



Patrick Chaves

**Viabilidade Técnica e Econômica da Reutilização de Baterias de
Veículos Elétricos para Redução dos Custos de Energia em
Unidades Consumidoras Residenciais**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Sergio Braga

Rio de Janeiro
Dezembro de 2019

“Continuous effort – not strength or intelligence – is the key to unlocking our potential.”
– Winston Churchill

AGREDECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao meu orientador, Sergio Braga, pelo auxílio na escolha e desenvolvimento deste projeto.

Aos meus pais, por todo o apoio e força ao longo de minha memorável trajetória pela faculdade de engenharia. Não conseguiria ter realizado este sonho sem o suporte de vocês.

Minha namorada Bruna, pelo companheirismo e disponibilidade imediata nos momentos mais críticos que enfrentei ao longo da faculdade.

A todos meus amigos, que fizeram parte da minha jornada pela graduação de engenharia e tornaram esta experiência única e inesquecível.

Aos meus professores do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio, que com grande conhecimento e dedicação possibilitaram meu aprendizado e minha formação no ramo da engenharia mecânica.

A todos, muito obrigado, serei eternamente grato...

RESUMO

Viabilidade Técnica e Econômica da Reutilização de Baterias de Veículos Elétricos para Redução dos Custos de Energia em Unidades Consumidoras Residenciais

A presença de veículos elétricos na frota mundial está em rápida ascensão na última década. Montadoras estão se direcionando cada vez mais para uma transição de veículos alimentados por combustão para energia elétrica. Em complemento a isso, novos acordos internacionais a favor da sustentabilidade energética vêm sendo celebrados entre governos, proveniente da crescente mentalização da população a respeito do meio ambiente, fazendo com que a presença de veículos elétricos ganhe um impulso ainda maior.

No Brasil, esse movimento ainda está em sua fase inicial, porém se mostra no mesmo trajeto dos países mais avançados neste segmento. Grandes montadoras têm começado a introduzir este tipo de veículos no mercado brasileiro em números cada vez maiores nos últimos anos. No entanto, como os primeiros lotes de baterias de veículos elétricos e híbridos estão atingindo a idade de aposentadoria, meios de reutilização eficiente dessas baterias começam a ganhar cada vez mais relevância.

A tarifa branca de energia por sua vez, é um novo módulo tarifário na qual há uma variação do preço da energia conforme o horário de consumo. Ela estará disponível qualquer unidade consumidora, independentemente de seu consumo mensal, a partir de 1º de janeiro de 2020.

Essa tese propõe a construção de uma unidade de armazenamento estacionário, que será aplicada em conjuntos residenciais possibilitando o consumo de energia elétrica somente nos períodos de tarifa mais barata, fazendo com que os consumidores que aderirem ao sistema possam economizar nas despesas mensais em energia elétrica.

O foco do estudo está na construção de uma unidade de armazenamento estacionária que utiliza a bateria aposentada de um veículo elétrico. Diversas premissas como o custo de conversão da bateria e sua degradação ao longo de sua segunda vida são consideradas na análise da viabilidade financeira do projeto.

Os resultados obtidos nas simulações finais realizadas, foram muito promissores. A implementação do projeto se mostrou bastante viável nas condições propostas. Foi permitido extrair um bom tempo de uso, de 13 anos, do sistema de armazenamento, assim como um considerável lucro em cima do investimento inicial.

Palavras chave: armazenamento de energia, baterias de íon de lítio, veículos elétricos, tarifa branca, *peak shaving*, consumidor residencial, reutilização de bateria.

ABSTRACT

Technical and Economic Feasibility of Reusing Electric Vehicle Batteries to Reduce Energy Costs in Residential Consumer Units

The presence of electric vehicles in the world fleet has rapidly increased in the last decade. Car manufacturers are increasingly moving toward a transition from combustion-powered vehicles to electric power. In addition, new international agreements for energy sustainability have signed between governments, resulting from the growing public awareness in relation to the environment, making the presence of electric vehicles in the streets gain even greater momentum.

In Brazil, this movement is still in its initial phase, but it is on the same path as the most advanced countries in this segment. Major car manufacturers have begun to introduce this type of vehicle in the Brazilian market in increasing numbers in the last years. However, as the first lots of hybrid and electric vehicle batteries are reaching retirement age, efficient means of reusing these batteries is becoming increasingly relevant.

The *Tarifa Branca*, in turn, is a new energy tariff module in which there is a variation of the energy price according to the time of day. It will be available to any consumer unit, regardless of its monthly consumption, starting 1st of January 2020.

This thesis proposes the construction of a stationary storage unit, to be applied in residential complexes, allowing the consumption of electricity only at the cheapest tariff periods, allowing consumers who join the system to save on monthly electricity expenses.

The focus of the study is on the construction of a stationary storage unit that uses the retired battery of an electric vehicle. Several assumptions such as the battery conversion cost and its degradation over its second life are considered in the analysis of the project's financial viability.

The results obtained in the final simulations were very promising. The project implementation proved to be quite feasible under the proposed conditions. It was possible to extract a good 13 years of use of the storage system as well as a considerable profit on the initial investment.

Keywords: energy storage, lithium ion batteries, electric vehicles, *Tarifa Branca*, peak shaving, residential consumer, battery reuse.

Sumário:

1. Introdução:	11
1.1 Objetivo	12
2. O Setor Elétrico	13
2.1 Funcionamento dos Mercados de Energia	14
2.2 As classes de consumidores no SIN	15
2.3 Tarifa Branca	16
2.3.1 Início da Tarifa Branca no Brasil.	16
2.3.2 Funcionamento da Tarifa Branca	17
2.4 Definição de Região do Estudo	20
3. O Mercado de Baterias para Veículos Elétricos	22
3.1 Cenário Atual e Previsões	22
3.2 A Bateria utilizada em VEs	24
3.3 Reutilização das Baterias	25
4. Análise de Comparativa das Tecnologias de Baterias no Mercado	28
4.1 Unidades de Armazenamento Presentes no Mercado	28
4.2 Baterias de VEs no mercado atual	29
4.3 Processo de conversão da bateria de VE para uma unidade de armazenamento	32
4.4 Escolha da Bateria para o Estudo	35
4.4.1 Custo aproximado para efetuar a conversão	36
5. Cenários da Aplicação Estudada	37
5.1 Estudo nas Poupanças obtidas	37
5.2 Análise Econômica Canadense	38
6. A Bateria	42
6.1 Escolha da Bateria	42

6.2	Degradação da Bateria	43
6.3	Quantificando a Degradação da Bateria	44
6.4	Modelo de Simulação da Degradação da Bateria de um Nissan Leaf	46
7.	Viabilidade Financeira do Projeto	53
7.1	Análise Tarifária da Energia Elétrica a ser consumida	53
7.2	Consumo de Energia	54
7.3	Curva de Carga Residencial	55
7.4	Cálculo do Retorno Financeiro em Relação ao Tempo	57
7.5	Local para Aplicação do Sistema	61
8.	Conclusão	62
9.	Trabalhos Futuros	65

Lista de Figuras:

Figura 2.1: Demonstração Aneel variação tarifas diárias	19
Figura 2.2: Tarifas da Light ($kz = 0,88$; $fi = 1,38$; $fp = 2,08$)	22
Figura 3.1: Previsão da IEA para o crescimento da frota de VEs até 2030	23
Figura 3.2: Previsão da IEA para o crescimento da demanda de baterias até 2030	23
Figura 3.3: Aumento da quantidade de baterias aposentadas do uso em VEs	25
Figura 3.4: Locais de desenvolvimento de projetos para reutilização das baterias	27
Figura 4.1: Histórico de Preços das baterias de VEs por kWh	30
Figura 4.2: Possíveis Ciclos de Vida para Baterias de VEs	32
Figura 4.3: Diagrama de caso baseado em trabalho da Universidade de Waterloo	34
Figura 4.4: Lista e Ranking de Possíveis Falhas em uma UAE	35
Figura 4.5: FTA (Fault Tree Analysis) para riscos de explosão ou incêndio do sistema	36
Figura 5.1: Número de ciclos para iniciar economia vs. Custo da bateria nova	38
Figura 5.2: Gráficos de perfil de consumo da bateria durante o inverno/verão no Canada	39
Figura 5.3: Economias trazidas em diferentes cenários analisados no estudo	41
Figura 6.1: Gráfico de capacidade degradada da bateria em ambas aplicações	46
Figura 6.2: Gráficos dos modelos de stress do estudo de Xu.	50
Figura 6.3: Gráficos dos modelos de stress após simulação no estudo de Assunção.	51
Figura 6.4: Gráfico da degradação da bateria reutilizada de um Nissan Leaf	52
Figura 7.1: Série histórica de tarifas da Light S.A e previsão até 2030	54
Figura 7.2: Consumo diário médio por residência no Rio de Janeiro	55
Figura 7.3: Curva de Carga para um consumidor residencial	56
Figura 7.4: Consumo residencial médio em cada um dos períodos tarifários	57
Figura 7.5: Análise do retorno financeiro relativo ao tempo de uso	60

Lista de Tabelas:

Tabela 2.1: Classificação de consumidores pela ANEEL.	16
Tabela 2.2: Horarios de pico das principais distribuidoras.	18
Tabela 2.3: Tarifas de Energia Eletrica por Distribuidora.	20
Tabela 2.4: Parâmetros tarifários por Distribuidora; Fonte: Dados Abertos ANEEL.	21
Tabela 4.1: Capacidade de Armazenamento das baterias de VEs no Brasil.	29
Tabela 4.2: Preço dos VEs comercializados no Brasil.	29
Tabela 4.3: Estimativa no preço das baterias aposentadas.	30
Tabela 4.4: Comparativo das baterias usadas e novas no mercado.	37
Tabela 5.1: Resultados da simulação do estudo Australiano.	38
Tabela 5.2: Tabela com economias trazida em diferentes cenários analisados no estudo.	41
Tabela 6.1: Coeficientes de degradação obtidos através de resultados experimentais.	49
Tabela 7.1: Modelos de simulação de consumidores atendidos e análise financeira.	61

Lista de Acrónimos:

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

DOD – “Depth of Discharge” (Nível de descarga da bateria)

EOL – “End of Life” (fim da vida útil da bateria)

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FP - Tarifa Fora De Ponta

IEA - International Energy Agency

INT - Tarifa Intermediária

Kz – Parâmetro escolhido por distribuidora para razão entre tarifas FP e TC

MRE – Mercado Regulado de Energia

MUSD - Montante de Uso do Sistema de Distribuição

P - Tarifa De Ponta/Pico

SAE - Society of Automotive Engineers

SIN - Sistema Interligado Nacional

SoC – “State of Charge” (Capacidade de Carga Armazenada)

SOH – “State of Health” (Capacidade de armazenamento da bateria)

TC - Tarifa Convencional

TOU – Time of Use

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UAE - Unidade de Armazenamento Estacionário

VE – Veículo Elétrico

1. Introdução:

Com a crescente tendência mundial para a sustentabilidade energética causada principalmente pela preocupação com o meio ambiente e o aquecimento global, que tem sido cada vez mais debatido nos fóruns globais, a procura por fontes de energia limpa vem se tornando cada vez mais visada pela maioria das indústrias. Com isso, a indústria automotiva não é uma exceção, e a transição gradual de carros a combustão para carros elétricos vem se tornando uma realidade cada vez mais palpável.

O mercado para carros elétricos tem avançado de forma exponencial na última década. Vemos com uma frequência cada vez maior, novos acordos internacionais a favor da sustentabilidade energética sendo celebrados e uma crescente mentalização da população, no que diz respeito ao ambiente. No Brasil, essa tendência também é observada, porém em um estágio menos avançado que os EUA e a Europa relativo à atual adesão da população aos carros elétricos. No entanto, a previsão da presença de veículos elétricos na frota brasileira, assim como no resto do mundo, é de crescimento exponencial nas próximas décadas.

Com o inevitável crescimento do número de VEs nas ruas, outro problema que surge, junto com esse movimento, é o que fazer com essas baterias de veículos elétricos e híbridos, uma vez que esses atingem sua aposentadoria, onde a capacidade de descarga não é mais o suficiente para adequadamente alimentar os veículos. Devido a essa decorrência inevitável das baterias, vários estudos e investimentos têm surgido no segmento de reutilização de tais baterias.

Paralelamente a isso, o setor elétrico brasileiro também tem se inovado nos últimos anos. Se espelhando em inovações de cobrança tarifária que já estão presentes em diversos países, a Aneel decidiu implantar, também para consumidores residenciais, a chamada “Tarifa Branca” de energia. Essa implantação foi realizada com base no conceito de tarifa conhecido mundialmente como Time of Use (TOU), se caracterizando pela variação do preço de energia de acordo com o horário ou o dia de consumo. Desde 2018, essa nova forma tarifária de consumo elétrico começou a ser disponibilizada para certos consumidores no Mercado Regulado de Energia (MRE), sendo todos atendidos pelas distribuidoras de energia. Essa tarifa que se caracteriza pela variação do preço da energia elétrica conforme o dia e horário do

consumo, permite que o consumidor pague menos, caso consiga evitar os horários com valores de energia mais caros, chamado de horário de pico.

Desta nova modulação da tarifária de energia, surge uma grande oportunidade de economia relacionada ao pagamento de energia elétrica. No entanto, para uma economia relevante ocorrer, essa tarifa dinâmica precisa ser explorada com grande eficiência.

Visando esse uso eficiente do consumo de tarifa de energia, entra uma ótima aplicação para a reutilização das baterias de VEs que poderá se tornar uma peça chave para um consumo aperfeiçoado da tarifa branca de energia.

As baterias de VEs quando aposentadas ainda possuem entre 70-80% da sua capacidade de armazenamento. Dado que essas baterias têm uma capacidade relevante de armazenamento, elas ainda podem ser utilizadas como unidades de armazenamento de energia para pequenos conjuntos de casa. [1]

Portanto, ao utilizar essas baterias para o armazenamento de energia nessas unidades consumidoras, surge uma oportunidade de economizar no pagamento de tarifas de energia. As baterias seriam carregadas em períodos de demanda baixa, com o preço da energia menor e descarregadas nos períodos de pico de demanda onde o preço seria mais elevado. O esperado seria que no longo prazo, essa economia se tornaria tão relevante, que pagaria o investimento inicial e após isso geraria ainda mais economia para os respectivos consumidores.

1.1 Objetivo

O trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica, energética e econômica da reutilização de baterias de VEs ou híbridos para aplicação em conjuntos residenciais (i.e condomínios e edifícios), na cidade do Rio de Janeiro, onde a utilização da Tarifa Branca de energia seria uma alternativa aplicável.

A intenção central do estudo será verificar a aplicabilidade dessas baterias para suas novas funções e verificar se o investimento inicial em um sistema de armazenamento pode ser compensado no médio/longo prazo considerando o cenário do mercado elétrico brasileiro, focando especificamente na cidade do Rio de Janeiro.

No trabalho serão considerados diferentes tipos de estruturas de armazenamento usando baterias de diferentes VEs vendidos no mercado hoje.

Comprovar se a criação de unidades de armazenamento de energia com baterias de VEs aposentadas, possa ser uma alternativa adequada e lucrativa para consumidores residenciais é uma das principais finalidades desse trabalho. Porém, também é esperado conseguir inspirar a criação de um mercado secundário de baterias, tanto para as fabricantes quanto para os proprietários de VEs. A criação desse mercado secundário abre a possibilidade de trazer uma geração maior de receita para fabricantes e proprietários, além de uma forma mais sustentável de lidar com as baterias que chegaram a sua vida útil nos VEs.

2. O Setor Elétrico

O Brasil possui um sistema de produção de energia elétrica hidro-termo-eólico de grande porte com a predominância de usinas hidrelétricas na geração de energia.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) providencia a interconexão dos sistemas elétricos, por meio de uma malha de transmissão. Essa malha permite a intercambiabilidade de energia dos 4 subsistemas que constituem o SIN. Esses subsistemas que compõem o SIN são: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte[2].

As fontes de energia do SIN são compostas principalmente por usinas hidrelétricas, distribuídas entre as bacias hidrográficas que constituem um pouco mais de 60% da capacidade instalada. [3]

Dentro do SIN existem um total de 16 bacias hidrográficas, e a interligação dessas bacias proporciona a obtenção de ganhos sinérgicos e a exploração da diversidade entre condições hidrológicas ao longo do ano.

A capacidade instalada proveniente de usinas eólicas tem apresentado um crescimento muito forte nos últimos anos, principalmente nas regiões Nordeste e Sul. Portanto, hoje a energia vinda de fontes eólicas, que está em torno de 9% da

capacidade instalada nacional, tem exercido uma crescente importância dentro do sistema elétrico brasileiro.

As usinas termelétricas representam hoje entorno de 24% da capacidade nacional e tem um papel estratégico extremamente importante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas produzem energia sob demanda, em função de condições hidrológicas. Se os níveis de armazenamento de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas, está baixo, essas usinas térmicas são despachadas para conservar os níveis dos reservatórios e assegurar o atendimento futuro.

No entanto, mesmo tendo a predominância dessas 3 fontes, o SIN conta com diversas fontes geradoras complementares, como nucleares e solares.

A interligação entre essas diferentes fontes de energia, distribuídas pelo território, resulta na complementaridade entre essas fontes, o que é importante para o setor elétrico, dada a grande variação dos regimes hidrológicos nas diferentes regiões do Brasil.

2.1 Funcionamento dos Mercados de Energia

No Brasil, existem 2 tipos de mercados de energia elétrica. O primeiro é o mercado livre de energia elétrica, denominado pelos órgãos como Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACL é administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nesse mercado, dado ao grande número de geradoras de energia conectadas ao SIN, a venda da energia ocorre em um ambiente competitivo, tratando de energia elétrica como uma commodity que tem seu preço variado de acordo com a oferta e demanda do mercado de comercialização. No ACL os contratos são negociados livremente entre as geradoras e os consumidores. No entanto, não é qualquer consumidor que pode comprar energia no ACL. Consumidores do ACL, chamados de consumidor livre, precisam ser empresas/indústrias com uma potência ativa média calculada em intervalos de 15 minutos, chamado de MUSD, maior do que 3MW. [4]

O segundo, é o mercado regulado de energia, denominado de Ambiente de Contratação Regulado (ACR) que é o maior mercado de energia elétrica do setor. Nesse mercado, os consumidores são atendidos por intermédio das distribuidoras de energia. Nesse modelo, as distribuidoras vendem a energia a uma tarifa regulada pela ANEEL, assim como a definição de limitações de lucro, definições de qualidade e necessidades de melhoria dos serviços. Os consumidores nesse mercado são chamados de consumidores cativos, e incluem todos as unidades de consumo residenciais e indústrias/comércios de menor porte.

No entanto, é importante ressaltar que em ambos os mercados, o serviço de transmissão e distribuição da energia funcionam de uma forma chamada de “monopólio natural”. Nesse segmento não se aplica a concorrência entre empresas, pois segundo a ANEEL, a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestado e investimentos em infraestrutura e manutenção [5]. Portanto, as tarifas de energia pagas em ambos os mercados incluem, além dos encargos setoriais, a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST) e a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD). [6]

2.2 As classes de consumidores no SIN

Os consumidores de energia do ACR são classificados em dois grupos conforme o seu nível de tensão requerido. O Grupo A consiste nos consumidores de alta tensão, onde a tensão entregue é igual ou superior a 2,3 kV. O Grupo B consiste de unidades consumidoras que demandam uma tensão menor que 2,3 kV. No Grupo B estão os consumidores residenciais, residenciais de baixa renda, rurais, serviços de iluminação pública, entre outros. Os grupos e seus subgrupos podem ser vistos mais claramente na Tabela 1 abaixo [6].

