

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Microrrede com veículos elétricos: impacto na
vida útil das baterias conectadas à rede.

Alessandro Guimarães Fiorese

Itajubá, 6 de novembro de 2019

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Alessandro Guimarães Fiorese

**Microrrede com veículos elétricos: impacto na
vida útil das baterias conectadas à rede.**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Coorientador: Prof. Dr. Maurício Campos Passaro

6 de novembro de 2019

Itajubá

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Microrrede com veículos elétricos: impacto na
vida útil das baterias conectadas à rede.

Alessandro Guimarães Fiorese

Dissertação aprovada por banca examinadora em
26 de Setembro de 2019, conferindo ao autor o
título de **Mestre em Ciências em Engenharia
Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza

Itajubá
2019

Alessandro Guimarães Fiorese

Microrrede com veículos elétricos: impacto na vida útil das baterias conectadas à rede/ Alessandro Guimarães Fiorese. – Itajubá, 6 de novembro de 2019-
138 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Dissertação (Mestrado)

Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Programa de pós-graduação em engenharia elétrica, 6 de novembro de 2019.

1. Palavra-chave1. 2. Palavra-chave2. I. Orientador. II. Universidade xxx. III. Faculdade de xxx. IV. Título

CDU 07:181:009.3

Alessandro Guimarães Fiorese

Microrrede com veículos elétricos: impacto na vida útil das baterias conectadas à rede

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Itajubá, 26 de Setembro de 2019:

Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza
Orientador

Prof. Dr. Maurício Campos Passaro
Coorientador

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza

Itajubá
6 de novembro de 2019

Agradecimentos

Voltar à escola para um mestrado depois de 20 anos de formado, foi um grande desafio que não seria possível de ser superado se não tivera contado com a contribuição de pessoas por deveras especiais às quais gostaria de dedicar algumas palavras.

Não tenho como agradecer a ninguém se não começar por meus familiares (mãe, irmãos, sogros e cunhados) que comigo embarcaram nesta empreitada, provendo-me todo o suporte logístico, financeiro e emocional que permitiu dedicar-me intensamente ao desafio assumido.

Um reconhecimento especial presto à minha esposa Luciana, que em assumiu inteiramente a gestão de nosso lar e dos cuidados a nossos dois filhos adolescentes enquanto encontrava-me distante de tal forma de não nos vermos de segunda a sexta... fostes uma guerreira minha querida esposa e nada seria possível sem esta sua garra... muito obrigado. Aos meus filhos, Juliana e Thiago, que souberam entender a situação e gerenciaram a ausência paterna durante este período complicado, repleto de dúvidas e rompantes de realizações, tão típicos do início da adolescência, com uma maturidade incrível. Foi somente com a ajuda deles que consegui escrever a dissertação, de longe, o maior desafio desta empreitada, uma vez que, afinidade com nossa língua mãe não é minha maior característica.

Toda esta empreitada não seria possível sem a disposição de meu amigo Maurício, que veio a ser depois meu co-orientador, de tomar-me pelas mãos e conduzir-me pelo processo de encontrar um orientador e explicar-me os detalhes dos procedimentos relativos à pós da Unifei sendo que nem desta participava. Foi por ele que vim a conhecer meu orientador Zambroni que apesar do momento doloroso em que se encontrava recebeu-me de forma paterna e solícita. Este acolhimento estendeu-se por todo o decorrer do mestrado sempre acompanhado de uma educação e trato ímpar. Não poderia ter um time de orientador e co-orientador mais humanos e sensíveis às necessidade das pessoas. Os senhores são desmesuradamente especiais.

Desenvolver o trabalho em Itajubá não seria possível sem as estruturas de estudo disponibilizadas pela UNIFEI. Sabemos que os diferenciais das estrutura estão nas pessoas que as compões e com relação a isto tive a benção de poder participar do Grupo de Engenharia de Sistema (GESis) onde o enfrentamento em grupo das adversidades apresentadas pelo destino, forjou-nos um grau de relacionamento e cumplicidade encontrados em famílias que orgulha-me ter participado. A Aline, Bruno, Cassia, Cristian, Diego, Facchin, Gabriel, Giulia, João, Jonattan, Joseph, Juliana, Lanai, Lucas, Maira, Matheus, Pedro, Priscila, Thais, Veronica e Yuri agradeço a atenção e carinho com que enfrentaram minhas

angustias e ofereceram mais que suas mais sinceras e honestas opiniões e ideias mas, o que se tem de mais valioso em uma pós graduação, seu tempo, de forma a ajudar-me nas buscas que não eram restritas a aspectos deste trabalho. Os nomeio em ordem alfabética pois, da mesma forma que não diferencio importância dos meus filhos, também não os diferencio pois não existem maiores nem menores.

Familiares, família, orientadores e companheiros do GESis, sem a importante contribuição de cada um de vocês este trabalho não chegaria ao fim. É por isto que lhes declaro o meu mais sincero obrigado. Obrigado pelo suporte, obrigado pela cumplicidade e apoio, obrigado pela abertura de portas pela acolhida, obrigado pelo companheirismo e por compartilharem um pouco de suas vidas comigo. Peço a Deus que os abençoe e recompense pelo que me fizeram. Deus este que sem sua direção e ensinamentos não seria o que sou e, assim como cresci incorporando um pouco de cada um, espero que tenha logrado contribuir com algo.

