelo gerador, totalizando 190kWh com um pico de 81kW, conforme destacado em amarelo na Figura 103.

Figura 103 - Energia ponta e fora ponta para análise da substituição do gerador

Time Stamp	Hora	Fora Ponta	Ponta
30/06/19	00:00:00	22	0
30/06/19	01:00:00	16	0
30/06/19	02:00:00	13	0
30/06/19	03:00:00	11	0
30/06/19	04:00:00	7	0
30/06/19	05:00:00	6	0
30/06/19	06:00:00	9	0
30/06/19	07:00:00	199	0
30/06/19	08:00:00	344	0
30/06/19	09:00:00	388	0
30/06/19	10:00:00	317	0
30/06/19	11:00:00	270	0
30/06/19	12:00:00	159	0
30/06/19	13:00:00	220	0
30/06/19	14:00:00	362	0
30/06/19	15:00:00	299	0
30/06/19	16:00:00	259	0
30/06/19	17:00:00	224	0
30/06/19	18:00:00	123	0
30/06/19	19:00:00	0	29
30/06/19	20:00:00	0	80
30/06/19	21:00:00	0	81
30/06/19	22:00:00	28	0
30/06/19	23:00:00	14	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Utiliza-se esse perfil de carga para o cálculo da viabilidade econômica da implantação do BESS com o objetivo de suprir a energia para o período mencionado. Os dados de *input* da ferramenta em *Excel* são:

- Perfil de carga: dia usual apresentado na Figura 102 replicado aos 365 dias do ano;
- Estrutura tarifária: mesma do Quadro 5 - Tarifas horo-sazonal Verde;
- Financeiros: mesmos da análise completa do Quadro 6 - Parâmetros financeiros;
- BESS: mesmos da análise completa do Quadro 7 - Parâmetros do BESS.

De maneira a tornar a análise ainda mais completa, compara-se a presença do BESS somente em horário de ponta com o gerador existente na empresa, que cumpre a mesma função, ou seja, o fornecimento de energia durante o horário de ponta. Para tanto, os parâmetros necessários do gerador são apresentados no Quadro 12.

Quadro 12 - Dados do gerador existente

Potência [kVA]	450
Custo de aquisição [R\$]	R\$ 125.000,00
Consumo de diesel por hora [L/h]	45

Custo de manutenção por hora [R\$/h]	R\$ 5,00
Combustível [R\$/L]	R\$ 3,58

Fonte: (BALBINO, 2018)

É importante citar que estes são dados medidos e implantados na empresa de acordo com um critério definido pelos gestores, onde a curva de carga base não é a mesma aqui considerada. Desta forma, a otimização do tamanho deste gerador com a curva de carga não é a ideal.

Os resultados são apresentados no Quadro 13.

Quadro 13 - Resultados da análise do BESS *versus* Gerador em horário de ponta

	Sem BESS	Com BESS	Gerador existente
BESS/Gerador à diesel	0 kW	85 kW/248 kWh	450 kVA
Energia provida no Ano 1	1.252,8 MWh	1273,46 MWh	1184,40 MWh
Ano 1			
Custo com energia	R\$ 334.214,64	R\$ 293.490,66	R\$ 272.964,72
Custo com demanda	R\$ 109.776,00	R\$ 109.776,00	R\$ 109.776,00
Custo com combustível	-	-	R\$ 173.988,00
Ao longo dos 15 anos			
Custo com energia	R\$ 5.013.219,60	R\$ 4.402.359,86	R\$ 4.094.470,80
Custo com demanda	R\$ 1.646.640,00	R\$ 1.646.640,00	R\$ 1.646.640,00
Custo total ao longo dos 15 anos			
Custo inicial (CAPEX)	-	R\$ 1.805.808,68	R\$ 125.000,00
Custo com O&M	-	R\$ 868.626,37	R\$ 81.000,00
Custo total ao longo dos 15 anos	R\$ 6.659.859,60	R\$ 8.723.434,91	R\$ 6.018.093,00
Net Present Value	R\$ 0	R\$ -2.063.103,80	R\$ 538.760,80

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Observe como, em comparação com o resultado da Análise completa, há uma diferença total de R\$ 385.716,12 a mais de perda quando a estratégia de descarga ocorre somente para os horários de ponta, que em termos mensais representaria R\$ 2.142,86 a mais na despesa de energia. Ainda, como a demanda máxima faturada não é alterada – ou seja, não há corte de pico – não há redução na despesa com demanda.