Grupo A - Alta Tensão		Grupo B - Baixa Tensão	
A1	≥ 230 kV	B1	residencial / residencial baixa renda
A2	88 - 138 kV		
A3	69 kV	B2	rural / coop. rural / serviço público de irrigação
A3a	30 - 44 kV		
A4	2,3 - 13,8 kV	B3	não residencial, não rural
AS	2,3 - 13,8 kV (subterrâneo)	B4	iluminação pública

Tabela 2.1: Classificação de consumidores pela ANEEL

2.3 Tarifa Branca

2.3.1 Início da Tarifa Branca no Brasil.

A “Tarifa Branca” é uma modalidade tarifária relativamente nova no país, que foi introduzida pela Resolução Normativa nº479/2012. Ela basicamente é uma tarifa na qual há uma variação do preço da energia conforme o horário de consumo. Sua modalidade é opcional e além disso, uma vez que aderida, o consumidor pode optar por desistir a qualquer momento, caso a modalidade não o interessar mais. A Tarifa Branca tornou-se disponível para alguns consumidores do grupo B a partir de 1º de janeiro de 2018 seguindo um cronograma de preferência mostrado abaixo [7]:

- I. 1º de janeiro de 2018, para novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 KWh/mês;
- II. 1º de janeiro de 2019 para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 KWh/mês; e,
- III. 1º de janeiro de 2020 para todas as unidades consumidoras.

A implementação da Tarifa Branca, teve como um de seus objetivos trazer uma maior homogeneidade ao sistema elétrico, além de tentar incentivar a conscientização do consumidor regulado de energia elétrica. Em teoria, há muitas demandas de energia elétrica feitas em horário de pico (quando a demanda nacional de eletricidade está no maior nível do dia) que se planejadas corretamente pelo consumidor, poderiam ser feitas em horários fora de pico. Por exemplo, se o consumidor se conscientizar, ele poderia utilizar eletrodomésticos como uma máquina de lavar roupa e um secador de

roupa em horários fora de pico, já que na grande maioria das vezes, essas tarefas não precisam ser realizadas em horário de pico.

No entanto, o SIN deve estar preparado a atender as demandas de energia em todos os horários de energia ao longo do dia. O que quer dizer, que é necessária uma infraestrutura para atender apropriadamente os consumidores nos horários de pico. Porém, isso significa que essa infraestrutura preparada para os horários de maior demanda, ficam superdimensionadas durante os horários do dia com uma demanda menor. Além disso, fontes de energia como solar e especialmente eólica, que representam um percentual considerável da capacidade instalada de geração, tem seu pico de geração em horários fora de pico, e precisam ter sua a sua energia gerada consumida ao longo do dia.

Com iniciativas como a Tarifa Branca, a redução de consumo em horários de pico abre a possibilidade de redução nos gastos em investimentos com infraestrutura. Dado que o pico de consumo se torna menor, a demanda se torna um pouco mais uniforme ao longo do dia, e a estrutura nacional para dar conta de prover energia no seu nível máximo, se torna menor.

A ANEEL não é a única interessada nos resultados e benefícios trazidos por essa nova modalidade tarifária. As concessionárias de energia elétrica e os consumidores atendidos pela modalidade são outros grandes incentivadores da nova tarifa. Se não houvesse um apelo imenso por esses participantes do SIN, é muito provável que a implementação da Tarifa Branca levasse muito mais tempo.

2.3.2 Funcionamento da Tarifa Branca

A opção pela modalidade tarifária Branca poderá ser exercida por todos os titulares de unidades atendidas em baixa tensão (grupo B), exceto as unidades consumidoras da subclasse baixa renda da classe residencial (subgrupo B1), do tipo iluminação pública (grupo B4) ou as unidades consumidoras que façam uso do sistema de pré-pagamento.

A adesão de uma nova ligação, no caso de o consumidor querer iniciar o fornecimento com aplicação da modalidade tarifária Branca, deve ser atendida pela distribuidora dentro de no máximo 5 dias em área urbana e 10 dias em área rural.

Como explicado anteriormente, o consumidor poderá retornar à Tarifa Convencional a qualquer momento, devendo ser atendido pela distribuidora em até 30 dias. No entanto, após o retorno à Convencional, uma nova adesão à Tarifa Branca só será possível após o prazo de 180 dias. [8]

A fatura na modalidade Branca, discrimina os valores de consumo em cada período (ponta, fora de ponta e intermediário). Portanto, a tarifa é resultada de uma soma mensal, em kWh, do consumo em cada um dos períodos multiplicados pela tarifa dos respectivos períodos.

Em relação a tarifa convencional, na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. O horário de ponta ocorre durante 3 horas consecutivas do dia, onde esse horário é definido de acordo com a determinação de cada distribuidora regional. Abaixo, segue uma tabela elaborada com base nos dados divulgados pela ANEEL. [9]

Distribuidora	Tarifa de Ponta	Horário de verão
Light - Rio de Janeiro	17h30 às 20h30	18h30 às 21h30
Eletropaulo - São Paulo	17h30 às 20h30	18h30 às 21h30
CEB -Distrito Federal	18h às 21h	19h às 22h
CEEE-Rio Grande do Sul	18h às 21h	19h às 22h
CELESC- Santa Catarina	18h às 21h	18h às 21h
CEMIG - Minas Gerais	17h às 20h	18h às 21h
CPFL - São Paulo (Todas)	18h às 21h	19h às 22h
COELBA - Bahia	18h às 21h	-
COPEL - Paraná	18h às 21h	19h às 22h

Tabela 2.2: Horários de pico das principais distribuidoras

Esses horários podem ser alterados pela distribuidora quando solicitado. No entanto, a solicitação só pode ser feita no momento que ocorre a revisão tarifária para as distribuidoras, que acontece a cada 4 anos.

É importante destacar também, que os horários de variação tarifária, ocorrem somente durante a semana. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor é sempre fora de ponta.

Abaixo, está um gráfico explicativo elaborado pela ANEEL para comparando as três variações tarifárias ao longo do dia, em relação a tarifa convencional cobrada no ACR para os consumidores do grupo B. [8]

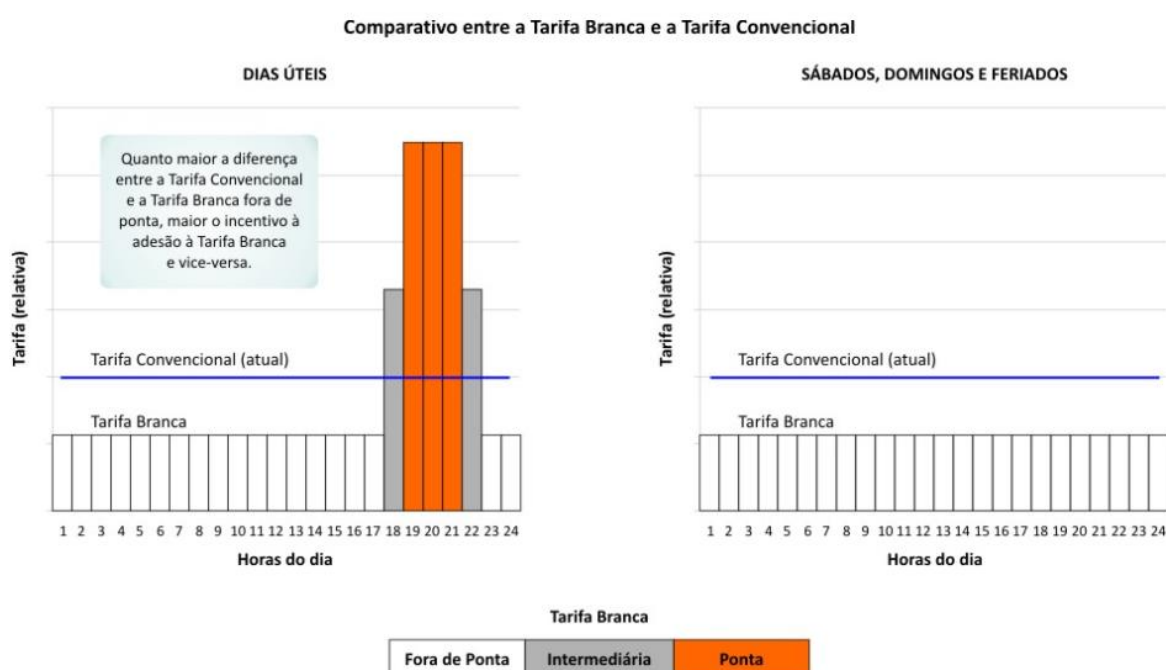


Figura 2.1: Demonstração Aneel variação tarifas diárias

Os valores para cada uma das tarifas, são definidos por expressões matemáticas simples apresentadas abaixo. Elas levam em consideração a tarifa convencional (TC), a tarifa fora de ponta (FP), tarifa intermediária (INT) e tarifa de ponta/pico (P). Além das tarifas que são determinadas por cada distribuidora, são levados em consideração também, os parâmetros kz , fi e fp que serão detalhados melhor em breve. [10]

$$FP = kz \times TC \quad (1)$$

$$INT = fi \times FP \quad (2)$$

$$P = fp \times FP \quad (3)$$

De acordo com a análise de Mauricio Tomé da UNICAMP em 2014, os parâmetros fi e fp foram inicialmente fixados pela ANEEL como iguais a 3 e 5 respectivamente. Já o valor de kz poderia variar de acordo com a distribuidora. [11]

O parâmetro kz é extremamente relevante pois é ele quem estabelece o grau de economia ao consumidor quando demandando energia elétrica em períodos fora de ponta. No entanto, os outros parâmetros fi e fp também são importantes dado que eles definem o grau de aumento das tarifas intermediárias e de ponta em relação a tarifa fora de ponta.

2.4 Definição de Região do Estudo

Como destacado anteriormente, quando se trata das tarifas de energia elétrica, há uma grande variação de preço de acordo com a região de concessão, dado que diversos fatores variáveis entram na conta de energia elétrica. Esses fatores variáveis que entram na tarifa, seriam custos como investimentos em estruturais pela distribuidora, encargos regionais, perdas de energia, entre outros. Portanto, as tarifas cobradas por cada uma das distribuidoras regionais têm uma grande variação entre elas. Na tabela abaixo, estão as tarifas das distribuidoras de grandes cidades em todas as regiões brasileiras.

Distribuidora	Cidade	Região	TC	P	INT	FP
AmE	Manaus	N	0.7061	1.2550	0.8470	0.6179
Eletroacre	Rio Branco	N	0.5978	1.2774	0.8212	0.5046
Celpe	Recife	NE	0.5493	1.1584	0.7320	0.4640
Coelba	Salvador	NE	0.5521	1.2074	0.7536	0.4456
CEEE-D	Porto Alegre	S	0.5476	0.9870	0.6424	0.4746
Celesc-DIS	Florianopolis	S	0.4698	0.8392	0.5339	0.3977
Cemig-D	Belo Horizonte	SE	0.6283	1.1981	0.7697	0.5189
Eletropaulo	São Paulo	SE	0.5156	0.9605	0.6173	0.4366
Light	Rio de Janeiro	SE	0.6257	1.1474	0.7640	0.5517
Celg-D	Goiânia	CO	0.5618	0.9912	0.6479	0.4733

Tabela 2.3: Tarifas de Energia Eletrica por Distribuidora; Fonte: Dados Abertos ANEEL

Com os valores na tabela acima, conseguimos encontrar os parâmetros mencionados nas equações de 1, 2 e 3 utilizados por cada uma das distribuidoras.

Distribuidora	Cidade	kz	fi	fp
AmE	Manaus	0.88	1.37	2.03
Eletroacre	Rio Branco	0.84	1.63	2.53
Celpe	Recife	0.84	1.58	2.50
Coelba	Salvador	0.81	1.69	2.71
CEEE-D	Porto Alegre	0.87	1.35	2.08
Cellesc-DIS	Florianopolis	0.85	1.34	2.11
Cemig-D	Belo Horizonte	0.83	1.48	2.31
Eletropaulo	São Paulo	0.85	1.41	2.20
Light	Rio de Janeiro	0.88	1.38	2.08
Celg-D	Goiânia	0.84	1.37	2.09

Tabela 2.4: Parâmetros tarifários por Distribuidora; Fonte: Dados Abertos ANEEL

No entanto, dado que o escopo do trabalho sendo desenvolvido foca no retorno sob o investimento em baterias de VEs usadas em relação a economia tarifária obtida pelo consumo somente na tarifa branca fora de ponta, o projeto será direcionado somente em torno de uma dessas distribuidoras. A distribuidora escolhida foi a Light S/A, dado que ela é a distribuidora da cidade onde este estudo está sendo feito, além de ser a distribuidora com o kz mais elevado junto com a Amazonas Energia. Portanto, devido ao seu valor de kz e tarifa fora de ponta elevada, qualquer retorno sob o investimento será mais demorado na cidade do Rio de Janeiro, sendo assim o cenário utilizado no projeto o de maior dificuldade para o retorno sobre o capital. Abaixo está uma comparação das tarifas que compõem a Tarifa Branca oferecida pela Light S.A.

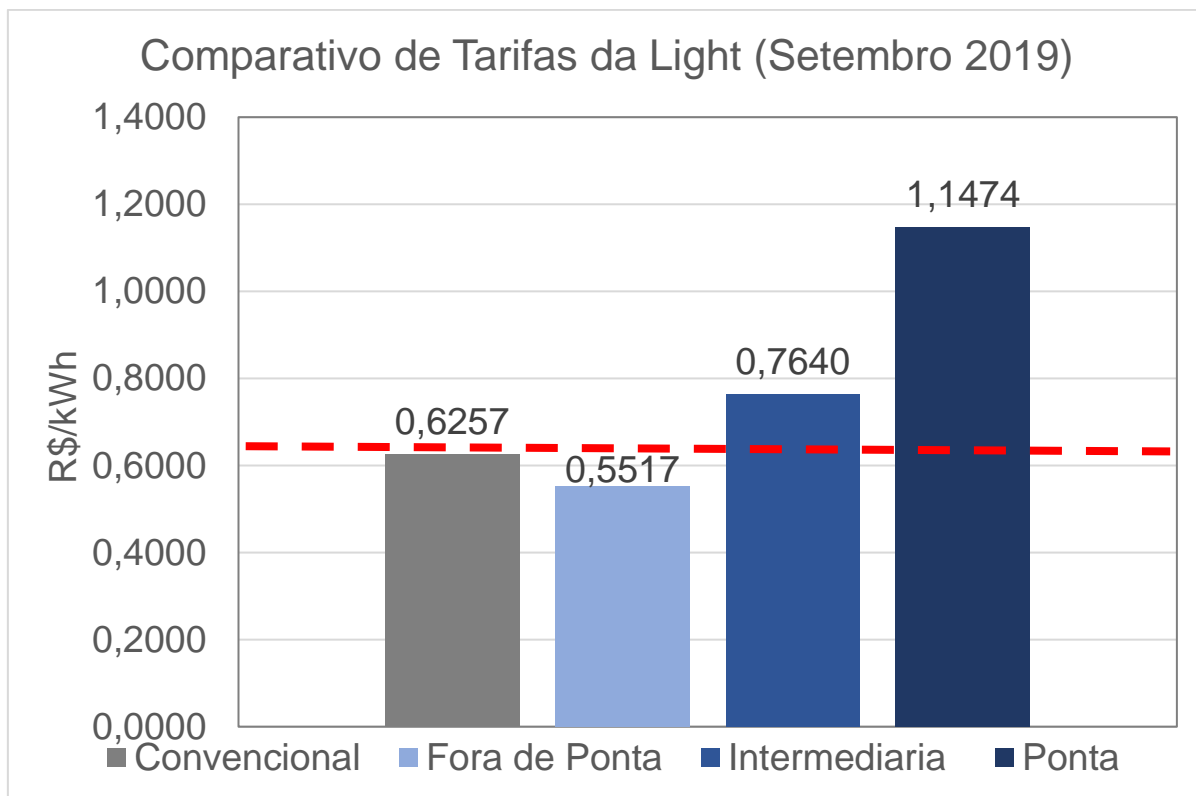


Figura 2.2: Tarifas da Light ($kz = 0,88$; $fi = 1,38$; $fp = 2,08$)

3. O Mercado de Baterias para Veículos Elétricos

3.1 Cenário Atual e Previsões

Fabricantes de automóveis e organizações mundiais voltadas ao tema tem expressado cada vez mais sua crença de que o veículo de passageiros do futuro será alimentado (parcial ou totalmente) por eletricidade.

O número de VEs sendo vendidos tem crescido rapidamente nos últimos anos e a presença desses entre a frota de veículos a combustão tende a aumentar cada vez mais. De acordo com a International Energy Agency (IEA), a frota global de VEs deve mais do que dobrar, para 13 milhões no final da década, ante os 5,1 milhões do ano passado. Além disso, a IEA divulgou em seu relatório anual, que até 2030, é previsto que a frota global de VEs chegue a 130 milhões, representando um crescimento anual médio de aproximadamente 24% até 2030. [12]

Electric Boom

The global fleet of electric vehicles is set to soar

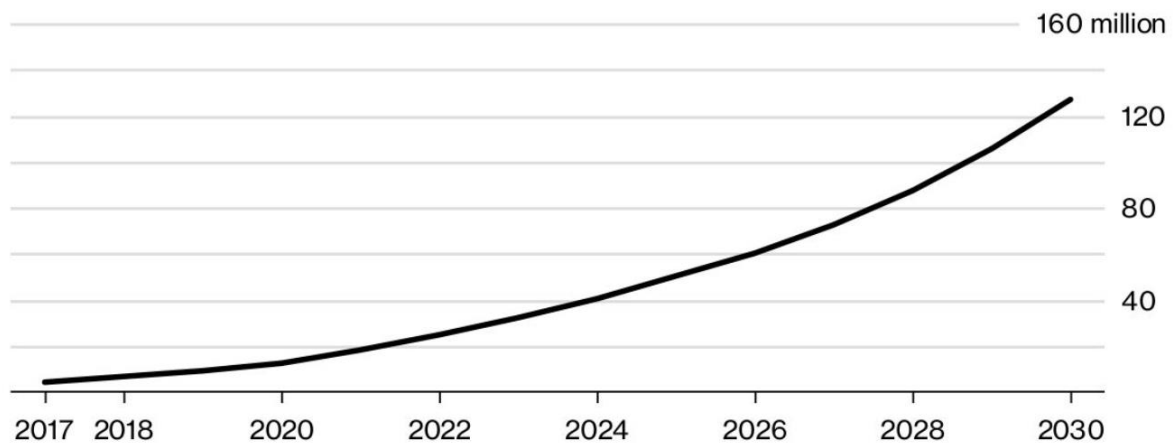


Figura 3.1: Previsão da IEA para o crescimento da frota de VEs até 2030 [13]

Devido a essa crescente frota de VEs, a demanda por baterias deverá aumentar em 15 vezes até 2030, em grande parte impulsionada por veículos elétricos leves, como carros e vans. É esperado que o crescente mercado da China represente metade da demanda mundial, seguido pela Europa, Índia e EUA. Isso significa que o mundo precisa de muito mais fábricas de baterias, como o Gigafactory, que o bilionário Elon Musk, da Tesla, está construindo em Nevada.

Battery Appetite

Demand for batteries is expected to rise by a factor of 15 to 2030

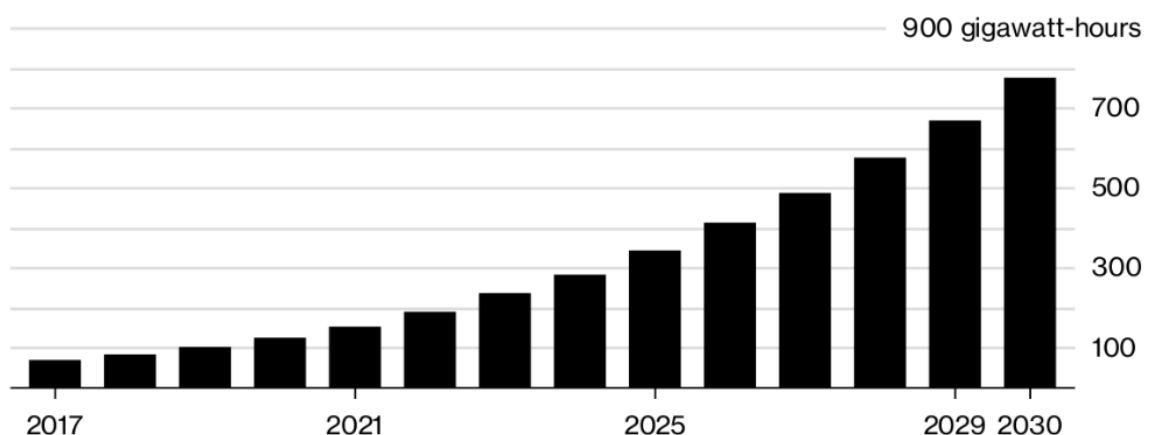


Figura 3.4: Previsão da IEA para o crescimento da demanda de baterias até 2030 [13]

Mesmo que essa procura por VEs tenha um maior aumento nos países mencionados acima, o mercado no Brasil tende a acompanhar essa tendência e ter uma demanda cada vez maior por baterias para utilização em VEs.