Agradeço ao CNPq pelo apoio financeiro.

*"Combati o bom combate, terminei a minha carreira ¹, guardei a fé."
(São Paulo Apóstolo - II Timóteo, 4:7)*

¹ Como uma corrida que tem um início e que chega ao seu fim.

Resumo

Nos últimos 40 anos, o mundo vem mudando sua consciência ambiental. Na última década, isto se manifestou pela busca de fontes energéticas alternativas menos agressivas ao meio ambiente, adotando aquelas menos dependentes do carbono. Alguns exemplos são os carros elétricos substituindo os movidos a combustíveis fósseis e utilização do sol e o vento para a geração de energia elétrica em detrimento a usinas térmicas.

A geração eólica e solar têm a possibilidade de serem implementadas em pequena escala e a geração de energia elétrica de forma distribuída possibilita a demarcação de microrredes (*microgrids*) que possuem a capacidade gerar boa parte da energia necessitada.

O contínuo desenvolvimento em direção a sistemas de distribuição ativa vem provendo as condições necessárias para a operação de microrredes na condição ilhada. Deste modo, é esperada da região ilhada a manutenção da operação do sistema dentro de limites adequados, assumindo localmente várias tarefas de controle que eram antes assumidas pela rede principal.

Entre estes controles, a garantia do balanço energético entre geração/demanda é um dos aspectos mais críticos que, devido a uma capacidade de geração limitada, pode levar a um massivo corte de carga.

Nesta perspectiva, este trabalho busca avaliar o efeito da inclusão de *PEVs* (veículos elétricos com baterias que podem ser carregados através de tomadas) na melhoria da condição da microrrede de poder gerenciar e suprir as suas cargas quando ilhada.

Para isto, uma metodologia holística é proposta para determinar se a implementação de um sofisticado processo de controle do uso dos *PEVs* como um recurso flexível produz benefícios reais para a rede quando ilhada.

Os coeficientes de ajuste da metodologia semi-empírica proposta por Sarasketa-Zabala foram encontrados, possibilitando a avaliação do desgaste gerado nas baterias dos *PEVs* com a participação no fornecimento de sua energia à rede (*V2G*).

Para as simulações, foi utilizado o sistema teste IEEE de 34 barras, no qual modificações foram implementadas, de tal modo a representar o ambiente de microrrede desejado.

Os resultados indicam que o uso dos *PEVs* como um recurso flexível pode facilitar significativamente a gestão do balanço geração / demanda, reduzindo substancialmente o corte de carga quando a microrrede opera ilhada.

Entretanto, a melhora da gestão do balanço energético vem à custa de um alto grau de deterioração da capacidade de carga das baterias dos *PEVs*.

Key-words: Microrredes, *PEVs*, Bateria.

Abstract

For the past 40 years, the world has been changing its environmental awareness. In the last decade, this has been manifested by the search for alternative energy sources that are less environmentally aggressive, adopting those that are less carbon dependent. Examples are electric cars replacing fossil-fueled cars and using the sun and wind to generate electricity rather than thermal power plants.

Wind and solar generation have the possibility to be implemented on a small scale and distributed power generation enables the demarcation of micro grids that have the capacity to generate much of the energy needed.

The continuous developments toward active distribution systems have been providing the necessary conditions for islanded microgrids operation. In this mode, the islanded regions are expected to sustain the system operation within adequate limits, locally performing several control actions previously assumed by the main grid.

Among these controls, the guarantee of generation/demand balance is one of the most critical aspects, which due to the limited amount of generation capacity can lead to massive load shedding. In this perspective, this paper seeks to evaluate the effects of plug-in electric vehicles (PEVs) to improve energy balance management of islanded microgrids.

For this, a holistic methodology is proposed to determine whether the implementation of sophisticated controls for the use of PEVs as flexible resources render actual benefit for the islanded network.

The adjustment's coefficients of the semi-empiric methodology proposed by Sarasketa-Zabala were found allowing the evaluation of the degradation generated in *PEVs* batteries in supply energy to the grid (*V2G*).

Simulations are held in the IEEE 34-bus test system considering modifications to represent a microgrid environment.

The results indicate that the use of PEVs as a flexible resource can significantly facilitate the generation / demand balance management by substantially reducing load shedding when the micro grid operates.

However, improved energy balance management comes at the expense of a high degree of deterioration of the PEV's battery charge capacity.

Key-words: Microgrids, *PEVs*, Battery.