Por outro lado, a opção com gerador a diesel é financeiramente mais atraente – R\$ 2.993,11 a menos na despesa mensal - tendo um valor presente líquido bastante positivo. Isso

se dá principalmente pelo preço acessível da tecnologia, que tem muitas opções de fabricação nacional e por conta disso tem baixo investimento inicial. O apelo de livrar-se do seu uso, portanto, dá-se principalmente por motivos ambientais.

Espera-se que a necessidade por fontes renováveis e a busca por soluções sustentáveis seja um impulso para incentivos fiscais e redução no custo da tecnologia, tornando assim o uso de sistemas de armazenamento de energia prioritário sobre o uso de geradores poluentes.

APÊNDICE E – MIGRAÇÃO PARA A MODALIDADE HORO-SAZONAL AZUL

Utilizando-se o perfil de carga da Figura 102 replicada para um mês hipotético de 30 dias, é possível comparar a despesa total (energia e demanda) em um período mensal para as seguintes condições:

- Modalidade horo-sazonal verde, sem acréscimo de dispositivo;
- Modalidade horo-sazonal azul, sem acréscimo de dispositivo;
- Modalidade horo-sazonal verde, com corte de pico;
- Modalidade horo-sazonal azul, com corte de pico;
- Modalidade horo-sazonal verde, com compensação da energia de ponta;
- Modalidade horo-sazonal azul, com compensação da energia de ponta.

Para o corte de pico, considera-se um banco de baterias de 111kW com eficiência de 100% atuando somente na energia fora ponta, desconsiderando-se a estratégia de carregamento e, portanto, não sendo relevante sua capacidade – porém somente garantindo o suficiente para executar o objetivo proposto. Para a compensação da energia de ponta, considera-se um gerador que obtém a energia necessária através do seu combustível, não causando aumento na energia fora ponta, como seria com a bateria. A estrutura tarifária é apresentada no Quadro 14.

Quadro 14 - Tarifas para a análise de migração

		Verde	Azul
Demanda (R\$/kW)	Ponta	22,87 (R\$/kW)	33,72 (R\$/kW)
	Fora Ponta		22,87 (R\$/kW)
Energia (R\$/kWh)	Ponta	1,3432 (R\$/kWh)	0,5214 (R\$/kWh)
	Fora Ponta	0,3457 (R\$/kWh)	0,3457 (R\$/kWh)

Fonte: (RGE, 2020)

O Quadro 15 apresenta o resultado financeiro para cada um dos casos. O mais vantajoso, considerando todas as restrições, é a compensação da energia de ponta contratando-se na modalidade horo-sazonal Verde, uma vez que na Azul há a necessidade de haver, no mínimo 30kW contratados. A condição menos favorável é a modalidade horo-sazonal Verde sem qualquer tipo de compensação.

Quadro 15 – Análise mensal de migração de modalidade tarifária com compensação

Condição	Modalidade	Demanda ponta faturada/mês [kW]	Demanda fora ponta faturada/mês [kW]	Energia ponta/mês [kWh]	Energia fora ponta/mês [kWh]	Despesa total mensal (R\$)
Condição padrão	Verde	400		5.700	98.700	R\$ 50.924,83
	Azul	81	400			R\$ 48.974,62
Corte de pico	Verde	289		5.700	98.700	R\$ 48.386,26
	Azul	81	289			R\$ 46.436,05
Compensação de ponta	Verde	400		0	98.700	R\$ 43.268,59
	Azul	30	400			R\$ 44.283,15

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).