3.2 A Bateria utilizada em VEs

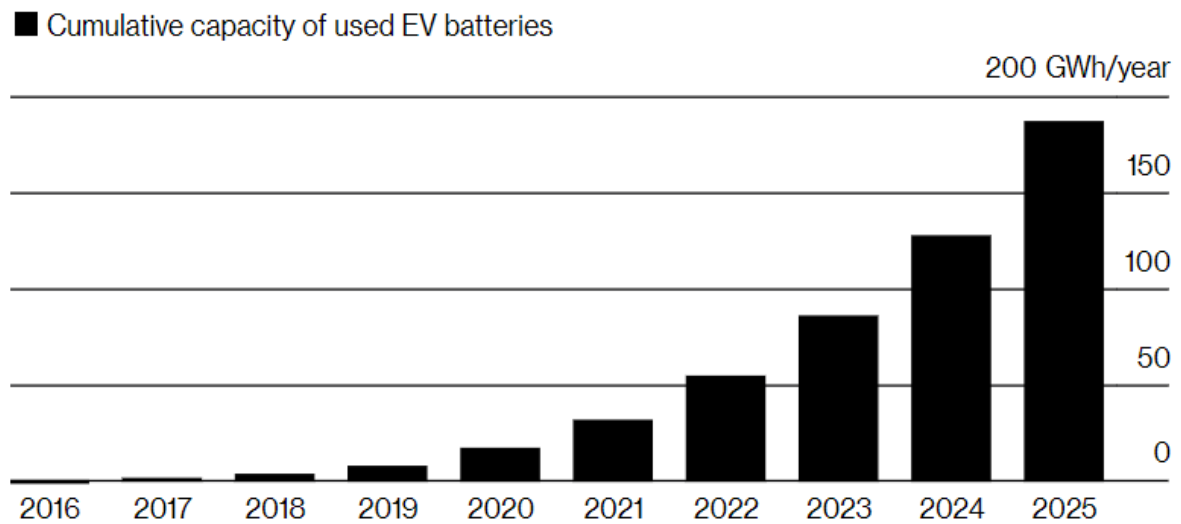
Devido à sua maior densidade de energia, as baterias de íon de lítio são o padrão do setor de VEs [14]. Embora o uso de VEs com baterias de íons de lítio reduza gases de efeito estufa causados pelo uso de combustíveis fósseis, existem algumas desvantagens em seu uso. As principais preocupações ambientais com o uso de baterias de íon de lítio são um aumento no custo, peso, tamanho e o maior investimento material que deve ser feito no início da vida útil da bateria [15].

Quando as baterias de íon de lítio dos VEs atingem seu fim de vida útil, nomeado em inglês de “end of life” (EOL), elas podem ser recicladas para recuperar alguns dos materiais. No entanto, a reciclagem de baterias não é uma proposta econômica, pois os materiais usados para criar as baterias estão diminuindo em valor reciclável e porque baterias de VEs, tipicamente, retêm entre 70-80% da capacidade de armazenamento original quando elas precisam ser aposentadas. [1]

Portanto, com uma frota de VEs em rápida expansão, o número de baterias que deixam de ser utilizadas para alimentar os carros terá um aumento proporcional, significando que nas próximas décadas haverá cada vez mais baterias que precisam ser redirecionadas a alguma finalidade após seu primeiro uso. Como exibido na figura abaixo.

Swelling Stockpile

Global pool of used electric-vehicle batteries is poised to grow rapidly



Source: Bloomberg NEF

Figura 3.5: Aumento da quantidade de baterias aposentadas do uso em VEs [17]

3.3 Reutilização das Baterias

Como as baterias normalmente deixam os veículos com a maior parte de sua energia e capacidade intactas, é essencial, em um escopo econômico e ambiental, que sejam desenvolvidas novas aplicações para melhor utilizar as baterias durante sua fase de uso.

Para prolongar a vida útil da bateria, a embalagem pode ser reutilizada para um uso secundário que atrasa a reciclagem da bateria.

Em relação a capacidade de armazenamento de cada bateria, mesmo tendo um patamar aproximado de 80% da capacidade original, na prática, o redirecionamento de uma bateria de VE exigiria um teste na bateria para confirmar o estado de saúde da bateria, chamado em inglês de “state-of-health” (SOH) que será abordado novamente mais à frente. [16]

Encontrar maneiras de reutilizar a tecnologia está se tornando mais urgente, dado que o estoque global de baterias de veículos elétricos (em capacidade) deve exceder o equivalente a 3,4 milhões de baterias até 2025, em comparação com cerca de 55.000

de estoque este ano, de acordo com cálculos baseados de dados da Bloomberg NEF e exibido na figura 3.5 do capítulo 3.2 acima. [17]

Em esquemas já elaborados para reposição de bateria, a bateria de íon de lítio pode ser usada em diversas aplicações para fornecer armazenamento de energia. Como armazenamento de energia proveniente de painéis fotovoltaicos, compor postos de abastecimento para VEs, unidades de backup de energia para hospitais e prédios empresariais, entre outras. [17,18]

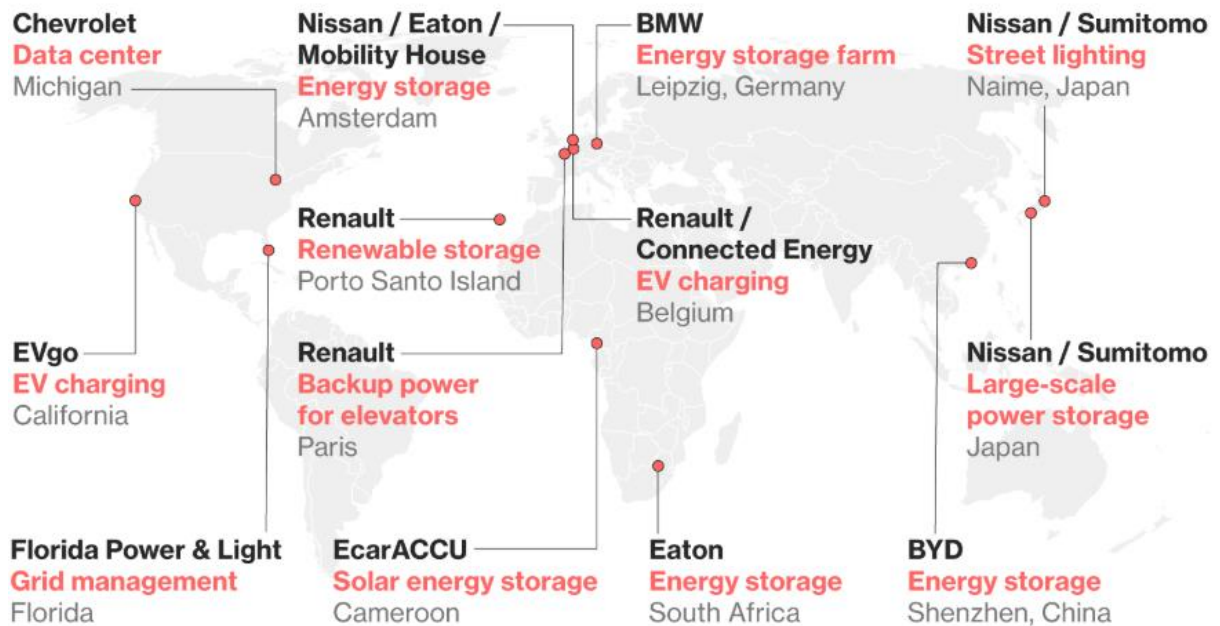
Diversas regulações relacionadas a reutilização dessas baterias vem sendo implementadas em países com uma presença maior dos VEs. A China por exemplo, onde cerca da metade dos VEs no mundo são vendidos, planeja em implementar regras ainda este ano, para responsabilizar as montadoras pela reutilização/reciclagem de baterias que estão chegando ao seu EOL e mantê-las fora dos aterros sanitários. A União Europeia também tem regulamentos e o setor espera que os EUA os sigam. [19]

Montadoras como a General Motors, BMW AG, Nissan, Toyota, BYD e um grupo de fornecedores de armazenamento de energia renovável estão entre as principais empresas que tentam criar um mercado de reposição e lucro extra sobre essas baterias. Essas empresas têm notado que o reaproveitamento gera fluxos de receita secundários para o mesmo produto, podendo contribuir para a redução nos preços dos veículos elétricos, que tem sido um grande obstáculo para o mercado aderir os VEs frente aos veículos convencionais. [17]

Abaixo, está um mapa elaborado pela Bloomberg com base em informações divulgadas pelas respectivas empresas, detalhando locais onde projetos voltados para a reutilização das baterias aposentadas têm sido desenvolvidos.

A New Lease on Life

Where electric-vehicle batteries are being used and tested for new roles



Source: Company filings

Bloomberg

Figura 3.6: Locais de desenvolvimento de projetos para reutilização das baterias [17]

O declínio do desempenho de uma bateria de VE é comprovado quando se percorrem menos quilômetros por carga e recargas são feitas mais frequentemente pelos proprietários. Quando se começa a notar essa deterioração, os componentes normalmente serão trocados. Isso ocorre após cerca de uma década em carros familiares e quatro anos em ônibus e táxis que trabalham mais. [17]

Embora essas baterias substituídas não possam mais rodar um veículo de passageiros, elas ainda estão ótimas para tarefas menos exigentes, por exemplo armazenando energia para um consumo de menos intensidade, como o uso residencial que será estudado nesse trabalho.

Como visto na figura acima, a atividade de reaproveitar essas baterias já está surgindo em diversos países desenvolvidos. No entanto eles já estão anos à frente de qualquer país na América do Sul. Essas empresas têm enxergado uma demanda cada vez maior por unidades de armazenamento de energia e uma fonte de recursos imensa e consideravelmente barata, já que as montadoras têm que se desvencilhar das baterias que serão produzidas em números exponencialmente maiores nos anos afrente.

Segundo Hans Eric Melin, fundador da Circular Energy Storage Research and Consulting, uma empresa voltada ao reaproveitamento dessas baterias com sede em Londres: “Na verdade, uma bateria de lítio nunca morre. É como se você pudesse tirar uma bateria alcalina de uma lanterna e colocá-la em um controle remoto, e então ela ainda assim será boa o suficiente. ” [20]

4. Análise de Comparativa das Tecnologias de Baterias no Mercado

Como mencionado no capítulo anterior, recentemente algumas empresas no exterior, incluindo montadoras, tem começado a entrar no ramo de criação de unidades de armazenamento de menor porte. Algumas utilizando-se do reaproveitamento das baterias de VEs e outras não. Nesse capítulo vamos criar uma análise comparativa entre as unidades de armazenamento prontas que já estão disponíveis e as unidades que seriam criadas a partir do reaproveitamento direto das baterias aposentadas nos VEs.

4.1 Unidades de Armazenamento Presentes no Mercado

PowerVault 3: Powervault é uma empresa britânica com sede em Londres que projeta e fabrica sistemas inteligentes de armazenamento de energia para casas. A última unidade desenvolvida por eles é o PowerVault 3 com 16,4 kWh de capacidade de armazenamento. Recebem subsidio do Governo Britânico para o desenvolvimento. No entanto, a tecnologia desenvolvida por eles ainda é cara, onde o PowerVault 3 está custando £10.595, o equivalente a R\$ 54.035 na conversão atual.

Tesla Powerwall 2: Em abril de 2015, a Tesla anunciou o Powerwall, uma bateria que poderia ser instalada em uma residência para o ciclo diário. No entanto, a tecnologia já se desenvolveu muito desde que foi anunciada, sendo hoje oferecido o Powerwall 2 com uma capacidade de 13,5 kWh e custando £8.350. Convertendo para reais hoje, isso daria R\$42.585. Porém, vale ressaltar que essa tecnologia não reutiliza as baterias dos VEs da Tesla. [21]

No entanto, é importante observar que nenhuma dessas tecnologias acima são vendidas no Brasil. Dado sua criação muito recente, é esperado que tecnologias

prontas deste tipo demorem alguns anos para serem importadas e mesmo assim teriam um preço consideravelmente mais caro, dado que seriam vendidas como tecnologias desenvolvidas no exterior e teriam uma taxaço considerável.

4.2 B  terias de VEs no mercado atual

Dado que o trabalho tem sua região de estudo definida na cidade do Rio de Janeiro, foram escolhidos VEs que já estão sendo comercializados em território nacional. No total, foram escolhidos 6 veículos. A capacidade de armazenamento nova e após a aposentadoria de cada um dos VEs escolhidos é exibido na tabela 5 abaixo.

Veículo Elétrico	Capacidade Novo (kWh)	Capacidade 2^a Vida (kWh)
Renault Zoe	41,0	32,8
Chevrolet Bolt	60,0	48,0
JAC iEV20	41,0	32,8
Nissan Leaf	40,0	32,0
BMW i3	42.2	33,8
Chery Arrizo 5e	53,0	42,4

Tabela 4.1: Capacidade de Armazenamento das baterias de VEs no Brasil [22-27]

Os preços dos carros listados acima também variam consideravelmente e são estão exibidos na tabela 6 abaixo:

Veículo Elétrico	Preço (R\$ mil)
Renault Zoe	150
Chevrolet Bolt	175
JAC iEV20	120
Nissan Leaf	195
BMW i3	206
Chery Arrizo 5e	160

Tabela 4.2: Preço dos VEs comercializados no Brasil [22-27]

No entanto, mesmo que os carros tenham capacidades e preços muito diferentes, é extremamente difícil prever de fato qual será o preço de cada uma de suas baterias após serem aposentadas, especialmente as dos carros chineses (Chery e JAC). Isso

ocorre porque muitas das baterias das montadoras chinesas ainda não chegaram ao mercado de segunda mão e ainda não existe um parâmetro definido para as diferentes baterias nesse mercado.

No entanto, um estudo de 2012 realizado pela *International Society of Automotive Engineers* (SAE) descobriu que um proprietário de veículo poderia, conservadoramente, esperar receber entre \$20-100 por kWh como preço de venda de uma bateria usada. Além disso os autores estimaram que, os compradores de uma bateria usada, pagariam entorno de \$38 por kWh pela bateria usada, dado que a previsão do US Department of Energy (DOE), de que em 2020 as baterias de VEs estariam custando \$125 por kWh se realizasse. [28]

Portanto, levando em consideração o gráfico exposto abaixo pela Bloomberg NEF [29], de que as baterias estão atualmente custando \$176 por kWh, foi realizado um cálculo baseado nos dados desses dois relatórios. Foi concluído então, que no cenário atual uma bateria usada estaria custando \$53,50 por kWh, usando uma previsão proporcional a definida pelo estudo da SAE.

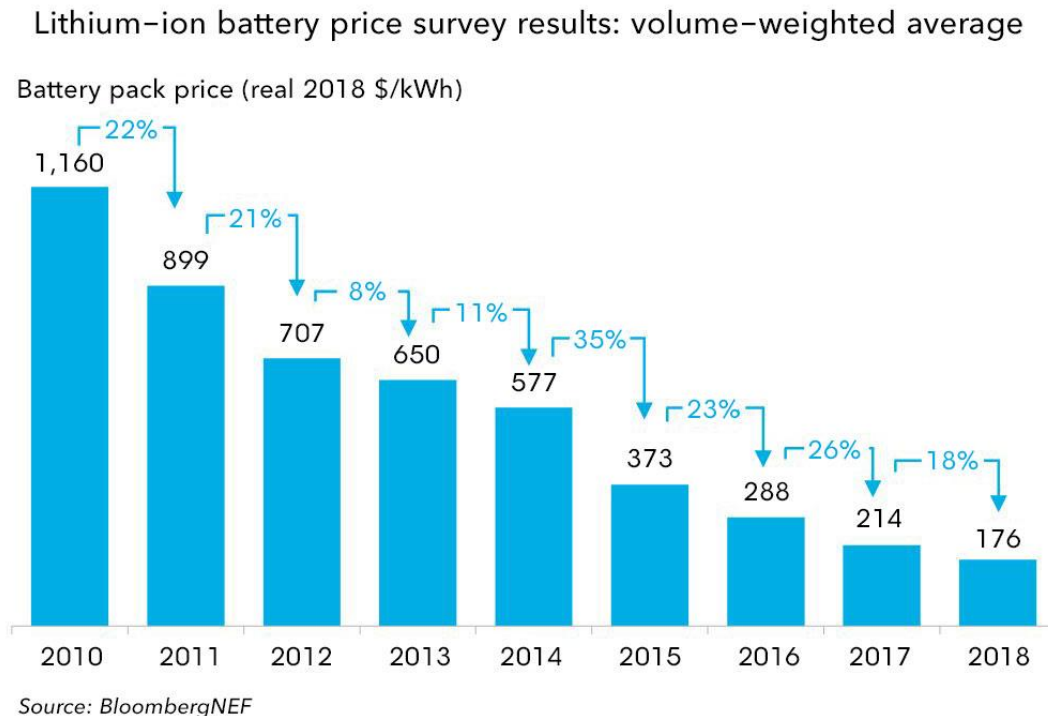


Figura 4.1: Histórico de Preços das baterias de VEs por kWh

Levando em consideração as previsões mencionadas anteriormente, foi elaborada uma tabela indicativa com o preço estimado das baterias aposentadas de cada um dos VEs escolhidos nesse capítulo, de acordo com suas capacidades restantes.

Veículo Elétrico	Preço (\$ mil)	Preço (R\$ mil)
Renault Zoe	1.754,80	7.019,20
Chevrolet Bolt	2.568,00	10.272,00
JAC iEV20	1.754,80	7.019,20
Nissan Leaf	1.712,00	6.848,00
BMW i3	1.806,16	7.224,64
Chery Arrizo 5e	2.268,40	9.073,60

Tabela 4.3: Estimativa no preço das baterias aposentadas

Em um estudo realizado em 2014 por pesquisadores da Edith Cowan University, Australia [30], foi realizada uma análise mais aprofundada apresentando funções para calcular a receita possível de ser obtida pelo proprietário do VE ou fabricante quando a bateria necessita ser substituída no VE. Além disso, os pesquisadores também criaram um modelo simples para encontrar a receita que é obtida durante a segunda vida da bateria.

$$Rev_{VE} = \frac{DOD_{méd} \times kWh_{ciclo} \times N_{ciclos}}{DOD_{máx} \times kWh_{máx} \times N_{máx}} \times Custo_{bat} \quad (4)$$

$$Rev_{re} = TE_{re} \times Custo_{Energia} \quad (5)$$

Onde:

Rev_{VE} = Receita obtida ao longo da primeira vida do VE;

$DOD_{méd}$ = Percentagem média da DOD (*Depth of Discharge*) da bateria durante uso no VE;

$DOD_{máx}$ = Percentagem da DOD máximo especificado pelo fabricante do VE;

kWh_{ciclo} = Energia transferida por ciclo ao DOD máximo na prática;

$kWh_{máx}$ = Energia transferida por ciclo até o DOD máximo (em kWh) especificado pelo fabricante do VE;

N_{ciclos} = Número de ciclos;

$N_{m\acute{a}x}$ = Número de ciclos permitido antes da troca, especificado pelo fabricante;

$Custo_{bat}$ = Custo da bateria nova de fábrica;

Rev_{re} = Receita obtida ao longo da segunda vida da bateria;

TE_{re} = Transferência energética ao longo da segunda vida da bateria;

$Custo_{Energia}$ = Preço da tarifa de energia elétrica ao longo da segunda vida.

No entanto, para uma bateria de VE poder ser reutilizada, ela precisa passar por um processo de conversão para adaptar a bateria a sua nova função como uma unidade estacionária de armazenamento de energia. Em sua vida útil de serviço automotiva, as baterias de íon de lítio devem atender às demandas altamente flutuantes de aceleração e desaceleração que dependem do motorista do veículo. Em seu segundo uso, no entanto, a flutuação na demanda e na carga de energia é menor, o que ajuda a bateria a manter sua capacidade de armazenamento de energia por mais tempo, mas quer dizer que alguns componentes precisam ser trocados para adequar a bateria a esse uso. Tal processo também precisa seguir certos critérios de segurança.