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Consumo global de energia primária entre 1800 e 2017	28
Figura 1.2 – Consumo global de energia primária não fóssil entre 2006 e 2017	29
Figura 1.3 – Teor de carbono da eletricidade (gCO_2/kWh)	30
Figura 1.4 – Participação do carvão na matriz elétrica	31
Figura 1.5 – Capacidade de renováveis instalada	32
Figura 1.6 – Capacidade instalada de geração elétrica fontes não convencionais em 2017	34
Figura 1.7 – Mercado de veículos elétricos	36
Figura 1.8 – Projeção de autonomia e emissão de CO_2 por tecnologia de transporte [2]	38
Figura 1.9 – Mecanismo de carga e descarga da bateria de $Li - ion$	39
Figura 1.10 – Evolução dos preços das baterias de Lithium-ion por segmento	41
Figura 2.1 – Comparações de energias por potências [3]	57
Figura 2.2 – Principais características das baterias comerciais de $Li - ion$ [4]	59
Figura 2.3 – Capacidade de uma bateria de $LiCoO_2$ segundo tempo e ciclos [5]	63
Figura 2.4 – Perfil da perda de capacidade da bateria de lítio	64
Figura 2.5 – Calendar ageing da bateria LFP para diferentes SoC e temperaturas	67
Figura 2.6 – Curva do $Q_{loss_{calendarario}}$ com os coeficientes da Tabela 2.3 frente os dados da Tabela 2.2	70
Figura 2.7 – Curva do $Q_{loss_{calendarario}}$ com os coeficientes da Tabela 2.4 frente os dados da Tabela 2.2 com fator de redução 0,5259	72
Figura 2.8 – Curva do $Q_{loss_{calendarario}}$ com os coeficientes da Tabela 2.4 frente os dados da Tabela 2.2 com fator de redução 0,51	73
Figura 2.9 – Curva do $Q_{loss_{calendarario}}$ com os coeficientes da Tabela 2.4 frente os dados da Tabela 2.2 com fator de redução 0,50	74
Figura 2.10 – Quantidade de ciclos equivalentes até Q_{loss} chegar a 10% da capaci- dade inicial para diferentes $DoDs$. (Testes: $SoC = 50\%$, $C-rate = 1C$ e $30^\circ C$)	75
Figura 2.11 – Comparativo entre a previsão de $Q_{loss_{cycle}}$ a $C-rate$ de 1C e diferentes DoD (curva) e valores obtidos em ensaios nas mesmas condições (pontos)	76
Figura 2.12 – Perfis de teste de desgaste dinâmico realizados a $30^\circ C$ e SoC de 50% com dois distintos perfis de variação de $C-rate$ e DoD	77
Figura 2.13 – Impacto do k no $Q_{loss_{cycle}}$ em ensaios dinâmicos com os perfis de va- riações de $C-rate$ e SoC apresentado na Figura 2.12	77
Figura 2.14 – $Q_{loss_{cycle_{out}}}$ interações	81

Figura 2.15–Limite de aplicação do modelo semi-empírico com os parâmetros encontrados	83
Figura 2.16– $Q_{loss_{cycle_{in}}}$ interações	85
Figura 2.17–Circuito equivalente da célula fotovoltaica	91
Figura 2.18–Potencia de saída do aerogerador em função da velocidade do vento.	95
Figura 3.1 – IEEE 34 Bus	98
Figura 3.2 – Curvas típicas dos clientes da CEMIG a alguns anos	99
Figura 3.3 – Demanda de cada nível de prioridade	103
Figura 3.4 – Curvas de vento e insolação e sua geração de energia	105
Figura 3.5 – Fluxograma da metodologia	108
Figura 4.1 – Influência dos <i>PEV</i> na Demanda e Energia da <i>microgrid</i> em ilhamentos de 1h	112
Figura 4.2 – Influência dos <i>PEV</i> na Demanda e Energia da <i>microgrid</i> em ilhamentos de 2h	113
Figura 4.3 – Influência dos <i>PEV</i> na Demanda e Energia da <i>microgrid</i> em ilhamentos de 3h	115
Figura 4.4 – Influência dos <i>PEV</i> na Demanda e Energia da <i>microgrid</i> em ilhamentos de 4h	116
Figura 4.5 – Corte de demanda com ilhamento de 1 hora	118
Figura 4.6 – Corte de demanda com ilhamento de 2 hora	119
Figura 4.7 – Corte de demanda com ilhamento de 3 hora	120
Figura 4.8 – Corte de demanda com ilhamento de 4 hora	121
Figura 4.9 – Perda de capacidade (<i>Ageing</i>) das baterias para ilhamento de 1h	123
Figura 4.10–Perda de capacidade (<i>Ageing</i>) das baterias para ilhamento de 2h	124
Figura 4.11–Perda de capacidade (<i>Ageing</i>) das baterias para ilhamento de 3h	125
Figura 4.12–Perda de capacidade (<i>Ageing</i>) das baterias para ilhamento de 4h	126