4.3 Processo de conversão da bateria de VE para uma unidade de armazenamento

Abaixo é mostrado a trajetória mais comum de uma bateria de VE e a proposta de reutilização sendo analisada, onde a vida de uma bateria pode ser prolongada por uma década em média.

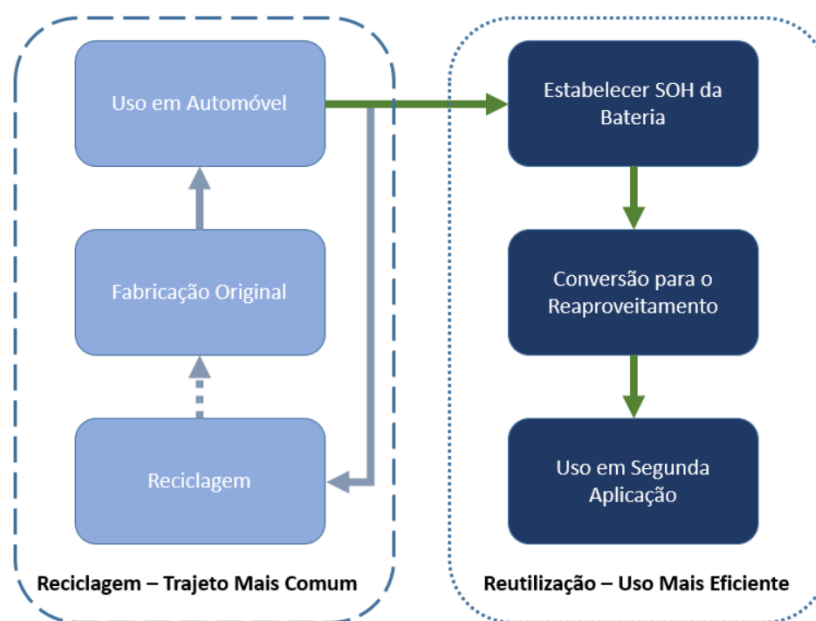


Figura 4.2: Possíveis Ciclos de Vida para Baterias de VEs

Apesar dos diversos benefícios do reaproveitamento das baterias de íons de lítio, existem ainda certos fatores que impedem a ampla adoção desse conceito. Um impedimento é que uma metodologia de projeto e certificação específica para garantir a segurança dessas baterias reaproveitadas ainda não estão disponíveis.

No entanto, um estudo realizado por pesquisadores da Universidade de Waterloo em Ontario no Canada, abordou o tema da adequação apropriada das baterias reutilizadas quando convertidas em Unidades de Armazenamento Estacionário (UAE) e definiram certos processos para garantir a segurança no funcionamento dessas novas unidades de armazenamento.

O estudo descreve uma metodologia de projeto para a construção desse sistema estacionário de armazenamento de energia usando baterias para uso no Canadá.

Como mencionado, dado a falta de padrões para se guiar nesse mercado específico, foi realizada uma análise completa de diversos padrões de segurança para determinar os critérios necessários no projeto. Proveniente dessa pesquisa, foi incluída a realização da análise de modos e efeitos de falha e análise de efeitos, chamada de *Failure Modes and Effects Analysis* (FMEA) e a análise de falhas potenciais, chamada de *Fault Tree Analysis* (FTA) para identificar possíveis riscos de segurança no processo de conversão, operação e instalação. [31]

A FMEA é uma análise na qual uma parte do sistema é examinada quanto aos seus possíveis modos de falha, causas de falha e efeitos potenciais. O risco associado é calculado usando o número de prioridade do risco chamado de *Risk Priority Number* (RPN), que combina a gravidade do risco, probabilidade de ocorrência e detectabilidade do problema. Cada um desses três elementos: gravidade, probabilidade de ocorrência e facilidade de detecção são medidas em escala de 1 a 10, onde uma pontuação de 10 significa a maior probabilidade de falha. O cálculo do RPN é dado na equação abaixo.

$$RPN = G \times PO \times FD \quad (6)$$

Onde:

G = gravidade do problema;

PO = Probabilidade de ocorrência;

FD = Facilidade de Detecção.

Levando o RPN em consideração, os pesquisadores elaboraram o diagrama de caso sendo estudado. Esse diagrama define as funções entre os usuários e o sistema para obter uma aprovação. As ações e etapas do evento que levam a essa interação também são definidas diagrama de caso do sistema. Na UAE, o papel principal é fornecer energia ao usuário quando exigido. Uma vez que a energia da bateria se esgota, ela é carregada usando energia fornecida a partir da rede. Esses eventos são controlados usando um sistema de controle que monitora o estado de carga da bateria, chamado de State-of-Charge (SOC). Abaixo é ilustrado um diagrama de caso baseado no que foi desenvolvido no estudo canadense:

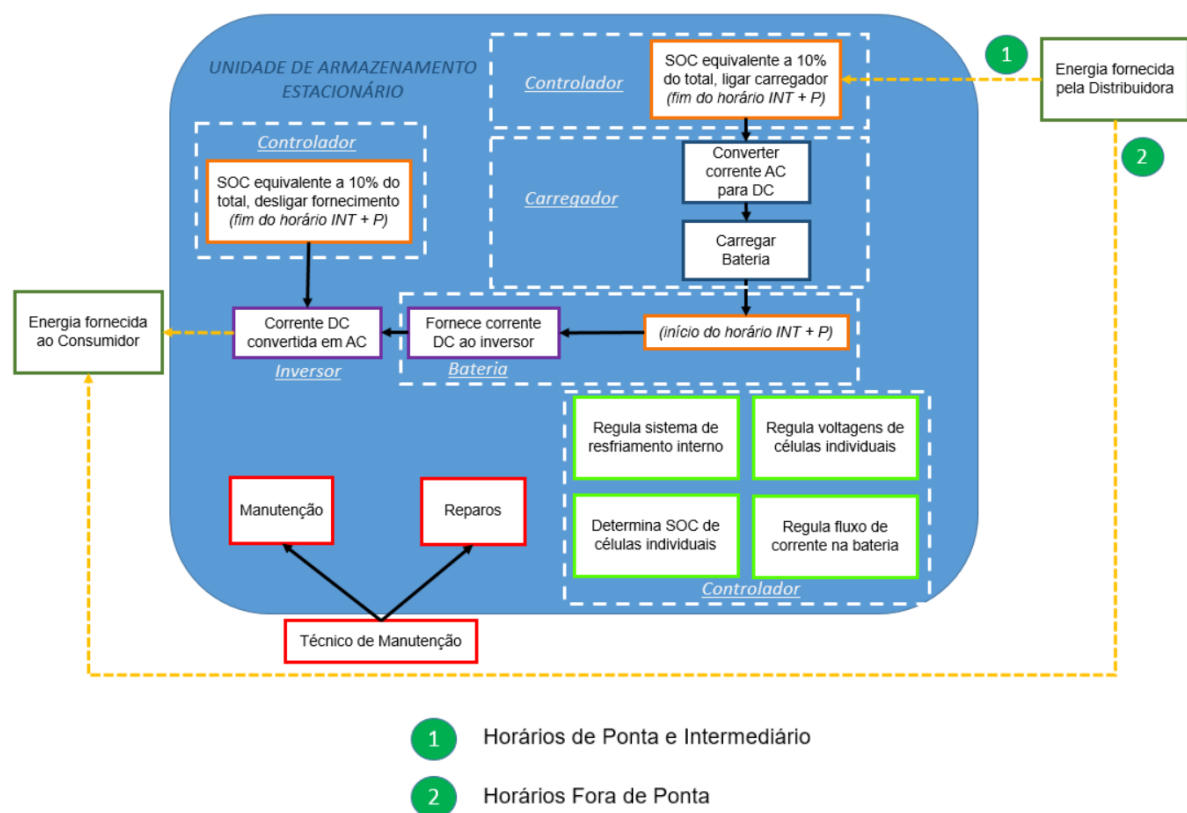


Figura 4.3: Diagrama de caso baseado em trabalho da Universidade de Waterloo

Após o diagrama de caso, o estudo então dividiu os riscos no FMEA para a bateria de acordo com os componentes do sistema: carregador, inversor, bateria, controlador e caixa da bateria. Uma lista das falhas de maior risco definidas no estudo é exibida abaixo:

Rank	Item	Function	Potential Failure	RPN
1	Charger	The charger/inverter shall convert power to charge/discharge the battery pack.	Overheating	180
2	Battery pack	The battery pack shall store and deliver energy	Overheating	180
3	Battery management system/controller	The controller shall direct pack components (charger/inverter)	Overheating	180
4	Lithium-ion cell	The cell is a single unit within the battery pack and shall store and deliver energy	Thermal runaway	180

Figura 4.4: Lista e Ranking de Possíveis Falhas em uma UAE [31]

4.4 Escolha da Bateria para o Estudo

A FTA adota uma visão invertida dos riscos em comparação com o FMEA, detalhando um risco potencial de segurança à sua falha raiz. Os principais riscos de segurança para a bateria reutilizada são eletrocussão, queda, inalação de gases tóxicos, cortes ou arranhões e incêndios ou explosões. Para avaliar isso, o FTA usa lógica booleana onde é criada uma rede gerando todas as possibilidades de falhas em sequência que levariam ao pior cenário possível, uma explosão da bateria. No FTA são usados caminhos com ligações OU/E induzindo ao raciocínio de que múltiplas causas e falhas agindo em conjunto ou separadamente poderiam causar falhas mais graves.

As causas originadoras mais prevalentes são determinadas com base em uma análise probabilística do diagrama de FTA elaborado. A conclusão é de que as causas profundas com mais ligações OU e menos ligações E serão uma condição de falha principal mais provável. O estudo concluiu que no sistema de armazenamento usando baterias reutilizadas, as principais falhas que causam incêndios ou explosões são: instalação, manutenção inadequada e uma falha catastrófica da bateria. Para reduzir os possíveis erros de instalação, foi concluído que um eletricitista/técnico de alta tensão certificado deve ser o responsável pela instalação do sistema. O estudo também aborda o fato de que a manutenção do sistema deveria ser conduzida por um técnico especialista de mesma qualificação, sendo de preferência o mesmo que instalou o sistema inicialmente.

Abaixo está o FTA para falhas que envolvam explosões e incêndios elaborado no estudo usado como referência [31]:

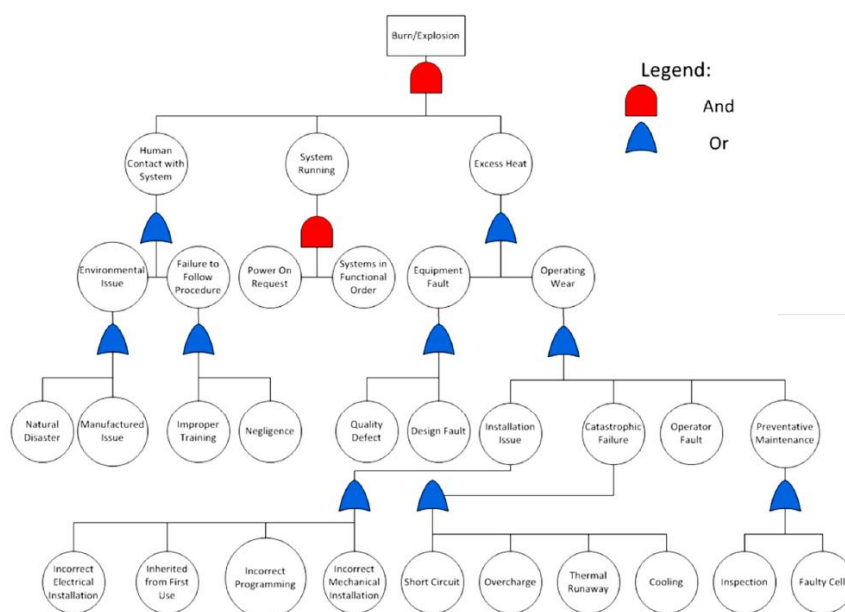


Figura 4.5: FTA (Fault Tree Analysis) para riscos de explosão ou incêndio do sistema

4.4.1 Custo aproximado para efetuar a conversão

Em um estudo conjunto realizado por múltiplos departamentos da Universidade de Berkley e UCLA, nos EUA, os autores conseguiram através de uma extensa coleta de dados definir um custo médio necessário para efetuar um processo de conversão da bateria de um VE para uma UAE [32]. Mesmo com os preços variando consideravelmente dependendo do tipo da bateria e finalidade de utilização da nova unidade, foi determinado que o custo da conversão atualmente está por volta de \$50 por kWh de capacidade na bateria. Portanto, foi decidido usar este patamar de preço para ter um valor aproximado do custo das unidades de armazenamento derivada de cada uma das baterias sendo analisadas nesse capítulo.

Abaixo temos então uma comparação entre preço e capacidade de cada uma das unidades de armazenamento abordadas nesse capítulo. Onde podemos visualizar os preços das baterias provenientes de VEs antes e após seu processo de conversão para uma unidade de armazenamento apropriado, como o Powerwall e Powervault.

Veículo Elétrico / UAE	Capacidade (kWh)	Preço pré-conversão (R\$)	Preço pós-conversão (R\$)
Renault Zoe	32,8	7.019,20	13.579,20
Chevrolet Bolt	48,0	10.272,00	19.872,00

JAC iEV20	32,8	7.019,20	13.579,20
Nissan Leaf	32,0	6.848,00	13.248,00
BMW i3	33,8	7.224,64	13.976,64
Chery Arrizo 5e	42,4	9.073,60	17.553,60
Powerwall 2	13,5	-	42.585,00
PowerVault 3	16,4	-	54.035,00

Tabela 4.4: Comparativo das baterias usadas e novas no mercado

Portanto, conclui-se pela tabela 7 que os preços das baterias reutilizadas são sempre muito inferiores aos das soluções de armazenamento já disponíveis e atualmente no mercado, mesmo levando em conta o custo associado a conversão das baterias provenientes de VEs para unidades de armazenamento estacionárias.

5. Cenários da Aplicação Estudada

5.1 Estudo nas Poupanças obtidas

No estudo realizado na Edith Cowan University, Australia [30], mencionado no capítulo anterior, os pesquisadores efetuaram simulações para se calcular as economias obtidas através do uso de uma unidade de armazenamento. Essas simulações levaram em conta um preço entregue pela bateria de \$50/MWh, constante ao longo do período de simulação, o que dá aproximadamente R\$0,20/kWh de economia. Percebemos que essa economia é acima da que estaria sendo feita se a bateria fosse aplicada no Rio de Janeiro, onde a economia tarifária obtida (= Tarifa Regular – Tarifa Fora de ponta) é aproximadamente R\$0,08/kWh.

Na tabela abaixo, a economia tarifária é comparada com o custo de uma bateria usada em \$/kWh, onde esse preço decresce dependendo da capacidade restante na bateria. Isto significa que baterias mais novas tem um custo (\$/kWh) mais alto dado o seu SOH superior.

Preço Bateria (\$/kWh)	Nº Ciclos para iniciar retorno	Economia (\$)
800	4490	3.130,00
700	4418	2.888,00

600	4353	2.551,00
500	4263	2.246,00
400	4125	1.916,00
300	3894	1.584,00

Tabela 5.1: Resultados da simulação do estudo Australiano [30]

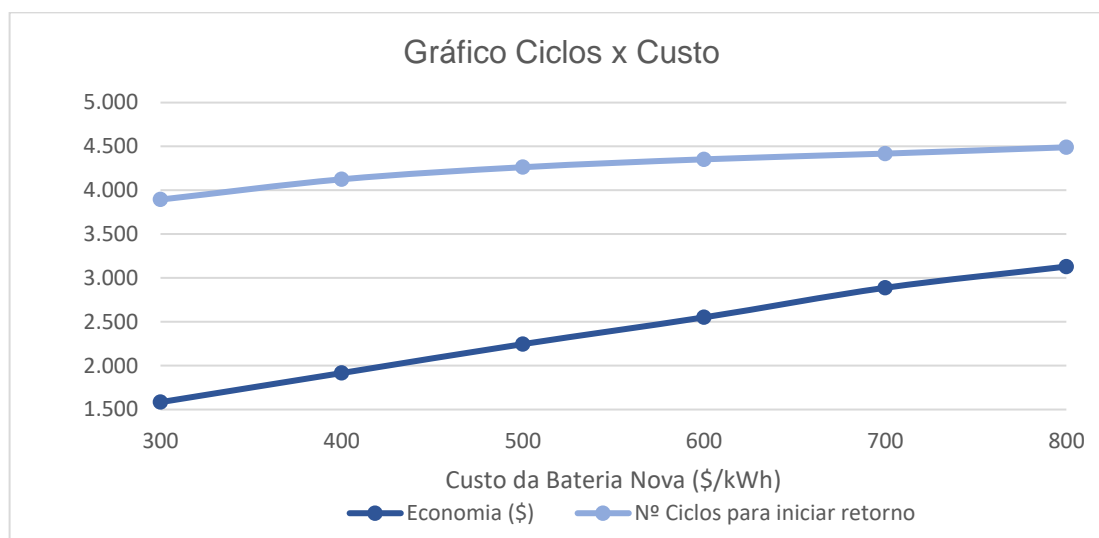


Figura 5.1: Número de ciclos para iniciar economia vs. Custo da bateria nova

5.2 Análise Econômica Canadense

Um estudo realizado em 2014 na University of Waterloo, no Canada, abordou um tema muito parecido com o que está sendo analisado neste trabalho [33]. No estudo é abordado o mesmo tema da reutilização de baterias de íons de lítio de VEs para unidades de armazenamento de energia estacionárias, em unidades residenciais, com o propósito chamado de *peak shaving*, que é justamente evitar as tarifas de pico quando utilizando-se da tarifa dinâmica de energia.

No estudo, é utilizada a bateria de um Chevrolet Volt, após ser utilizado por 8 anos em sua funcionalidade original. Com isso, a bateria reutilizada que possui uma capacidade em sua segunda vida de 13,2kWh (80% da capacidade original). Em relação ao preço das tarifas usadas no estudo, foram consideradas as tarifas médias (\$/kWh) no inverno e no verão assim como o consumo médio por residência nessas estações do ano.

O gráfico abaixo, elaborado no estudo, exibe o perfil de consumo/carga da unidade de armazenamento ao longo do dia, tanto no verão quanto no inverno, já que as tarifas dinâmicas no Canadá são alteradas dependendo da época do ano.

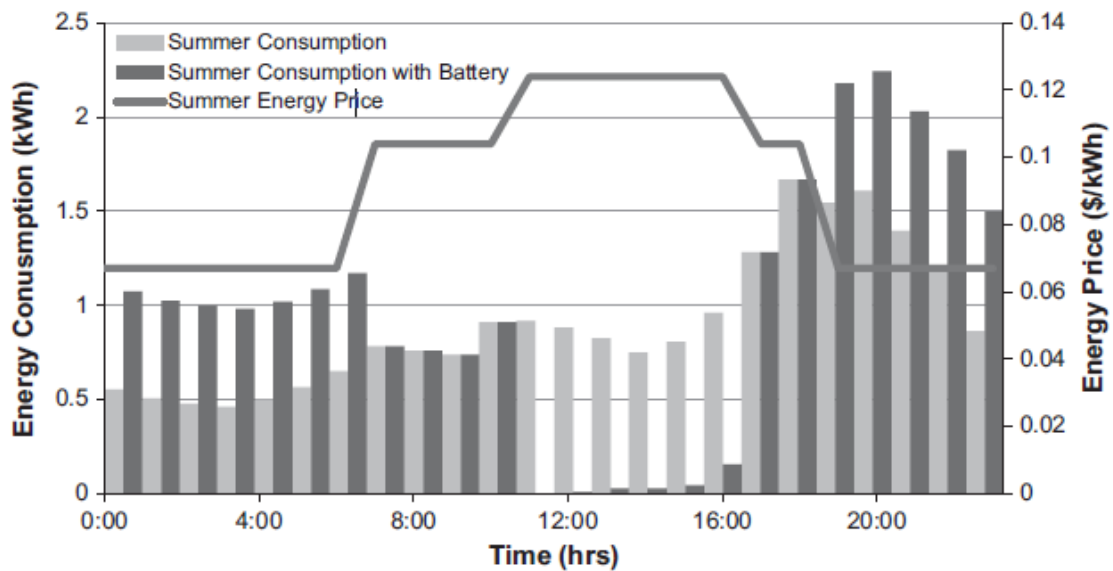


Fig. 4. Example of average hourly energy consumption in the summer weekdays.