Lista de tabelas

Tabela 1.1 – Consumo global por fonte energética de 1992 a 2017 em TWh	33
Tabela 1.2 – Guia para análise do aspecto social	50
Tabela 2.1 – Principais características de alguns <i>EVs</i> e <i>PHEVs</i> disponíveis em 2017	60
Tabela 2.2 – Digitalização dos pontos da Figura 2.5	69
Tabela 2.3 – Coeficientes da Equação 2.10	69
Tabela 2.4 – Coeficientes da Equação 2.10 com coeficiente de redução 0,5259	72
Tabela 2.5 – Coeficientes da Equação 2.10 com coeficiente de redução 0,51	73
Tabela 2.6 – Coeficientes da Equação 2.10 com coeficiente de redução 0,50	73
Tabela 2.7 – Digitalização da Figura 2.11 para <i>DoD</i> de 5%, 60% e 100%	79
Tabela 2.8 – Tabela de pesos para definição dos valores de $Q_{loss_{cycle}}$ faltantes para <i>DoD</i> de 5%, 60% e 100%	79
Tabela 2.9 – Evolução dos parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4 nas interações	80
Tabela 2.10–Qualidade dos parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4 encontrados em cada iteração.	80
Tabela 2.11–Digitalização da Figura 2.11 para <i>DoD</i> de 10%, 30% e 50%	84
Tabela 2.12–Tabela de pesos para definição dos valores de $Q_{loss_{cycle}}$ faltantes para <i>DoD</i> de 10%, 30% e 50%	84
Tabela 2.13–Evolução dos parâmetros γ_1 , γ_2 e γ_3 nas interações	84
Tabela 2.14–Qualidade dos parâmetros γ_1 , γ_2 e γ_3 encontrados em cada iteração. . .	84
Tabela 2.15–Parâmetros do módulo BP SX 120 fornecido pelo fabricante [6]	92
Tabela 2.16–Parâmetros calculados para o módulo BP SX 120 [7] [8]	93
Tabela 2.17–Parâmetros de velocidade do vento para o aerogerador [8]	94
Tabela 3.1 – Consumidores - alocação, ativos e classificação	101
Tabela 3.2 – Veículos elétricos considerados	102
Tabela 3.3 – Requerimentos das prioridades de corte	103
Tabela 3.4 – Capacidade de geração da <i>microgrid</i>	104
Tabela 3.5 – Fontes energéticas da <i>microgrid</i>	106
Tabela 3.6 – Cenários de desconexão da <i>microgrid</i> da rede principal	107
Tabela 4.1 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 1 hora . . .	118
Tabela 4.2 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 2 horas . .	119
Tabela 4.3 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 3 horas . .	120
Tabela 4.4 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 4 horas . .	121
Tabela 4.5 – <i>Cycle ageing</i> dos <i>PEVs</i> para cada cenário de ilhamento	127

Lista de abreviaturas e siglas

Ah	Ah-throughput - Montante de carga que passou pela bateria
BEV	Battery Electric Vehicle - Veículo Elétrico com Bateria
BMS	Battery Management System - Sistema de gerenciamento da bateria
CAES	Compressed Air Energy Storage - Armazenamento em ar comprimido
Calendar ageing	Deterioração pelo tempo
C-rate	Continuous charge/discharge rate - Corrente nominal de carga / descarga da baterias
Cycle ageing	Deterioração pelo uso
DoD	Depth of Discharge - Quantidade de Energia Fornecida pela Bateria
DSM	Demand Side Management - Gerenciamento pelo lado da demanda
EOL	End Of Live - Fim de Vida
ES1	Fontes de energia renováveis não tradicionais solar e eólica
ES2	Fontes de energia despacháveis hídrica e térmica
ES3	Energia advinda da rede principal
ES4	Energia advinda das baterias dos <i>PEVs</i>
EV	Electric Vehicle - Veículos Elétricos
FEC	Full Equivalent Cycles - Número equivalente de ciclos completos
G2V	Grid to Vehicle - Veículo Recebendo Energia da Rede Elétrica
GD	Geração Distribuída
i1	Ilhamento no período entre [0:00h e 6:00h[
i2	Ilhamento no período entre [6:00h e 12:00h[
i3	Ilhamento no período entre [12:00h e 18:00h[
i4	Ilhamento no período entre [18:00h e 24:00h[

ICEV	Internal Combustion Engine Vehicle - Veículo com motor de combustão interna
IEA	International Energy Agency - Agencia Internacional de Energia
LCO	Lithium Cobalt Oxide $LiCoO_2$ - Bateria de óxido de lítio-cobalto
Lead-acid	Lead-acid batteries - Bateria de chumbo-ácido
LFP	Lithium iron phosphate $LiFePO_4$ - Bateria de lítio ferro fosfato
Li-ion	Lithium-ion battery - Bateria de íons de lítio
LMO	Lithium Manganese Oxide $LiMn_2O_4$ - Bateria de óxido de lítio-manganês
Microgrid	Microrrede - Pequena rede elétrica capaz de funcionar de forma independente com seus recursos
NaS	Sodium-sulfur battery - Bateria de Sódio-enxofre
NCA	Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide $LiNiCoAlO_2$ - Bateria de óxido de lítio-níquel-cobalto-alumínio
NiCd	Nickel-cadmium battery - Bateria de Níquel-cádmio
NiMH	Nickel-metal-hydride battery - Bateria de hidreto de Níquel-metal
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide $LiNiMnCoO_2$ - Bateria de óxido de lítio-níquel manganês-cobalto
PEV	Plug-in Electric Vehicle - Veículo Elétrico com tomada para carregamento
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle - Veículo Elétrico Híbrido
PHS	Pumped Hydroelectric Storage - Usinas elétricas reversíveis
PSB	Polysulfide Bromine flow battery - Bateria de fluxo de brometo de polissulfureto
RES	Renewable Energy Source - Fonte de energia renovável
SEI	Solid Electrolyte Interphase - Interface Eletrolítica Sólida
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage - Armazenamento energético em supercondutores magnéticos
SoC	State of Charge - Percentual de carga que a bateria ainda possui