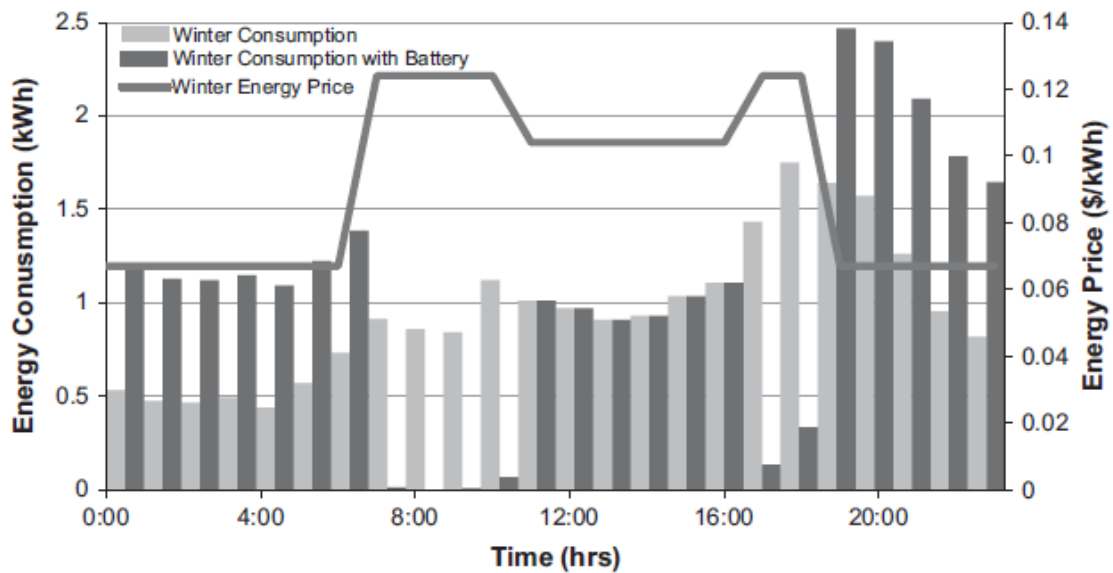


Fig. 5. Example of average hourly energy consumption in the winter weekdays.

Figura 5.2: Gráficos de perfil de consumo da bateria durante o inverno/verão no Canadá [33]

Como pode ser visto pelos gráficos acima, as baterias são carregadas somente durante os períodos de demanda baixa e somente descarregadas durante os períodos de demanda mais alta. Sendo assim, o consumo durante os períodos de demanda

média, continua sendo fornecido diretamente pelo sistema, já que de acordo com o estudo, o custo benefício de carregar a bateria para um consumo durante os períodos de demanda alta e média, não compensaria, dado a diferença pouco relevante entre a tarifa baixa e média.

Com isso, o estudo elaborou um modelo econômico da utilização da unidade de armazenamento ao longo de 10 anos, onde no final foi calculado a economia total gerada e essa economia em comparação com o investimento inicial. No entanto, o estudo abordou um ponto extremamente relevante na área. Inicialmente foi encontrado que a economia total trazida pela implementação da unidade de armazenamento, não seria de muita relevância se as tarifas de energia permanecessem todas constantes. O que ocorre no Canadá, é que como um plano de incentivo a instalação de unidades de armazenamento individuais, o governo dá subsídios financeiros em forma de reduções nas tarifas de energia elétrica e reduções nos encargos cobrados. Esse incentivo ocorre, pois o governo percebeu que é extremamente vantajoso para o sistema, ter um consumo mais uniforme ao longo do dia, onde os benefícios dessa mudança de consumo para a estrutura energética nacional sobrepõem as reduções nas tarifas repassadas pelos subsídios.

No entanto, já que essa pratica é ainda algo novo hoje e em 2014, quando o estudo foi desenvolvido era algo mais novo ainda, não há nenhuma lei ou documento legal definindo a quantidade que pode ser repassada em subsídios tarifários para residências com suas próprias unidades de armazenamento. Portanto, o estudo criou 9 cenários, variando o custo da tarifa de energia e os encargos setoriais em quantidades diferentes, exibindo retornos diferentes para cada um dos cenários. Abaixo está a tabela e gráfico exibido no estudo mostrando esses diferentes cenários e seus retornos financeiros.

Cenário	(10 anos de operação)	Economia (\$)	Economia em % bateria nova	Economia em % bateria usada
A	Bateria - sem subsídio algum	293,00	2	4
B	Bateria - sem encargos setoriais	5.262,00	36	76
C	Bateria - 50% redução encargos setoriais	2.783,00	19	40

D	Bateria - 50% redução tarifa de energia	2.846,00	20	40
E	Bateria - 50% redução tarifa de energia, sem encargos setoriais	7.815,00	54	113
F	Bateria - 50% redução tarifa de energia, 50% redução encargos setoriais	5.366,00	37	77
G	Bateria - 75% redução tarifa de energia	4.122,00	28	60
H	Bateria - 75% redução tarifa de energia, sem encargos setoriais	9.092,00	63	132
I	Bateria - 75% redução tarifa de energia, 50% redução encargos setoriais	6.602,00	46	96

Tabela 5.2: Tabela com economias trazida em diferentes cenários analisados no estudo [33]

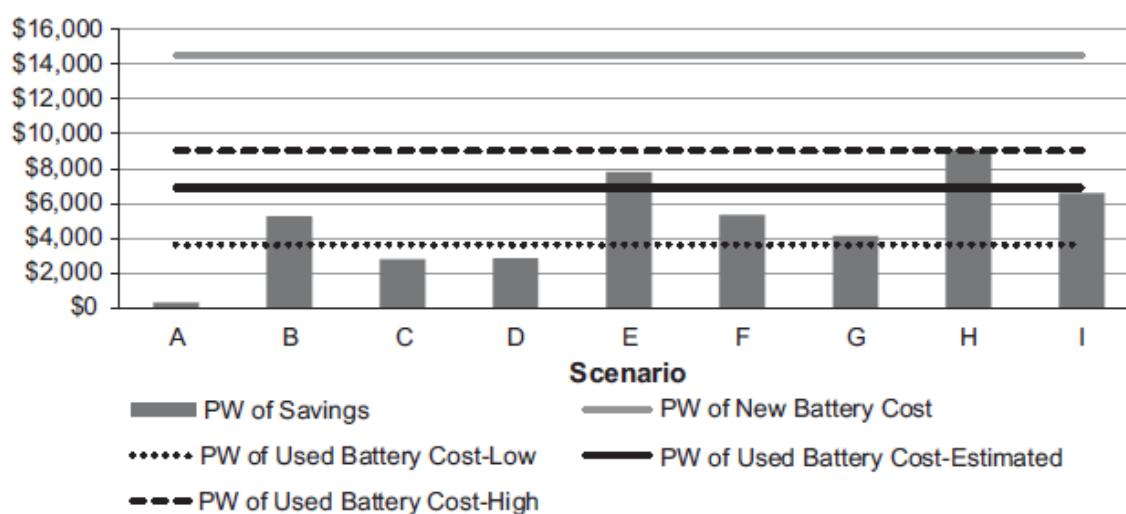


Figura 5.3: Economias trazidas em diferentes cenários analisados no estudo [33]

Portanto, levando em consideração o estudo feito na University of Waterloo, é possível verificar que a oportunidade de proporcionar um ganho financeiro utilizando-se de uma unidade de armazenamento é, de fato, algo viável. No entanto, o estudo também endereça que a necessidade de subsídios tarifários e tributários é uma importante condição para permitir uma viabilidade financeira mais relevante ao projeto no Canadá.

Dado que a conclusão do estudo acima foi positiva para a implementação do projeto no Canadá, isso é um ótimo indício para o este trabalho sendo desenvolvido para uso no Rio de Janeiro. Outro ponto positivo é que o estudo canadense foi desenvolvido em 2014 quando o custo das baterias era consideravelmente mais alto e a capacidade menor. Então, a primeira instancia, é presumido que com baterias mais baratas e uma capacidade maior, esse retorno acabe vindo mais rápido.

Com o sinal verde do estudo acima e todas as pesquisas realizadas nos capítulos anteriores, verificamos que a implantação do sistema no Rio de Janeiro e sua viabilidade financeira já é uma possibilidade realista. Portanto, a partir de agora é necessário começar a montar o sistema e o cenário que será utilizado para a implantação deste estudo no Rio de Janeiro.

6. A Bateria

6.1 Escolha da Bateria

Como explicado no capítulo 4, foram analisadas 9 unidades de armazenamento diferentes para o estudo, onde 2 delas eram unidades de armazenamento já comercializadas no mercado, destinados a essa função específica.

No entanto, no mesmo capítulo 4 percebe-se que os preços para adquirir unidades de armazenamento derivadas de baterias de VEs é muito inferior ao de adquirir uma das unidades de armazenamento prontas e já comercializadas, mesmo considerando o custo para adaptar a bateria usada de VE para uma unidade de armazenamento estacionaria. Com isso, fica evidente que atualmente é bastante benéfico a compra de baterias aposentadas de VEs para converte-las em unidades de armazenamento.

No entanto, das 7 baterias de íons de lítio é necessário escolher uma para ser aplicada ao estudo. A bateria escolhida foi a do Nissan Leaf, dado que o Leaf é o VE mais comercializado no mundo e portanto, isso indica que as baterias usadas do Leaf, provavelmente serão as mais disponíveis no mercado. Isso significa que haverá mais opções de escolha entre baterias usadas do Leaf sendo oferecidas assim como um poder de negociação maior, dado que há mais delas no mercado.

Porém, um critério muito relevante que também foi considerado para a escolher a bateria do Nissan Leaf nesse estudo, foi o fato da Nissan já está afrente do resto do mercado no segmento da reutilização de suas baterias.

A Nissan em conjunto com a Eaton Industries, empresa americana especializada em gerenciamento energético, lançou sua própria unidade de armazenamento de energia chamada de xStorage [34]. Diferente de outros sistemas de armazenamento de energia, o xStorage se diferencia pois utiliza baterias reutilizadas do Nissan Leaf. Como resultado da implantação e crescimento do xStorage, a Nissan fez uma alteração no design das baterias do Leaf, tornando-as mais modulares, com uma maior facilidade de remoção por técnicos e com uma versatilidade maior de transferência para reaproveitamento em outras funções.

Portanto, devido a essa maior versatilidade da bateria do Nissan Leaf frente as baterias de outros fabricantes, foi decidido utilizar ela como a bateria padrão para o desenvolvimento do sistema sendo proposto nesse estudo.

6.2 Degradação da Bateria

Um elemento importante da saúde de uma bateria, a capacidade, diminui com o tempo, resultando na degradação da bateria ao longo de sua vida. Há diversos fatores que influenciam a degradação da capacidade de uma bateria, esses são [35]:

- Número de ciclos realizados;
- Idade da bateria;
- Elementos químicos que compõem a bateria;
- Corrente de descarga;
- Estado de carga – SOC (*State of Charge*)
- Taxa de transferência de carga em um ciclo de corrente;
- Colisões sofridas;
- Temperatura da bateria.

A eficiência energética de uma bateria refere-se à fração de energia usada para carregar a bateria em relação a energia fornecida da bateria durante o uso [36].

Infelizmente, à medida que a bateria se degrada com o tempo, ela sofre com a perda de eficiência em associação com a queda de sua capacidade e potência.

Surpreendentemente, esse conceito e sua medição são relativamente novos, pois não era uma preocupação para os fabricantes de VEs. Em vez disso, o foco dos fabricantes está na capacidade da bateria e potência, que correspondem à quilometragem do veículo e torque, respectivamente.

No entanto, para aplicações estacionárias como uma unidade de armazenamento, a eficiência energética é procurada em recargas rápidas e eficientes assim como uma grande capacidade de armazenamento de energia como um todo.

Portanto, antes de efetuar a compra de uma bateria usada é necessário avaliar o estado de saúde da bateria no momento da remoção do serviço do veículo. É crucial saber com precisão a capacidade restante efetiva na bateria, a eficiência atual da carga e se há alguma célula com falha dentro da bateria. O cenário ideal, é ter um relatório produzido por um técnico qualificado, detalhando o estado atual da bateria (SOH) e se a reutilização da mesma para uma unidade de armazenamento seria apropriada. [36]

6.3 Quantificando a Degradação da Bateria

Um estudo realizado em 2014, novamente na University of Waterloo [37], avalia a queda do SOH da bateria, devido à degradação química na bateria de íons de lítio ao longo de seu ciclo de vida. No estudo presume-se que a eficiência energética diminua em 20% após oito anos no veículo, e um adicional de 15% após mais dez anos na aplicação estacionária. Resultando em uma degradação total da eficiência energética de 35%. De acordo com o estudo, as perdas na eficiência energética seguem uma tendência exponencial durante o primeiro ano da bateria no VE (primeiros 300 a 350 ciclos de carga / descarga). Esse estudo foi bastante importante, pois demonstra aproximadamente o tempo de uso da bateria em cada uma de suas aplicações.

Já numa publicação mencionada anteriormente nesse trabalho [30], o tema da degradação da bateria foi abordado com um pouco mais de detalhe matemático. No estudo, foi apresentado um modelo que permite quantificar a capacidade degradada

da bateria de um VE ao longo de sua aplicação original e depois quando ela for reaproveitada com uma unidade de armazenamento estacionária.

Abaixo, estão os modelos desenvolvidos pelos autores do estudo. A degradação da bateria durante seu uso pelo VE e depois como uma unidade de armazenamento são calculados através das equações (7) e (8) respectivamente.

$$Deg_N = ((f_{DOD} \times f_{tx\ descargaN} \times f_{temp} \times CD_{DOD\ max})_N + (f_{deg\ anual} \times N_{anos})) \times f_{temp} \quad (7)$$

$$Deg_{N2} = ((f_{DOD} \times CD_{DOD\ max})_N + (f_{deg\ anual} \times N_{anos})) \quad (8)$$

Onde:

Deg_N = Percentual da capacidade degradada ao fim de N ciclos em um VE;

N = número de ciclos;

f_{DOD} = Fator específico para o *Depth of Discharge* considerando um DOD fixo;

$f_{tx\ descargaN}$ = fator da taxa de descarga para um ciclo específico;

f_{temp} = fator de degradação referente a variações na temperatura;

$CD_{DOD\ max}$ = capacidade de degradação por ciclo, considerando um DOD máximo;

$f_{deg\ anual}$ = fator de degradação anual proveniente do armazenamento;

N_{anos} = número de anos.

Após demonstrada os modelos, o estudo simulou as degradações da bateria em ambas as situações, utilizando-se de uma bateria com capacidade de 15kWh, e DOD especificado de 80%. No entanto, esse estudo considerou/permitiu que a bateria sofresse uma degradação durante sua aplicação no automóvel até 70% da capacidade original e até 50% na segunda vida da bateria. Mesmo que a consideração mais amplamente acatada no mercado seja de utilizar a bateria no VE até sua capacidade chegar a 80%, essa diferença do momento de troca da bateria não afeta o modelo elaborado no estudo.

Abaixo estão os dois modelos elaborados no estudo, exibindo degradação percentual da bateria em relação ao número de ciclos trabalhados. O modelo da esquerda é a degradação durante a utilização em um VE e o da direita na utilização como unidade de armazenamento estacionário.

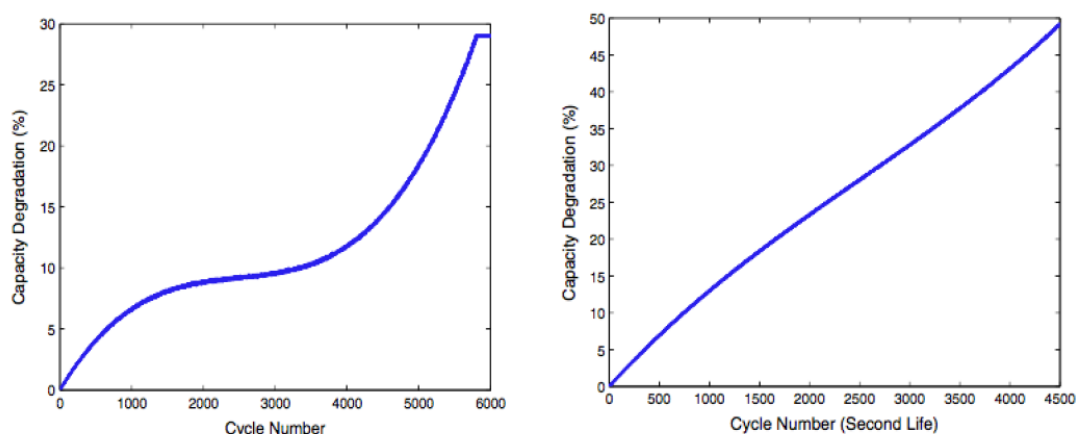


Figura 6.1: Gráfico de capacidade degradada da bateria em ambas aplicações [30]

6.4 Modelo de Simulação da Degradação da Bateria de um Nissan Leaf

Uma dissertação de mestrado, elaborada em 2016 pelo aluno André Assunção da Universidade de Coimbra [38] abordou em detalhes o processo de degradação da bateria ao longo de sua segunda vida. Na dissertação do André Assunção, é atacado um ponto de grande utilidade e relevância para esse estudo, que é a simulação de degradação da bateria de um Nissan Leaf em específico, já sendo reutilizado como uma unidade de armazenamento.

O modelo de degradação implementado na dissertação de Assunção mencionada, utiliza-se de um modelo de degradação que já havia sido criado e apresentado no estudo construído por Bolun Xu na universidade ETH Zurich [39]. No estudo de Xu, é proposta uma degradação linear, que foi escolhida por oferecer uma estimativa mais realista do tempo para a degradação ocorrer.

A dissertação de Assunção então aproveita o modelo de degradação de Xu para realizar as simulações utilizando-se de uma bateria reaproveitada de um Nissan Leaf que já havia sido convertida em uma unidade de armazenamento estacionária. Na simulação realizada, foi considerado que a unidade de armazenamento permaneceria

constantemente a uma temperatura ambiente de 25°C e que cada ciclo da bateria representa uma carga e descarga por completo.

As equações que simulam a degradação da bateria, apresentadas no estudo de Xu, estão exibidas abaixo. A equação (9) define a degradação da bateria ao longo dos ciclos, a equação (12) é o modelo de degradação linear, encontrado pela soma da equação (10), que representa a degradação por ciclo, com a equação (11) representando a degradação espontânea da bateria.

$$L = 1 - e^{-f_d} \times N \quad (9)$$

$$f_{cic}(DoD, SoC, C, T, n, N) = \prod_{i=1}^N f_{DoD}(DoDi) \times f_{SoC}(SoCi) \times f_C(Ci) \times f_T(Ti) \times n_i \quad (10)$$

$$f_{cal}(t, SoC_{méd}, T_{méd}) = k_t \times t \times f_{SoC}(SoC_{méd}) \times f_T(T_{méd}) \quad (11)$$

$$f_d(DoD, SoC, C, T, n, N, t) = f_{cic}(DoD, SoC, C, T, n, N) + f_{cal}(t, SoC_{méd}, T_{méd}) \quad (12)$$

Onde:

L =Função da degradação;

f_{cic} =Degradação por ciclo;

f_{DoD} =Modelo de stress para o nível de descarga (DoD – *Depth of Discharge*);

f_{SoC} =Modelo de stress para a capacidade de carga instantânea (SoC – *State of Charge*);

f_C =Modelo de stress para a taxa de descarga (C-Rate);

f_T =Modelo de stress para a temperatura;

n_i =Indicador de ciclo completo ou meio ($n=1$ ou $n=0.5$ respectivamente);

N =Número de ciclos;

f_{cal} =Degradação espontânea da bateria;

k_t =Coeficiente de stress do tempo;

t =Tempo de duração;

C =C-Rate (Taxa de descarga);

SoC = Capacidade de carga instantânea (State of Charge);

$SoC_{méd}$ =Capacidade de carga média instantânea (State of Charge);

T =Temperatura da bateria;

$T_{méd}$ =Temperatura média da bateria.

Todas as variáveis presentes nas equações são independentes umas das outras, assim como a degradação por ciclo é independente do tempo, dado que a degradação por tempo, como explicado anteriormente tem sua própria função representada na equação (12).

Em seguida, são utilizados diversos modelos de stress na qual a bateria é exposta e que são parâmetros nas equações de degradação vistas acima. Esses modelos de stress usam certos coeficientes que foram encontrados no estudo [39], onde foram realizados testes em uma bateria de 1,1Ah e 3,3V. Os modelos são destacados abaixo e os coeficientes encontrados através de testes experimentais no estudo [39] encontram-se na tabela 6.1:

$$f_{DoD}(DoD) = (k_{DoD1} \times DoD^{K_{DoD2}} + k_{DoD3})^{-1} \quad (13)$$

$$f_{SoC}(SoC) = e^{k_{SoC}(SoC - SoC_{ref})^2} \quad (14)$$

$$f_C(C) = e^{k_C(C - C_{ref})} \quad (15)$$

$$f_T(T) = e^{k_T(T - T_{ref}) \times \frac{T_{ref}}{T}} \quad (16)$$

Onde:

f_{DoD} = Modelo de stress para o nível de descarga (DoD – Depth of Discharge);

f_{SoC} = Modelo de stress para a capacidade de carga instantânea (SoC – State of Charge);

f_C =Modelo de stress para a taxa de descarga (C-Rate);

f_T =Modelo de stress para a temperatura;

$k_{DOD1}, k_{DOD2}, k_{DOD3}$ = Coeficiente de degradação para o nível de descarga;

k_{SoC} =Coeficiente de degradação para a capacidade de carga naquele instante;

SoC_{ref} = capacidade de carga instantânea de referência;

k_C =Coeficiente de degradação para a taxa de descarga (C-Rate);

C_{ref} =Coeficiente de degradação de referência (C-Rate referencia);

k_T =Coeficiente de degradação por temperatura;

T_{ref} =Temperatura de referência da bateria;

Coeficiente	Valores
k_{DOD1}	$8,95 \times 10^4$
k_{DOD2}	$-4,86 \times 10^{-1}$
k_{DOD3}	$-7,28 \times 10^4$
k_{SoC1}	$1,04$
SoC_{ref}	$0,50$
k_T	$6,93 \times 10^{-2}$
T_{ref}	$25^\circ C$
k_C	$2,63 \times 10^{-1}$
C_{ref}	1
k_t (eq. 11)	$4,04 \times 10^{-10}$

Tabela 6.1: Coeficientes de degradação obtidos através de resultados experimentais

Em continuação, no estudo de Assunção [38], onde de fato foi realizada a simulação de degradação especificamente para a bateria do Nissan Leaf, houve a necessidade de validação dos modelos de stress criados para esse estudo em relação ao modelo de referência proveniente do estudo de Xu, com o objetivo de verificar se a análise de

degradação da bateria estava correta. Assunção exibe em seu estudo, uma comparação dos gráficos dos modelos de stress criados no estudo de Xu, com os gráficos de modelos de stress obtidos em seu próprio estudo após implementação das equações 13-16 em uma simulação realizada no programa Simulink do Matlab.

Conclui-se que a semelhança entre os resultados de ambos os estudos era o suficiente para validar e garantir a precisão da análise de degradação sendo utilizada no estudo de Assunção.

Os gráficos obtidos em ambos os estudos são expostos abaixo, onde é possível observar a grande semelhança entre eles.

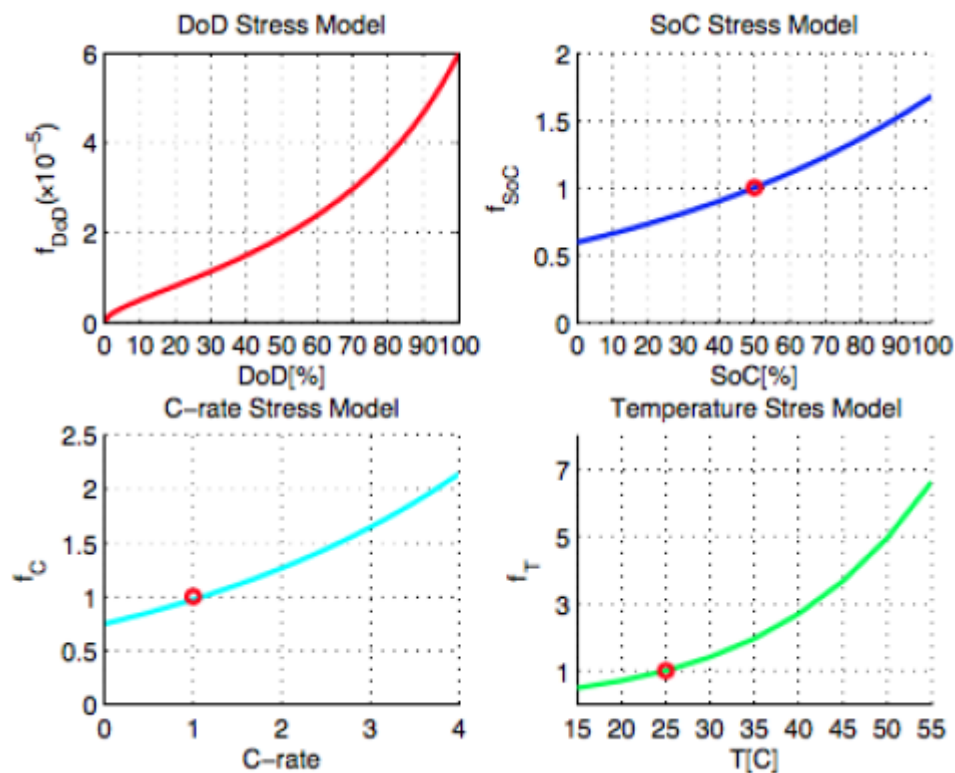


Figura 6.2: Gráficos dos modelos de stress do estudo de Xu. [39]

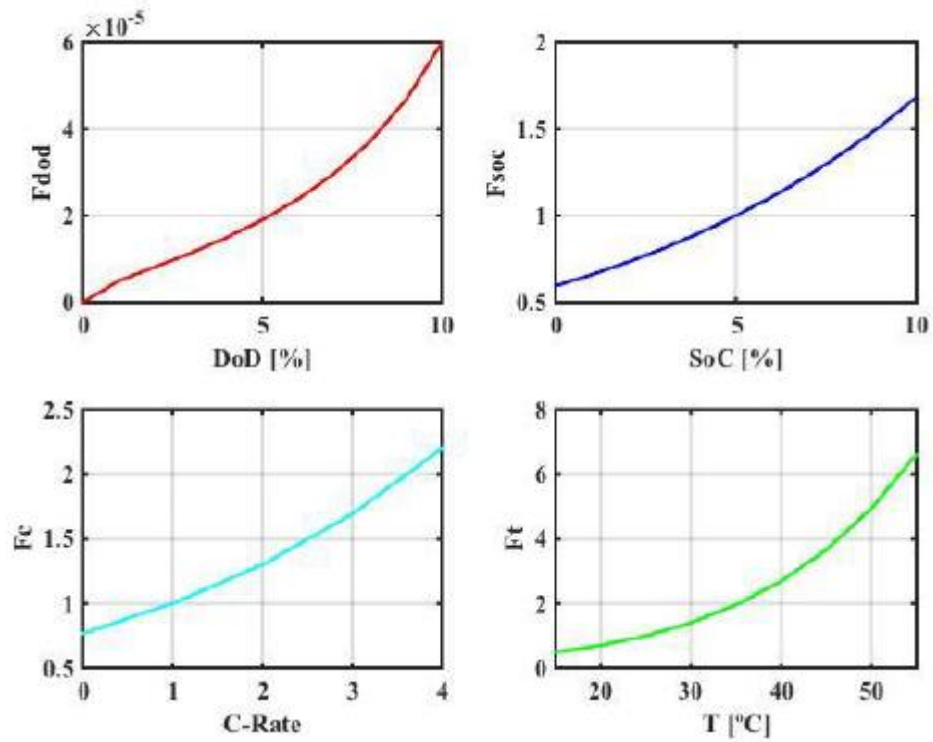


Figura 6.3: Gráficos dos modelos de stress após simulação no estudo de Assunção. [38]

Com a validação do modelo de degradação sendo implementado no estudo, enfim foi possível realizar a simulação para a unidade de armazenamento utilizando a bateria do Nissan Leaf.

Na realização da simulação, foram utilizados para a capacidade de carga instantânea média ($SoC_{méd}$), valores previamente encontrados em pesquisas de utilização de unidades de armazenamento em casas portuguesas [40], que também foram realizadas pela Universidade de Coimbra. Os valores para o nível de descarga médio da bateria no estudo, foram obtidos através da equação (17) e a taxa de descarga (C-Rate) escolhida no modelo foi de 0,15, dado que esse foi o valor máximo medido durante as pesquisas [40] em Portugal, estando completamente ligadas com o nível de consumo instantâneo das casas. Esse consumo instantâneo é definido pela quantidade de aparelhos demandando energia em uma casa num instante de tempo. Portanto, considerar o valor máximo de C-Rate obtido na pesquisa, espelharia o cenário de consumo mais alto em uma casa. A temperatura média da bateria, como mencionado no início desse item, foi estabelecida em 25°C.

$$DoD = 1 - SoC \quad (17)$$

Abaixo, está a simulação da degradação da capacidade em relação ao número de ciclos trabalhos pela bateria do Nissan Leaf, obtida no estudo de Assunção.

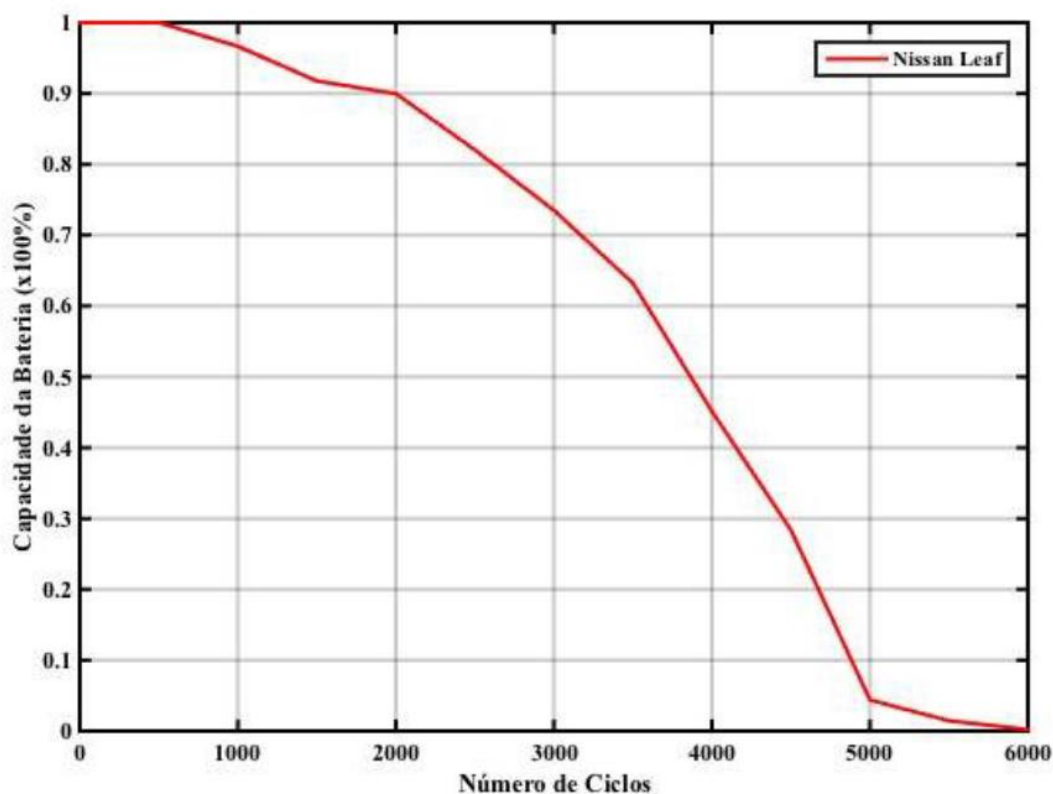


Figura 6.4: Gráfico da degradação da bateria reutilizada de um Nissan Leaf [38]

Com a obtenção do gráfico proveniente do estudo de Assunção, é possível calcular a vida útil, em ciclos, da unidade de armazenamento estacionária sendo construída para este estudo.

Levando em consideração as premissas definidas na publicação de Uttam Debnath, Ahmad e Habibi, da Universidade Edith Cowan na Austrália [30], que foi referenciada algumas vezes neste estudo, uma bateria de VE quando exercendo sua atividade de unidade de armazenamento, em segunda vida, consegue ser utilizada até chegar a uma capacidade de armazenamento de 50% da capacidade original da bateria, que representa a capacidade da bateria antes mesmo de ser utilizada em um VE. Com isso, dado que a bateria será transformada em uma unidade de armazenamento quando chegar a 80% da capacidade original e o gráfico acima representa a capacidade de armazenamento exclusivamente da bateria já convertida, a vida útil da unidade de armazenamento chegará ao fim quando a capacidade da bateria estiver

em 62,5%. Portanto, pelo gráfico (figura 6.4), vemos que o número máximo de ciclos que a unidade de armazenamento poderá trabalhar será de aproximadamente 3500 ciclos.

7. Viabilidade Financeira do Projeto

7.1 Análise Tarifária da Energia Elétrica a ser consumida

Como foi definido na seção 2.5 do trabalho, dado que a região do estudo será a cidade do Rio de Janeiro, a Light S/A foi a distribuidora escolhida para a análise. Com isso, somente a série histórica e projeção futura de tarifas da Light S/A serão consideradas.

A projeção de tarifas no longo prazo é algo extremamente difícil por diversos motivos. O principal motivo é a forma como o SIN é estruturado, com uma dependência enorme das usinas hidrelétricas para prover energia. Essa dependência faz com que as tarifas de energia sejam muito vulneráveis a mudanças hidrológicas, onde períodos extensos com pouca chuva causam consideráveis aumentos na tarifa.

Dado essa grande dificuldade na previsão de aumentos tarifários no longo prazo, agências governamentais do setor elétrico optam por não fazer essas previsões para períodos muito afrente. No entanto, dado que o projeto tem um período de análise extenso, de aproximadamente uma década, foi adotado nesse trabalho uma previsão que se utiliza de dados de aumento tarifário implementados pela Light no passado.

Para isso, foi aproveitada uma série histórica, disponibilizada pela ANEEL, com as tarifas de energia cobrada pela Light (sem incidência de impostos ou encargos), para consumidores residenciais (classe B) de 1991 até 2019. Para cada ano, foi calculado a tarifa média cobrada pela Light no ano. A série histórica foi iniciada em 1991 pois é a partir deste ano que a ANEEL passou a registrar e divulgar abertamente as tarifas de energia praticadas por cada distribuidora [41].

Com os dados das tarifas cobrada nos últimos 28 anos, foi calculado a variação anual para cada ano da série e após isso, calculado a média das variações para todos os anos. O resultado encontrado, foi que entre 1991-2019 a variação anual média nas tarifas da Light (sem incidência de impostos ou encargos) foi de +3,82%. Essa

variação média foi então utilizada para calcular uma previsão com variação linear das tarifas da Light até 2030, onde as tarifas sofrem um acréscimo anual de 3,82%.

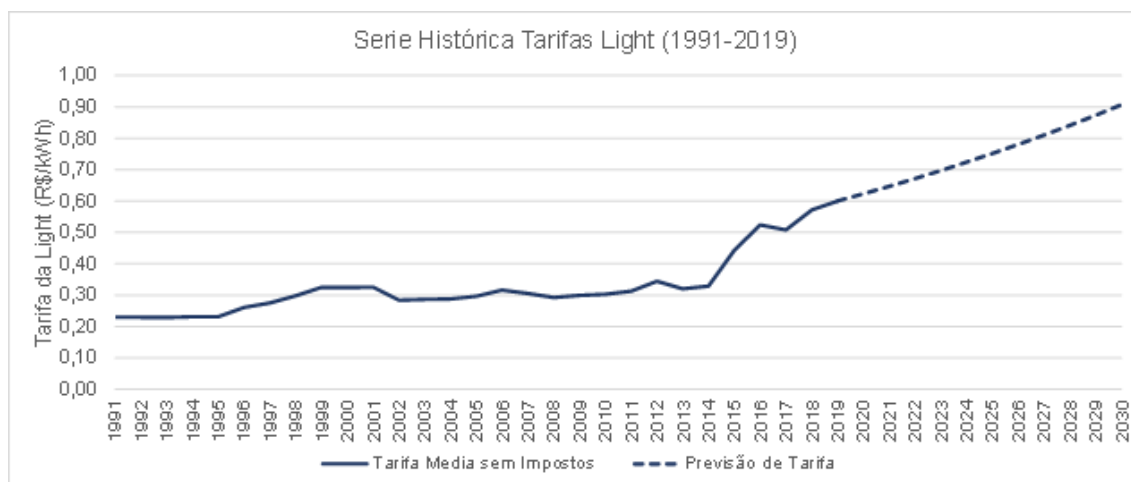


Figura 7.1: Série histórica de tarifas da Light S.A e previsão até 2030 [41]

7.2 Consumo de Energia

O consumo de energia médio por residência é um dado extremamente importante para o trabalho pois ele dita aproximadamente quantas casas podem ser abastecidas pela unidade de armazenamento estacionário sendo proposta neste trabalho.

Como o escopo do estudo é analisar a aplicação da bateria para locais de consumo residencial, foi calculado o consumo diário médio dos consumidores da classe B1 no estado do Rio de Janeiro, extraído da página de dados abertos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [42], que disponibiliza os dados desde 2004. O consumo mensal por residência em cada ano foi calculado utilizando a média do “consumo total” de cada mês em cada ano desde 2004 e dividindo esse número pela média anual de unidades consumidoras no mês. Dividindo este valor por 30 dias, é possível para achar o consumo diário médio por consumidor no Rio de Janeiro de 2004 até 2019.

Já a tendência de crescimento no consumo de energia elétrica por residência é algo inevitável quando você leva em conta o aumento da dependência da população a aparelhos eletrônicos. Considerando que a quantidade de aparelhos eletrônicos dentro de uma residência tende a crescer substancialmente nos próximos anos, a demanda de energia acompanhará esse movimento.

A demanda nem sempre segue uma trajetória de crescimento contínuo, já que podem ocorrer diversos eventos que influenciam uma queda na demanda da população em suas casas. Um exemplo desses eventos, seria um aumento tarifário considerável, que influenciaria os consumidores a reduzir o consumo de energia visando cortar gastos. Isso foi o principal motivador de uma redução no consumo que ocorreu entre 2014 e 2016 [43].

No entanto, segundo a EPE em seu relatório de Projeção da Demanda de Energia, até 2026 a tendência do consumo residencial é de um crescimento médio anual de 1,4% [44]. Esse perfil de demanda por residência, considerando a premissa de aumento determinada pela EPE, é visto na figura 7.2 abaixo.