TES	Thermal Energy Storage - Armazenamento de energia térmica
USABC	United States Advanced Battery Consortium
V2G	Vehicle to Grid - Veículo Suprindo a Rede Elétrica com Energia
VRB	Vanadium Redox Flow Battery - Bateria de Fluxo Redox de Vanádio
ZnBr	Zinc Bromine battery - Bateria de Bromo de Zinco

Sumário

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Contextualização	27
1.1.1	Energia renovável	27
1.1.2	Veículos elétricos	34
1.1.3	Baterias	38
1.2	Motivação da Proposta	42
1.3	Revisão Bibliográfica	45
1.4	Organização do trabalho	49
1.5	Aspecto social	49
1.5.1	Abordando a Motivação	50
1.5.1.1	Inspiração	50
1.5.1.2	Sonho	50
1.5.1.3	Prática	51
1.5.2	Abordando as Consequências	51
1.5.2.1	Inspiração	52
1.5.2.2	Sonho	52
1.5.2.3	Prática	52
1.5.3	Abordando os Benefícios	53
1.5.3.1	Inspiração	53
1.5.3.2	Sonho	53
1.5.3.3	Prática	54
2	BATERIAS VEÍCULOS E RENOVÁVEIS	55
2.1	Baterias	55
2.1.1	Glossário e definições	55
2.1.2	Fatores de influência na vida da baterias	61
2.1.3	<i>Calendar ageing</i>	66
2.1.3.1	Definição dos parâmetros de ajuste do <i>calendar ageing</i>	67
2.1.4	<i>Cycle ageing</i>	74
2.1.4.1	Definição dos parâmetros de ajuste do <i>cycle ageing</i>	76
2.1.4.2	Parâmetro k	76
2.1.4.3	Parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4	78
2.1.4.4	Parâmetros γ_1 , γ_2 e γ_3	82
2.2	Veículos Elétricos - PEV	85
2.2.1	Veículos Elétricos	86

2.2.2	Vehicle-to-Grid (V2G)	87
2.3	Energias renováveis não tradicionais	89
2.3.1	Energia solar	89
2.3.2	Energia eólica	93
3	METODOLOGIA	97
3.1	Considerações	97
3.1.1	Consumidores	98
3.1.2	Veículos elétricos	100
3.1.3	Critério de corte de carga	102
3.1.4	Geração	103
3.1.5	Conexão da <i>microgrid</i> com a rede principal	106
3.2	Metodologia	106
4	RESULTADOS	111
4.1	Relevância dos <i>PEVs</i> na <i>microgrid</i> quando ilhada.	111
4.2	Cenário de ilhamentos com 1 hora de duração.	112
4.2.1	Demanda	112
4.2.2	Energia	113
4.3	Cenário de ilhamentos com 2 horas de duração.	113
4.3.1	Demanda	114
4.3.2	Energia	114
4.4	Cenário de ilhamentos com 3 horas de duração.	114
4.4.1	Demanda	114
4.4.2	Energia	114
4.5	Cenário de ilhamentos com 4 horas de duração.	115
4.5.1	Demanda	115
4.5.2	Energia	116
4.6	Corte de carga	117
4.6.1	Cenário de ilhamento de 1 horas de duração	118
4.6.2	Cenário de ilhamento de 2 horas de duração	119
4.6.3	Cenário de ilhamento de 3 horas de duração	120
4.6.4	Cenário de ilhamento de 4 horas de duração	121
4.7	Impacto na Bateria	122
4.7.1	Cenário de ilhamentos com 1 hora de duração.	123
4.7.2	Cenário de ilhamentos com 2 hora de duração.	123
4.7.3	Cenário de ilhamentos com 3 hora de duração.	124
4.7.4	Cenário de ilhamentos com 4 horas de duração.	125
4.8	Análise carro a carro	126

5	CONCLUSÃO	129
5.1	Conclusão	129
5.2	Proposta de trabalhos futuros	131
	REFERÊNCIAS	133

1 Introdução

Para o entendimento de um assunto é primordial ter clara a sua relevância segundo o ponto de vista a ser abordado. Para tanto, é importante contemporizar aspectos chave, mostrando o caminho percorrido até o momento em que se analisa o mesmo, tomando o cuidado de ressaltar os fatos relevantes da sua história para o aspecto que se deseja tratar.

Estudando como se deu o desenvolvimento energético dos últimos 200 anos serão abordados as mudanças ocorridas na última década passando pelas motivações da mesma. Ao analisar como foi o desenvolvimento dos veículos elétricos desde o final do século 19 até o início do século 21, mostrando como a concorrência de tecnologias e aspectos externos influenciaram no desenvolvimento do mesmo.