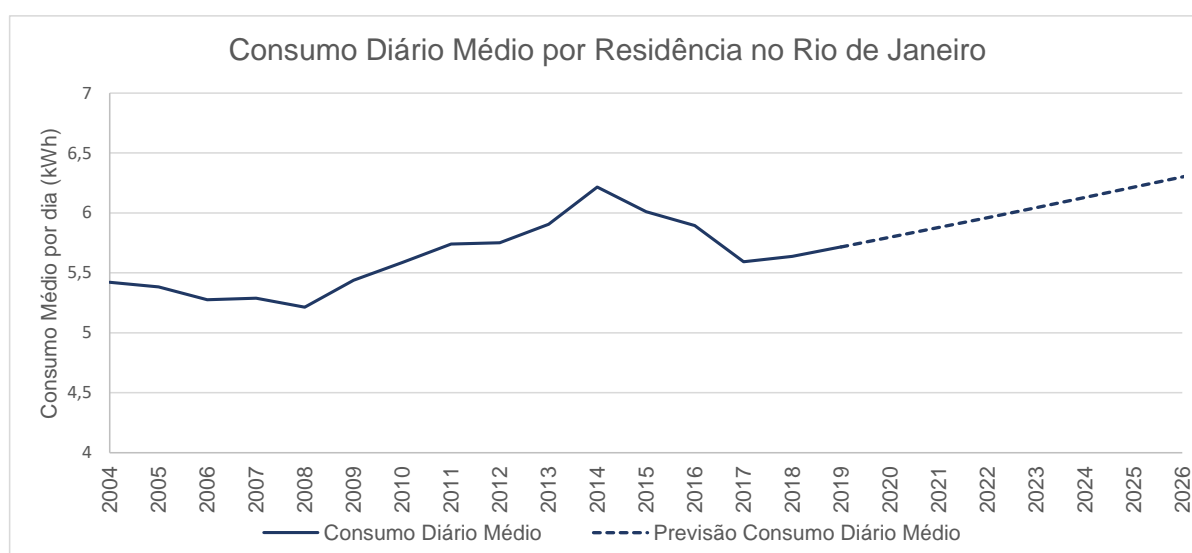


Figura 7.2: Consumo diário médio por residência no Rio de Janeiro [42]

7.3 Curva de Carga Residencial

Uma curva de carga para um consumidor residencial, se caracteriza basicamente por um consumo constante ao longo do dia, com um aumento brusco no fim da tarde e um pico de demanda entre 19:00-21:00. Esse aumento repentino às 17:00 se dá quando o consumidor chega em casa do trabalho e começa a ligar um número maior de aparelhos elétricos, como a televisão. Já o pico, que ocorre entre 19:00-21:00, se dá principalmente pelo uso do chuveiro elétrico. Abaixo é mostrada a curva de carga para um consumidor residencial médio.

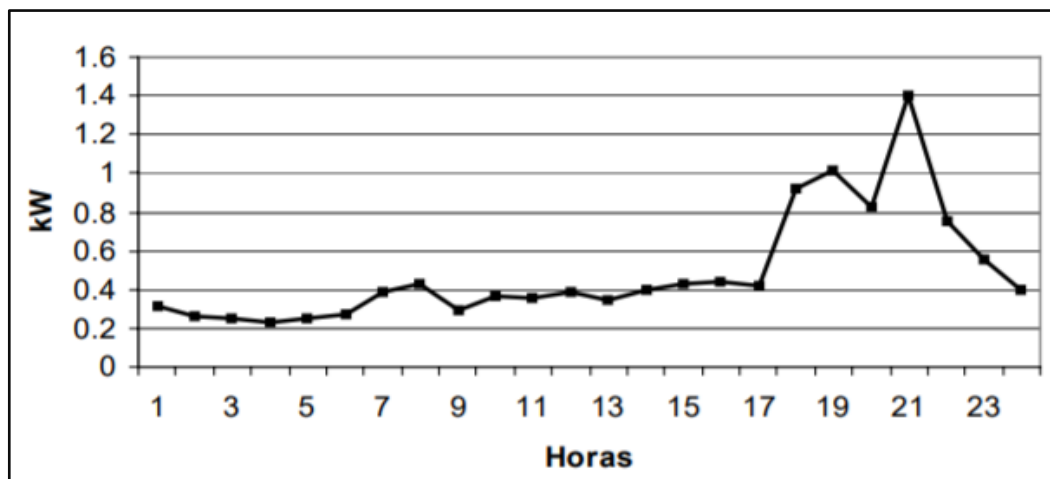


Figura 7.3: Curva de Carga para um consumidor residencial [45]

Na modalidade tarifária branca, como foi detalhado anteriormente no item 2, há um período de 3 horas no dia onde é cobrada uma tarifa mais cara chamada de “ponta”. A tarifa intermediária, é cobrada em 2 períodos separados de 1 hora cada, que precedem e procedem o período de ponta. No resto das horas do dia é cobrada a tarifa fora de ponta.

Relembraremos agora, os horários estipulados pela Light S.A para cobrança das tarifas intermediárias e de ponta na modalidade de Tarifa Branca, que foram destacados no item 2.4.2 deste estudo.

- Tarifa intermediária: 16:30-17:30; 20:30-21:30;
- Tarifa de Ponta: 17:30-20:30;
- Tarifa Fora de Ponta: 00:00-16:30; 21:30-00:00.

Utilizando a curva de carga acima, e os horários de cobrança das diferentes tarifas na modalidade branca, foi calculado a porcentagem do total de carga utilizada no dia em cada um dos períodos.

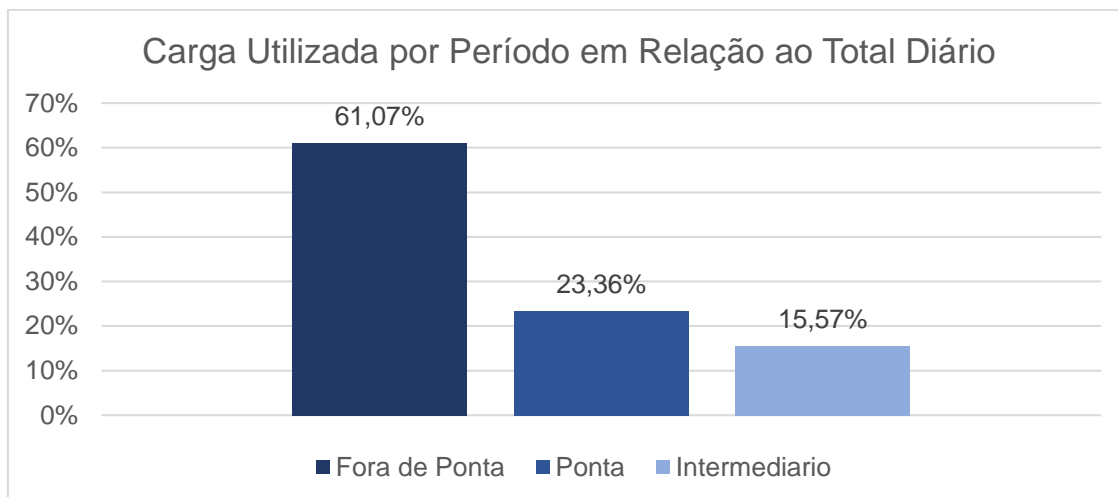


Figura 7.4: Consumo residencial médio em cada um dos períodos tarifários

7.4 Cálculo do Retorno Financeiro em Relação ao Tempo

Com a obtenção da: degradação da bateria ao longo do tempo, projeção de aumento tarifário para a próxima década, kz utilizado pela Light S.A (tabela 2.4), a capacidade inicial de carga da unidade de armazenamento criada com a bateria do Nissan Leaf e o seu preço após o processo de conversão, é possível calcular o retorno financeiro que a unidade de armazenamento sendo proposta neste estudo trará ao cliente.

Utilizando-se das figuras 7.3 e 7.4 exibidas no item anterior, vemos que mesmo que há uma demanda substancialmente maior nas horas de ponta, a carga total utilizada em períodos fora de ponta é a maior, dado que esse período se estende por muito mais horas ao longo do dia. Com isso em mente e visando prolongar a vida útil da unidade de armazenamento, o sistema de armazenamento será programado com as seguintes ordens de funcionamento. Ao longo do período fora de ponta a unidade de armazenamento será carregada até ao máximo de sua capacidade enquanto os consumidores consomem energia, na tarifa fora de ponta, diretamente da rede elétrica. Quando a tarifa for alterada para intermediária às 16:30, a unidade de armazenamento já vai estar carregada e, portanto, será acionada, onde os consumidores estarão agora consumindo a energia vindo da unidade de armazenamento até as 21:30, quando a tarifa volta para fora de ponta. A partir deste momento, o consumidor volta a consumir energia elétrica da rede na tarifa fora de ponta e a unidade de armazenamento passa a ser carregada para utilização no dia seguinte.

Este processo de utilização da unidade de armazenamento para usufruir da tarifa branca da forma mais otimizada possível, onde o consumidor acaba consumindo energia da rede pelo preço da tarifa fora de ponta é chamado de “peak shaving”, como mencionado no item 5.2 do estudo, dado que as tarifas de pico são evitadas pelo consumidor quando utilizando o sistema.

Portanto, a abordagem para encontrar a economia trazida pela unidade de armazenamento estacionária engloba o sistema como um todo, não limitando o cálculo da economia tarifária apenas no período na qual a unidade de armazenamento estacionária está sendo descarregada. Isso ocorre, pois, o objetivo da análise é quantificar a economia trazida pelo sistema integrado completo, que inclui também a utilização de energia direto da rede nos períodos fora de ponta. A economia trazida somente pela adesão da tarifa branca é desprezível, pois se não fosse a unidade de armazenamento, na maioria das vezes, a tarifa mais cara paga pelo consumo nos horários de pico contrabalançaria a economia trazida pelo uso nos horários fora de pico.

Para calcular esse retorno financeiro ao longo do tempo, serão consideradas algumas premissas. Primeiro, que começando do dia 1º de janeiro de 2020, a unidade de armazenamento passará por um ciclo de carga e descarga completo diariamente, onde a capacidade inteira da unidade de armazenamento será utilizada. Segundo, além de não ser utilizada nas horas de tarifa fora de ponta durante a semana, nos fins de semana a bateria não é acionada em nenhum momento, dado que a tarifa nesses dias é fora de ponta o dia inteiro. Devido a isso, os sábados e domingos não representaram um ciclo de funcionamento da unidade de armazenamento. A terceira premissa considerada é um aumento linear tanto na demanda de energia pelos consumidores, quanto no preço da tarifa convencional de energia (que influencia as tarifas fora de ponta pelo fator k_z), utilizando as previsões descritas nos itens 7.1 e 7.2. Por fim, a quarta premissa considerada é a degradação da bateria na UAE. A degradação aplicada na bateria deste estudo é baseada no modelo de degradação da bateria do Nissan Leaf descrito no item 6.4, que ocorre relativo ao número de ciclos realizados pela bateria e define que o fim da vida útil da unidade de armazenamento será quando ela chegar em 3500 ciclos.

Portanto, levando em consideração todas as premissas descritas, foram elaboradas duas formulas para o cálculo da economia tarifária para cada um dos dias, desde o ciclo 1 até o de número 3500.

$$n_{resid} = \frac{CA}{CD_{dia}} \quad (18)$$

$$Econ_{DU} = [CA \times (TE_{Reg} - TE_{FP}) \times \%C_{P+Int}] + [n_{resid} \times (TE_{Reg} - TE_{FP}) \times \%C_{FP}] \quad (19)$$

$$Econ_{FDS} = n_{resid} \times (TE_{Reg} - TE_{FP}) \quad (20)$$

Onde:

n_{resid} = número de residências abastecidas pela unidade de UAE;

CA = capacidade de armazenamento total da UAE. Decresce com a degradação;

CD_{dia} = consumo diário médio por residência;

$Econ_{DU}$ = economia realizada por dia útil;

$Econ_{FDS}$ = economia realizada por dia no final de semana;

TE_{Reg} = Tarifa de energia regular;

TE_{FP} = Tarifa de energia fora de ponta;

$\%C_{P+Int}$ = percentual da carga total diária, por residência, utilizada nos períodos de tarifa intermediária e de ponta;

$\%C_{FP}$ = percentual da carga total diária, por residência, utilizada nos períodos fora de ponta.

Utilizando as equações 19 e 20, é enfim possível calcular o retorno financeiro do sistema relativo ao tempo de utilização da unidade de armazenamento estacionaria e ao investimento inicial para instalação do sistema, de R\$13.248,00.

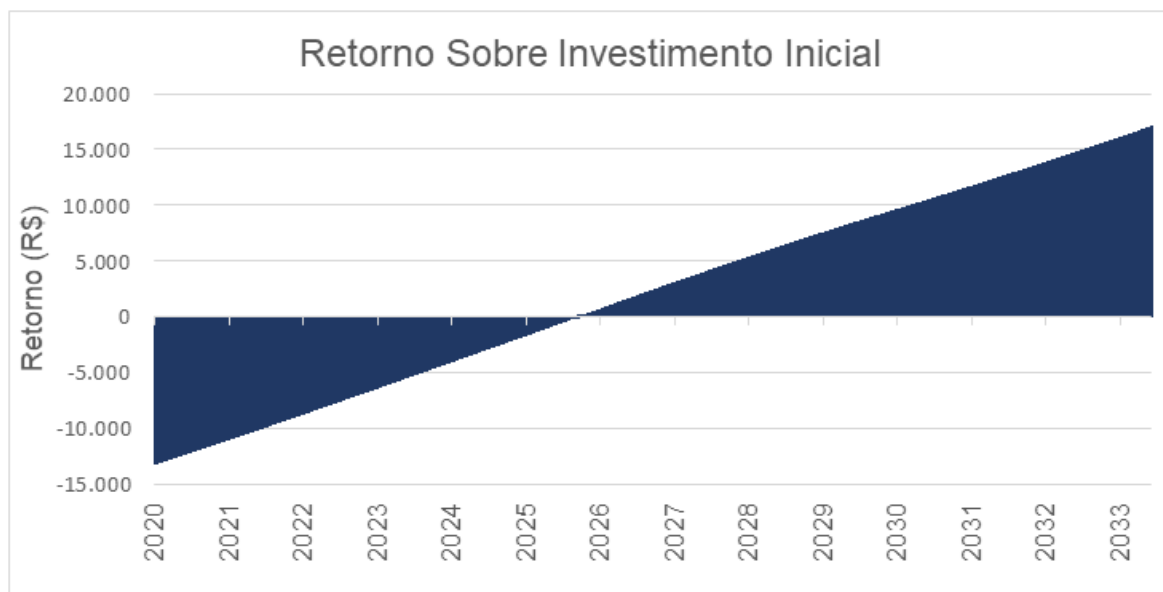


Figura 7.5: Análise do retorno financeiro relativo ao tempo de uso

Após os resultados da avaliação econômica exibida no gráfico acima, foi encontrado que o retorno sobre o investimento inicial se dá após 1487 ciclos, mais precisamente no dia 11 de setembro de 2025. Isso corresponde a uma recuperação do investimento inicial em 5,7 anos. No entanto, como detalhado anteriormente, a unidade de armazenamento estacionária possui uma vida útil de 3500 ciclos e, portanto, ainda há 2013 ciclos para serem realizados pelo sistema antes que chegue ao final de seu tempo de operação. Durante esse período, toda economia trazida pelo sistema se torna um lucro sobre o investimento inicial, acrescentando ainda mais eficácia à viabilidade financeira do projeto.

Pelo modelo utilizado, ao final dos 3500 ciclos, que ocorre no dia 1º de junho de 2033, o sistema desenvolvido neste estudo entrega, um lucro líquido de R\$17.092,35 demonstrando um forte retorno sobre o investimento inicial.

Utilizando os cálculos da equação 18 neste modelo de avaliação econômica desenvolvida, é encontrado que o número de casas que conseguem ser atendidas pelo sistema simultaneamente seria 14 no início da operação do sistema, até 7 ao final da operação do sistema, devido a degradação que a unidade de armazenamento estacionária sofrerá com o tempo.

O modelo simulado, portanto, leva em consideração um número variável de residências sendo atendidas pelo sistema, pois essa seria a forma mais eficiente de

explorar a capacidade de armazenamento da UAE. No entanto, se for considerado um número total de 7 residências atendidas pelo sistema desde o início, que é o limite ao final da degradação, é encontrado obtido um retorno financeiro em 24 de novembro de 2027, após 2061 ciclos. Com isso, o lucro líquido obtido ao fim da vida útil da UAE será de R\$11.320,46. A tabela comparando os valores finais das duas simulações é exibida abaixo.

Nº de Residências Atendidas	Retorno Sobre Investimento (<i>payback</i>)		Lucro Líquido ao Final da Vida Útil
	Ciclos	Anos	
14 - 7	1487	5,7	R\$17.092,35
7	2061	7,9	R\$11.320,46

Tabela 7.1: Modelos de simulação de consumidores atendidos e análise financeira

7.5 Local para Aplicação do Sistema

Com a comprovação da viabilidade econômica do sistema, é necessário encontrar quais seriam os locais e situações ideais para a aplicação do sistema desenvolvido neste estudo. Levando em consideração o primeiro modelo de avaliação econômica desenvolvida no item anterior, que utiliza a UAE a capacidade UAE do jeito mais eficiente, o número de casas que conseguem ser atendidas pelo sistema simultaneamente é de 14 no início até 7 ao final da operação do sistema.

Levando estes valores em consideração, é possível concluir que a aplicação ideal para o sistema seria em um pequeno conjunto de residências constituído por entre 7-11 casas que poderiam dividir o investimento inicial do sistema entre elas, assim como os lucros que serão gerados a partir do 6º ano em que o sistema estiver operacional. Abaixo estão alguns exemplos de locais que seriam ideais para a aplicação do sistema desenvolvido.

- Pequeno edifício residencial;
- Pequeno condomínio de casas;
- Rua residencial fechada possuindo poucas casas.

Vale ressaltar que a unidade de armazenamento estacionária é um equipamento bastante sensível e possui condições que precisam ser seguidas para sua utilização,

como descrito no item 6. Um exemplo, é que a temperatura ambiente em volta da unidade tem que ser de entre 25°C-30°C. Outra condição é que além do equipamento estar em um lugar fora da exposição ao sol e chuva, ele precisa estar à uma distância segura das residências, caso algum problema ocorra, como um curto circuito ou fogo, mesmo que estes eventos sejam improváveis de acordo com as margens de segurança utilizadas.

8. Conclusão

Neste trabalho, foi analisada a implementação de um sistema de armazenamento para um pequeno conjunto de residências com a finalidade de reduzir o custo das tarifas de energia. O sistema consiste na compra e conversão de uma bateria de VE aposentada em uma unidade de armazenamento estacionário e na adesão a um novo modo tarifário oferecido pelas distribuidoras, chamado de Tarifa Branca. O sistema possibilita por meio da UAE uma prática chamada de *peak shaving* onde as tarifas mais caras (ponta e intermediária) são evitadas pelo armazenamento prévio de energia consumida em horários fora de ponta.

O estudo foi focado em residências da cidade do Rio de Janeiro, onde a distribuidora responsável é a Light S.A e o consumo médio diário por residências é de 5,72 kWh.

Para iniciar o estudo, foi detalhado o funcionamento do sistema elétrico brasileiro, mais especificamente o mercado regulado de energia. Este é o mercado atendendo praticamente todos os consumidores residenciais no Brasil e é intermediado pelas distribuidoras. Foi também explicado a Tarifa Branca de energia, que começou a ser oferecida para alguns consumidores do grupo B no início de 2018 mas que a partir do dia 1º de janeiro de 2020, que é a data base para implementação deste estudo, passará a ser oferecida para todos os consumidores do grupo B.

Em paralelo, foi abordado o crescente movimento de migração de VEs em diversos mercados ao redor do mundo. O número de VEs sendo vendidos tem crescido de forma exponencial e as previsões são de uma ascensão cada vez maior na frota mundial de VEs. Hoje em dia, esses veículos tem uma presença mais significativa em países mais desenvolvidos na Europa e América do Norte, assim como na Ásia, onde geralmente as tendências de inovação automobilística iniciam-se. No entanto, a

difusão dessa tendência para o mercado brasileiro é inevitável e com a vinda em maior número dos VEs para o Brasil, é necessário criar alternativas para reutilizar as enormes baterias presentes nos VEs que são aposentadas após aproximadamente 6 anos de uso.

O estudo então une essas duas oportunidades para propor a criação de uma unidade de armazenamento estacionário que reutiliza as baterias aposentadas de VEs para compor um sistema que visa reduzir o preço das tarifas de energia sendo pagas as distribuidoras.

No entanto, o sistema desenvolvido neste estudo não visa beneficiar apenas os consumidores de energia que terão suas tarifas reduzidas. A estratégia do sistema proposto, se baseia numa mudança no fluxo de consumo de energia em relação ao horário do dia, que também beneficiaria imensamente o SIN. Se a adesão ao sistema sendo proposto neste estudo ganhe uma escala considerável no consumo residencial, isso geraria uma mudança na curva de demanda de carga pelo SIN, onde essa curva se torna mais homogênea ao longo do dia. Com uma curva mais homogênea a infraestrutura de geração pode ser melhor dimensionada do que é hoje em dia e fontes de energia renováveis, como eólica e solar que tem sua maior produção em horários fora de pico, conseguem ser melhor aproveitadas pelo SIN.

No desenvolvimento da unidade de armazenamento estacionária, foram consideradas diversas baterias de VEs já presentes no mercado brasileiro que poderiam servir como matéria prima para a construção da unidade de armazenamento. Além de calcular o preço aproximado das baterias usadas de cada VE, foi calculado, e comparado, o preço das UAE provenientes de cada uma das baterias após o processo de conversão. Após análise, a bateria escolhida foi a do Nissan Leaf, por ser o VE mais vendido do mundo e porque a Nissan constrói a bateria de uma forma que facilita a conversão para usos alternativos. Quando nova, a bateria tem uma capacidade de 40kWh e quando aposentada, a estimativa da capacidade restante da bateria considerada para esse estudo, baseando-se em diversas fontes, foi de 80% da capacidade inicial. Portanto, a capacidade da bateria sendo convertida em UAE no estudo é de 32 kWh.

Uma vez selecionada a bateria do Nissan Leaf, foi escolhido um modelo que permitiu estimar a degradação da bateria de um Nissan Leaf especificamente e assim ter a sua curva de capacidade relativa aos ciclos trabalhados para segundas aplicações. Após

pesquisa relacionada a degradação de outras UAEs, foi decidido que uma UAE pode funcionar eficientemente até 50% da capacidade inicial da bateria nova, dando uma vida útil de 3500 ciclos para a UAE desenvolvida neste estudo.

O modelo de funcionamento do sistema considera que a UAE passa por um ciclo completo diariamente, exceto nos finais de semana, onde a tarifa permanece fora de ponta constantemente, portanto não há necessidade da UAE ser acionada. Simulando este modelo e considerando diversas premissas no sistema ao longo do tempo, foi estimado uma vida útil de 13,75 anos para a UAE.

Da análise financeira aplicada no sistema, conclui-se que o período de *payback* do investimento inicial na UAE é de 5,7 anos. Considerando o funcionamento do sistema até o final da vida útil da UAE, o sistema geraria um lucro líquido de R\$17.092,35 a ser distribuído entre os compradores, o que demonstra um forte retorno sobre o investimento inicial.

No entanto, um pequeno problema encontrado no sistema é que devido a degradação da UAE, o número de residências que podem ser atendidas pela bateria cairá gradualmente. No primeiro modelo simulado, o número de residências sendo atendidas pelo sistema proposto é variável, onde o modelo começa atendendo 14 residências e chega ao ciclo 3500 da UAE atendendo 7 residências. Por utilizar a capacidade de armazenamento da UAE da forma mais eficiente este modelo apresenta um período de *payback* mais curto e consequentemente um lucro líquido final maior. O segundo modelo, aborda a análise econômica considerando um número constante de residências atendidas e portanto simula um sistema que atende 7 casas simultaneamente. Esse modelo, como mostrado na tabela 7.1, tem um período de *payback* mais longo e um lucro líquido menor, porém continua sendo bastante lucrativo e portanto também é economicamente viável.

Considerando as simulações dos dois modelos de análise econômica testados, onde ambos foram bem sucedidos, ficará a critério dos consumidores optarem entre duas circunstâncias: se querem instalar o sistema para um número fixo de residências, onde todas as residências são atendidas por completo pelo sistema até o final da vida útil da UAE; ou se preferem instalar o sistema para um número maior de residências, onde o investimento inicial será consideravelmente reduzido mas o sistema não

conseguirá abastecer a demanda necessária de todas as residências, em períodos de ponta, até o final da vida útil da UAE.

Como conclusão, pode-se afirmar que os benefícios financeiros trazidos pela instalação do sistema sendo proposto neste estudo é nítido. O sistema desenvolvido no estudo, que considera diversas premissas de mudança de cenário ao longo do período de estudo, como a degradação da UAE, o aumento das tarifas e o aumento do consumo de energia, provou mesmo assim ser bastante lucrativo nos dois modelos financeiros simulados no item 7.4. Isso, portanto prova a tese do estudo de que uma unidade de armazenamento estacionária proveniente da reutilização da bateria de um veículo elétrico é de fato economicamente viável.

No entanto, o estudo além de trazer uma proposta de sistema que trará um lucro aos consumidores que o aderirem, traz soluções para a reutilização das baterias de VEs que inevitavelmente precisarão ser direcionadas a uma segunda vida em números cada vez maiores nos próximos anos.

Por fim, é de extrema importância considerar que os resultados obtidos neste estudo dependem de diversos fatores econômicos variáveis na próxima década. Esses incluem, variação no custo dos equipamentos que compõem o sistema, flutuação da taxa de juros e inflação que influenciarão as tarifas de energia assim como as variações no consumo residencial. Todos esses fatores tiveram previsões que possivelmente serão alteradas e isso poderá influenciar a conclusão desse estudo.

9. Trabalhos Futuros

Como prosseguimento a este trabalho, surgem diversos caminhos interessantes a serem desenvolvidos como uma continuação do que foi proposto no estudo. Primeiramente, o estudo poderá ter um escopo de implantação mais amplo, onde o sistema seria testado com as tarifas de diversas distribuidoras diferentes nas principais cidades do Brasil. Isso possibilitaria uma análise comparativa do retorno financeiro trazido aos consumidores de cada uma das cidades variando de acordo com o seu perfil de consumo e tarifas cobradas pelas suas distribuidoras.

Além disso, seria interessante também, ampliar as análises da degradação de bateria, dado que este estudo escolheu somente a bateria do Nissan Leaf para performar uma

simulação da degradação em relação ao número de ciclos, trabalhos futuros poderiam simular a degradação de baterias provenientes de outros VE. Isso possibilitaria uma comparação da degradação das baterias e criando a oportunidade de escolha da bateria de acordo com o perfil de degradação da bateria utilizada para a UAE.

Passar a considerar locais como pequenos supermercados e comércios onde o consumo energético é maior e o perfil de carga ao longo do dia diferentes do residencial, seria uma ótima continuação para as propostas feitas neste trabalho, já que ampliando o alcance do sistema de UAE para fora do uso residencial, abriria muitas possibilidades para o futuro mercado de UAE tema deste estudo.

Por fim, poderia ser realizada uma proposta e análise financeira do que deveria ser feito com as baterias das UAE após elas chegarem ao fim de sua vida útil novamente. Seria a reciclagem dos materiais a alternativa mais rentável ou um segundo reaproveitamento da bateria poderia ser proposto para uma outra atividade? Haveria a possibilidade de gerar algum retorno proveniente da venda do equipamento usado, que acrescentaria ainda mais ao lucro obtido ao final da vida útil da UAE?

Referências Bibliográficas:

[1] CREADY, Erin; LIPPERT, John; PIHL, Josh; WEINSTOCK, Irwin; SYMONS, Phillip; JUNGST, Rudolph. Final Report Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program; Sandia National Laboratories: Albuquerque, NM, EUA, 2003. Disponível em: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2002/024084.pdf>. Acesso em 19 jul. 2019.

[2] O QUE É O SIN?: O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL. [S. l.], 1 jan. 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 19 jul. 2019.

[3] BIG - Banco de Informações de Geração: Capacidade de Geração do Brasil. [S. l.]: ANEEL, 19 jul. 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 19 jul. 2019.

[4] FAQ - Detalhe: Quais são os tipos de comunhão e quando devo fazer?. [S. l.]: CCEE, 19 jul. 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/faq/faq_detalhe?categoriaFaqlId=CCEE_383107&contentId=CCEE_386128&assuntoFaqlId=CCEE_383105&_adf.ctrl-state=3221ykwud_5&_afLoop=1296283579024945#!. Acesso em: 19 jul. 2019.

[5] Como é composta a tarifa. Publicador de Conteúdo - ANEEL, ANEEL, p. 1, 4 fev. 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14745862&_101_type=content&_101_groupId=654800&_101_urlTitle=composicao-da-tarifa&inheritRedirect=true. Acesso em: 21 jul. 2019.

[6] ANEEL. Revisão 1.1. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição: Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. ANEEL, p. 4, 2 jul. 2012. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/654800/14861179/PRORET+Subm%C3%B3dulo+7+1+V1+-+Procedimentos+Gerais_atualizado+em+22.8.2012.pdf/da96c049-842a-4a56-a150-2a37b4f1b5c9?version=1.0. Acesso em: 22 jul. 2019.

[7] Tarifa branca é nova opção para quem tem consumo acima de 250 KWh/mês. ANEEL, [S. l.], p. 1, 4 jan. 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-quem-tem-consumo-acima-de-250-kwh/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 22 jul. 2019.

[8] Tarifa Branca. ANEEL, [S. l.], p. 1, 24 nov. 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 22 jul. 2019.

- [9] Postos Tarifários: Horários de Ponta. ANEEL, [S. l.], p. 1, 24 fev. 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 26 jul. 2019.
- [10] SCHIO, Gustavo Rossini. Tarifa Branca No Brasil: Estudo De Caso Para O Consumo Residencial Na Região Sudeste. 2018. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) - Professora Doutora Rosangela Ballini, UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, 2018. Disponível em: <https://www.unicamp.br/unicamp/teses/2018/10/17/tarifa-branca-no-brasil-estudo-de-caso-para-o-consumo-residencial-na-regiao>. Acesso em: 20 nov. 2019.
- [11] TOMÉ, Mauricio de Castro. Análise do impacto do chuveiro elétrico em redes de distribuição no contexto da tarifa horossazonal. Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva. 2014. Dissertação (Mestrado de Energia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, [S. l.], 2014. p. 81. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/259504/1/Tome_MauriciodeCastro_M.pdf. Acesso em: 9 ago. 2019.
- [12] GLOBAL EV Outlook 2019 launched at Clean Energy Ministerial. IEA, [S. l.], p. 1, 27 maio 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/may/global-ev-outlook-2019-launched-at-clean-energy-ministerial.html>. Acesso em: 6 set. 2019.
- [13] HIRTENSTEIN, Anna. Electric Vehicles on the Road Are Set to Triple in Two Years. Bloomberg Quint, [S. l.], p. 1, 30 maio 2018. Disponível em: <https://www.bloombergquint.com/technology/electric-vehicles-on-the-road-are-set-to-triple-in-two-years>. Acesso em: 7 set. 2019.
- [14] HUSAIN, Iqbal. **Electric and Hybrid Vehicles**: Design Fundamentals. 2. ed. Boca Raton, FL, EUA: CRC Press, 2010. ISBN 9780849314667. pg 99-104.
- [15] BOULANGER, Albert; CHU, Andy; MAXX, Suzanne; WALTZ, David. Vehicle Electrification: Status and Issues. World Team Now, Malibu, CA, EUA, p. 1-23, 31 maio 2011. Disponível em: <http://www.worldteamnow.org/resources/0177-SIP-2010-PIEEE.R1.pdf>. Acesso em: 12 set. 2019
- [16] SAXENA, Samveg; LE FLOCH, Caroline; MACDONALD, Jason; MOURA, Scott. Quantifying EV battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models. Journal of Power Sources 2015, Vol. 282, pg. 265–276.
- [17] STRINGER, David; MA, Jie. Where 3 Million Electric Vehicle Batteries Will Go When They Retire. Bloomberg Businessweek, [S. l.], p. 1-6, 27 jun. 2018. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/hyperdrive>. Acesso em: 13 out. 2019.
- [18] The Afterlife of Electric Vehicles: Battery Recycling and Repurposing. IER, [S. l.], p. 1, 6 maio 2019. Disponível em: <https://www.instituteforenergyresearch.org/renewable/the-afterlife-of-electric-vehicles-battery-recycling-and-repurposing/>. Acesso em: 11 set. 2019.

[19] STANWAY, David. China puts responsibility for battery recycling on makers of electric vehicles. Reuters, [S. l.], p. 1, 26 fev. 2018. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-china-batteries-recycling/china-puts-responsibility-for-battery-recycling-on-makers-of-electric-vehicles-idUSKCN1GA0MG>. Acesso em: 11 set. 2019.

[20] FULLER, Lloyd. The end of the road? Or not.... E-Waste Expo, [S. l.], p. 1, 8 out. 2019. Disponível em: <https://www.ewaste-expo.com/the-end-of-the-road-or-not/>. Acesso em: 14 out. 2019.

[21] CHARLES, Erica. Powervault 3 vs Tesla Powerwall 2: Back of Envelope Economics. Spirit Energy, [S. l.], p. 1, 11 maio 2019. Disponível em: <https://blog.spiritenergy.co.uk/homeowner/powervault-3-vs-powerwall-2-economics>. Acesso em: 16 out. 2019.

[22] Renault Zoe. [S. l.], 1 jan. 2019. Disponível em: <https://www.renault.com.br/veiculos/veiculos-eletricos/renault-zoe.html>. Acesso em: 20 out. 2019.

[23] Bolt EV [S. l.], 1 jan. 2019. Disponível em: <https://www.chevrolet.com.br/carros/bolt-ev>. Acesso em: 20 out. 2019.

[24] JAC iEV20 [S. l.], 1 jan. 2019. Disponível em: <https://www.jacmotors.com.br/veiculos/eletricos-detalhes/iev20>. Acesso em: 20 out. 2019.

[25] Novo Nissan Leaf [S. l.], 1 jan. 2019. Disponível em: <https://www.nissan.com.br/veiculos/modelos/leaf.html>. Acesso em: 20 out. 2019.

[26] O novo BMW i3 [S. l.], 1 jan. 2019. Disponível em: <https://www.bmw.com.br/pt/all-models/bmw-i/i3/2017/visao-geral.html>. Acesso em: 20 out. 2019.

[27] DÉA, Rafael Poci. Avaliação: Caoa Chery Arrizo 5e é primeiro sedã elétrico do Brasil. Motor Show, [S. l.], p. 1, 2 out. 2019. Disponível em: <https://motorshow.com.br/avaliacao-caoa-chery-arrizo-5e-e-primeiro-seda-eletrico-do-brasil/>. Acesso em: 20 out. 2019.

[28] NEUBAUER, Jeremy S.; PESARAN, Ahmad; WILLIAMS, Brett; FERRY, Mike; EYER, Jim. A Techno-Economic Analysis of PEV Battery Second Use: Repurposed-Battery Selling Price and Commercial and Industrial End-User Value. [S. l.], p. 1-13, 16/04/2012. 2012 SAE World Congress and Exhibition.

[29] GOLDIE-SCOT, Logan. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. BloombergNEF, [S. l.], p. 1-5, 5 mar. 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>. Acesso em: 6 out. 2019.

[30] DEBNATH, Uttam Kumar, AHMAD, Iftekhar, HABIBI, Daryoush, Quantifying Economic Benefits of Second Life Batteries of Gridable Vehicles in the Smart Grid, International Journal of Electrical Power and Energy Systems 2014, Vol. 63. pg 577-587. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/275193943_Quantifying_economic_benefit

s_of_second_life_batteries_of_gridable_vehicles_in_the_smart_grid. Acesso em: 6 out. 2019.

[31] CATTON, John W. A. *et al.* Design and Analysis of the Use of Re-Purposed Electric Vehicle Batteries for Stationary Energy Storage in Canada. MDPI, University of Waterloo, Waterloo, Canada, p. 1-19, 19 jan. 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2313-0105/5/1/14/pdf>. Acesso em: 24 out. 2019.

[32] Reuse and Repower: How to Save Money and Clean the Grid with Second-Life Electric Vehicle Batteries. Reuse and Repower, UCLA Press: Los Angeles, CA, USA, 1 set. 2014. Disponível em: https://www.law.berkeley.edu/files/ccelp/Reuse_and_Repower_--_Web_Copy.pdf. Acesso em: 22 ago. 2019

[33] HEYMANS, Catherine, WALKER, Sean, YOUNG, Steven B., Economic Analysis of Second Use Electric Vehicles for Residential Energy Storage and Load-levelling, Energy Policy 2014, Vol. 71. pg. 22-30. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/262975628_Economic_analysis_of_second_use_electric_vehicle_batteries_for_residential_energy_storage_and_load-levelling. Acesso em: 23 out. 2019.

[34] NISSAN ENERGY SOLAR. [S. l.], 01/01/2019. Disponível em: <https://www.nissan.co.uk/experience-nissan/electric-vehicle-leadership/storage-solutions.html>. Acesso em: 25 out. 2019.

[35] STRICKLAND, Dani; CHITTOCK, Laurence; STONE, David A.; FOSTER, Martin P.; PRICE, Brian. Estimation of Transportation Battery Second Life for Use in Electricity Grid Systems, IEEE Transactions on Sustainable Energy 2014, Vol. 5. pg 795-803. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6762912>. Acesso em: 25 out. 2019.

[36] AHMADI, Leila; YOUNG, Steven B.; FOWLER, Michael; FRASER, Roydon A.; ACHACHLOUEI, Mohammad Ahmadi. A cascaded life cycle: Reuse of electricvehicle lithium-ion battery packs in energy storage systems. The international journal of life cycle assessment 2017, Vol. 22. pg. 111-124. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/281590582_A_cascaded_life_cycle_reuse_of_electric_vehicle_lithium-ion_battery_packs_in_energy_storage_systems/link/560be1ef08ae6c9b0c420f35/download. Acesso em: 25 out. 2019.

[37] AHMADI, Leila; YOUNG, Steven B.; FOWLER, Michael; FRASER, Roydon A.; ACHACHLOUEI, Mohammad Ahmadi. Energy efficiency of Li-ion battery packs re-used in stationary power applications. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2014, Vol. 8, pg. 9–17. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/264049533_Energy_efficiency_of_Li-ion_battery_packs_re-used_in_stationary_power_applications. Acesso em: 30 out. 2019.

[38] ASSUNÇÃO, André Rafael Santos. Viabilidade Técnica e Econômica da Reutilização de Baterias de Veículos Elétricos Integradas com Sistemas Fotovoltaicos no Sector Residencial. Orientador: Prof. Dr. Pedro Manuel Soares Moura. 2016.

Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Universidade de Coimbra, [S. l.], 2016. p. 30-38. Disponível em: <https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/40591/1/Viabilidade%20tecnica%20e%20economica%20da%20reutilizacao%20de%20baterias%20de%20veiculos%20elettricos%20integradas%20com%20sistemas.pdf>. Acesso em: 3 ago. 2019.

[39] XU, Bolun. "Degradation-limiting Optimization of Battery Energy Storage Systems Operation", Orientador: Prof. Dr. Andreas Ulbig. 2013. Dissertação (Mestrado Engenharia Elétrica) – ETH Zurich, [S. l.], 2014. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/similar?doi=10.1.1.701.3320&type=sc>. Acesso em: 1 ago. 2019.

[40] VIEIRA, Filomeno; MOURA, Pedro; DE ALMEIDA, Aníbal T., Smart Use of Energy in Cities – Storage System Assessment Report, EMSURE – Energy and Mobility for Sustainable Regions, Universidade de Coimbra, 2015.

[41] Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição. ANEEL, 01/10/2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em: 30 out. 2019.

[42] Consumo de Energia Elétrica. EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 01/10/2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. Acesso em: 30 ago. 2019.

[43] Consumo de energia elétrica no país caiu 2,2% em maio, diz EPE. G1, [S. l.], p. 1, 1 jul. 2015. Disponível em: <http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/07/consumo-de-energia-eletrica-no-pais-caiu-22-em-maio-diz-epe.html>. Acesso em: 27 out. 2019.

[44] EPE. Nota Técnica DEA 001/17. Projeção da demanda de energia elétrica: para os próximos 10 anos (2017-2026), [S. l.], p. 57, 2 jan. 2017. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-261/DEA%20001_2017%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202017-2026_VF%5b1%5d.pdf. Acesso em: 3 set. 2019.

[45] FRANCISQUINI, Aislan Antonio. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin. 2014. Dissertação (Mestrado de Energia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, [S. l.], 2006. p. 11. Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/161_dissertacao_aislan_antonio_francisquini.pdf. Acesso em: 3 nov. 2019.