Será abordado o desenvolvimento da tecnologia das baterias recarregáveis desde meados do século 19 até hoje. Neste percurso, serão abordadas características funcionais, problemas e desafios técnicos e mercadológicos que influenciaram seu desenvolvimento.

Serão apresentadas as motivações desta dissertação, finalizando com a importância de cada aspecto analisado de tal forma a montar o cenário de contextos sobre os quais repousa este trabalho.

At contínuo, será mostrado o que já se fez sobre o escopo abordado, apresentando e justificando a publicação escolhida para norteá-lo.

1.1 Contextualização

1.1.1 Energia renovável

A necessidade de energia é uma constante e, como se pode ver na Figura 1.1, vem crescendo de forma quase exponencial. Verifica-se uma grande melhoria quanto à diversidade de fontes usadas para suprir a necessidade energética. O biocombustível, que reinou até 1860, consistia em obter energia de biomassas tradicionais, como pela queima de madeira ou outras substâncias orgânicas.

Somente a partir desta data começa-se a usar o carvão como fonte de energia, suplantando rapidamente a primeira, tornando-se em 1910, a principal fonte de energia. Em 1930, o petróleo começou a mostrar sua força e vinte anos depois, o gás natural também assumiu lugar de destaque na matriz energética. Neste ponto da história, toda a energia advinha da queima de algum composto de carbono.

Apenas em 1970 é que uma fonte não térmica, mas hídrica, se fez presente na matriz e, em 1983, outra fonte térmica mas não dependente de carbono (a nuclear) fez-se

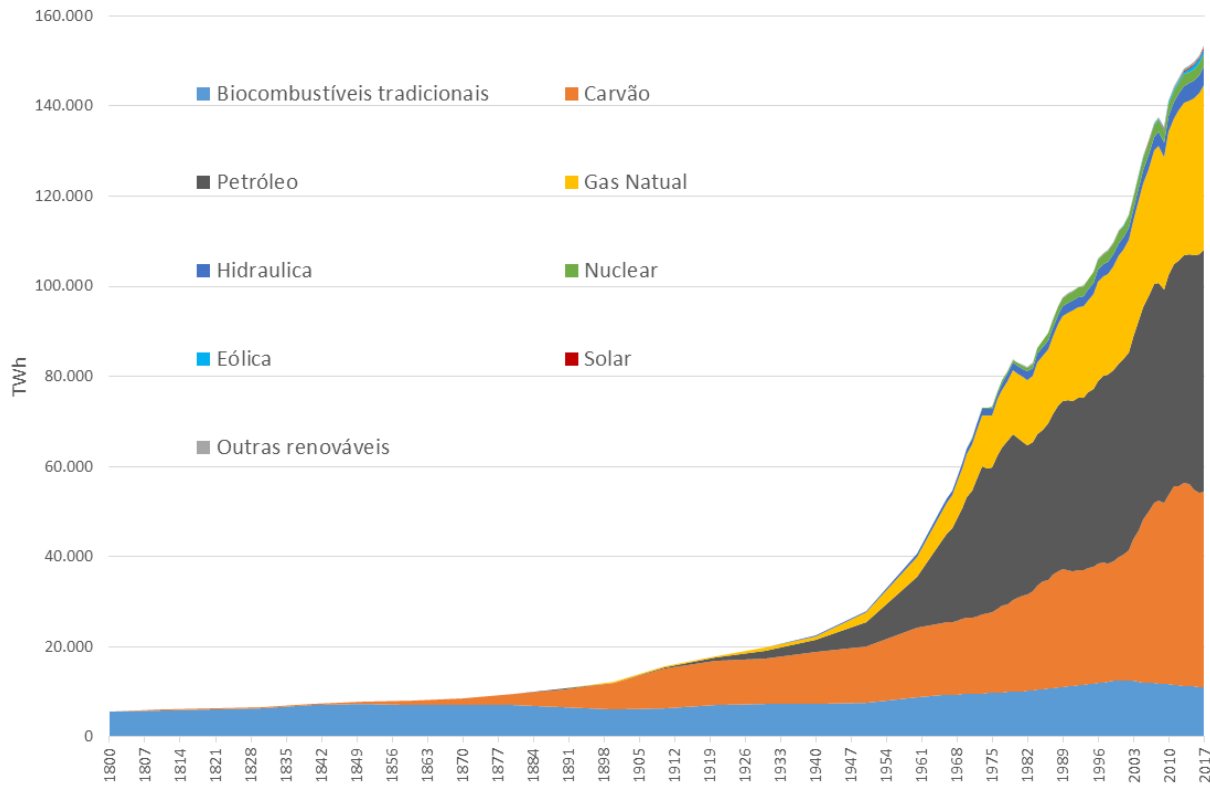


Figura 1.1 – Consumo global de energia primária entre 1800 e 2017

Fonte – Adaptado pelo autor com dados de *Energy Production & Changing Energy Surces.* (2019) [9]

presente na matriz energética. Somente quase 35 anos depois uma nova fonte energética, a eólica, veio a ser reconhecida como uma das grandes fontes energéticas, e é esperado para 2020 o oitavo participante desse clube que será a energia solar [9]. Para ser destacado como fonte energética é necessário contribuir com mais de 1.000 TWh na demanda mundial.

A Figura 1.1 deixa claro a dependência energética das fontes fósseis de energia (carvão, petróleo e gás natural), participando em 2017 com mais de 85% da energia consumida.

Para visualizar o crescimento da energia eólica e solar (também chamadas fontes renováveis não tradicionais) apresentada na Figura 1.2, que mostra a energia nuclear estável com tendência a diminuição da sua participação e a hidráulica crescendo, assim como, a eólica e a solar. Como outras renováveis, entende-se todas as renováveis que não hidráulica, solar e eólica.

Como não poderia deixar de ser, a demanda por energia também afeta o setor elétrico e nele também se verifica o incremento contínuo na demanda por energia elétrica. Este aumento da demanda se vê mais pronunciado nos países emergentes, destacando-se os pertencentes ao grupo conhecido como BRICS. O acrônimo BRICS foi criado pelo economista Jim O'Neill em 2001 e é formado pelas primeiras letras dos nomes dos países

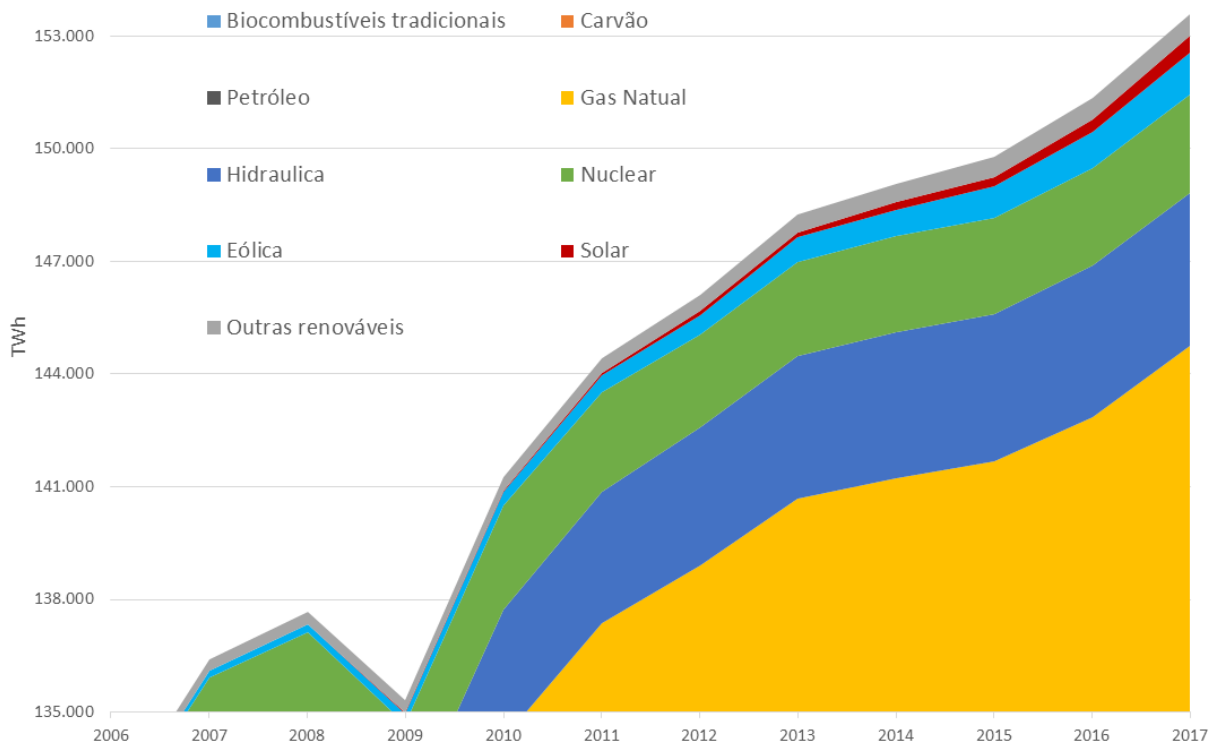


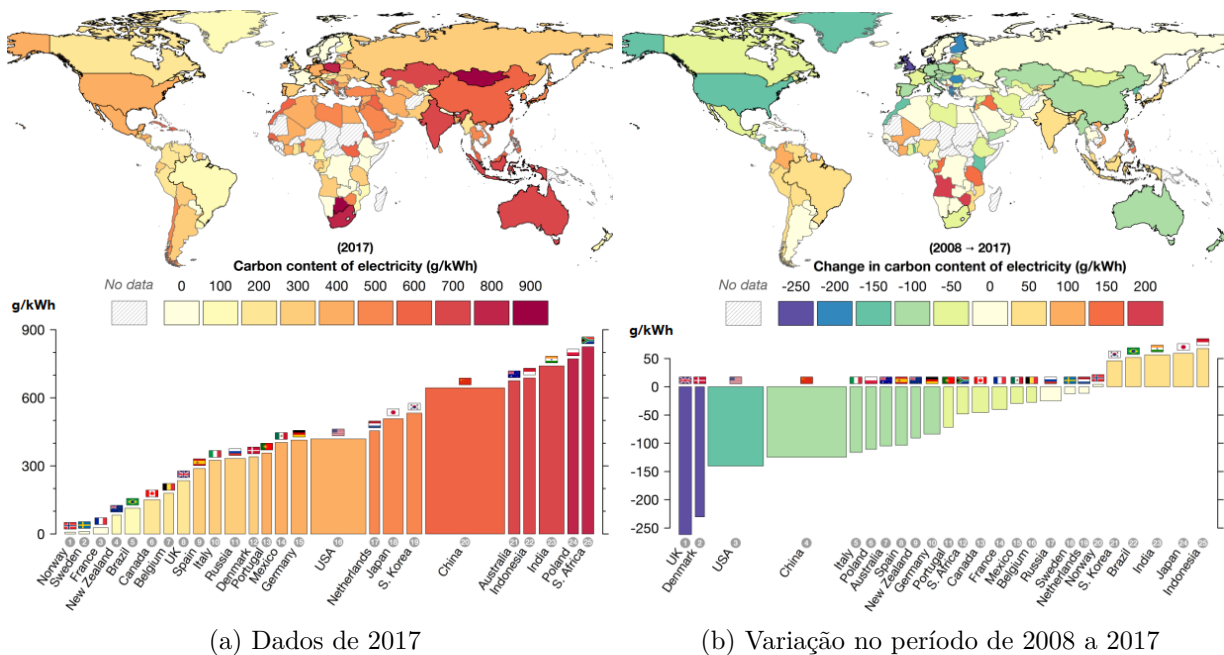
Figura 1.2 – Consumo global de energia primária não fóssil entre 2006 e 2017

Fonte – Adaptado pelo autor com dados de *Energy Production & Changing Energy Surces*. (2019) [9]

que o compõem, ou seja, **Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul**. O fornecimento da energia elétrica demandada se deu à base de geração térmica usando combustíveis não renováveis como carvão, petróleo e gás natural.

A Figura 1.3a mostra como estava distribuída a geração mundial de energia elétrica a partir de fontes fósseis no ano de 2017, mostrando a quantidade de CO_2 produzido para cada kWh de energia consumida. Neste gráfico, a largura de cada barra representa a normalização da quantidade de energia produzida pelo país em questão. A preocupação com o crescimento do uso de fontes não renováveis e seu potencial impacto sobre o nosso planeta, levou a ONU a criar em 1988 a *Intergovernmental Panel on Climate Change* com a finalidade de suprir, aos formuladores de políticas públicas, regulares avaliações científicas sobre as mudanças climáticas, suas implicações e potenciais riscos futuros, assim como, propôr ações de adaptação e mitigação. [11]

A primeira conferência da ONU abordando o meio ambiente e seu impacto no ser humano, *UN Conference on the Human Environment*, ocorreu em 1972 em Estocolmo na Suécia, mas foi a segunda conferência, ocorrida no Rio de Janeiro no Brasil em 1992, a *United Nations Conference on Environment and Development (UNCED)*, chamada informalmente por *The Earth Summit*, que foi considerada como sem precedentes [12] pela ONU devido tanto pelo tamanho quanto pelos assuntos abordados. Mais adiante, será



(a) Dados de 2017

(b) Variação no período de 2008 a 2017

Figura 1.3 – Teor de carbono da eletricidade (gCO_2/kWh)

Fonte – *Energy Revolution: Global Outlook*. (2018)

[10]

mostrado, o impacto da área de trabalho da Agenda 21 que busca promover o desenvolvimento sustentável atuando sobre a eficiência do desenvolvimento energético e seu consumo [13]. Também abordar-se-á o aspecto transporte desta mesma área de trabalho.

Estes dois eventos levaram à elaboração em 1997 do Protocolo de Kyoto que foi ratificado em 1999 e entrou em vigor em 2005, no qual cada país participante se comprometeu a cumprir com uma meta de redução de emissões prejudiciais ao meio ambiente. [14]

Todos esses eventos resultaram em uma crescente conscientização mundial da necessidade de se reduzir o impacto no meio ambiente e da necessidade de se implementar um modelo econômico mais sustentável. Sendo a energia elétrica um componente importante na atual matriz econômica, esta conscientização também a afetou.

A Figura 1.3b retrata essa mudança, mostrando a variação do uso de combustíveis fósseis na geração elétrica quando compara-se a variação de CO_2 gerado por kWh em 2008 com o CO_2 gerado em 2017.

Dentre os combustíveis fósseis usados para a geração elétrica, o carvão é considerado o mais poluente e, nos últimos 30 anos, tem sido o responsável pela geração de aproximadamente 40% da energia elétrica do mundo [10]. A Figura 1.4a mostra a dependência mundial da energia elétrica advinda do carvão. Chama a atenção a participação dessa fonte de combustível para a geração de eletricidade em países populosos como China e Índia, com a participação do carvão por volta de 70% da eletricidade gerada, e na África

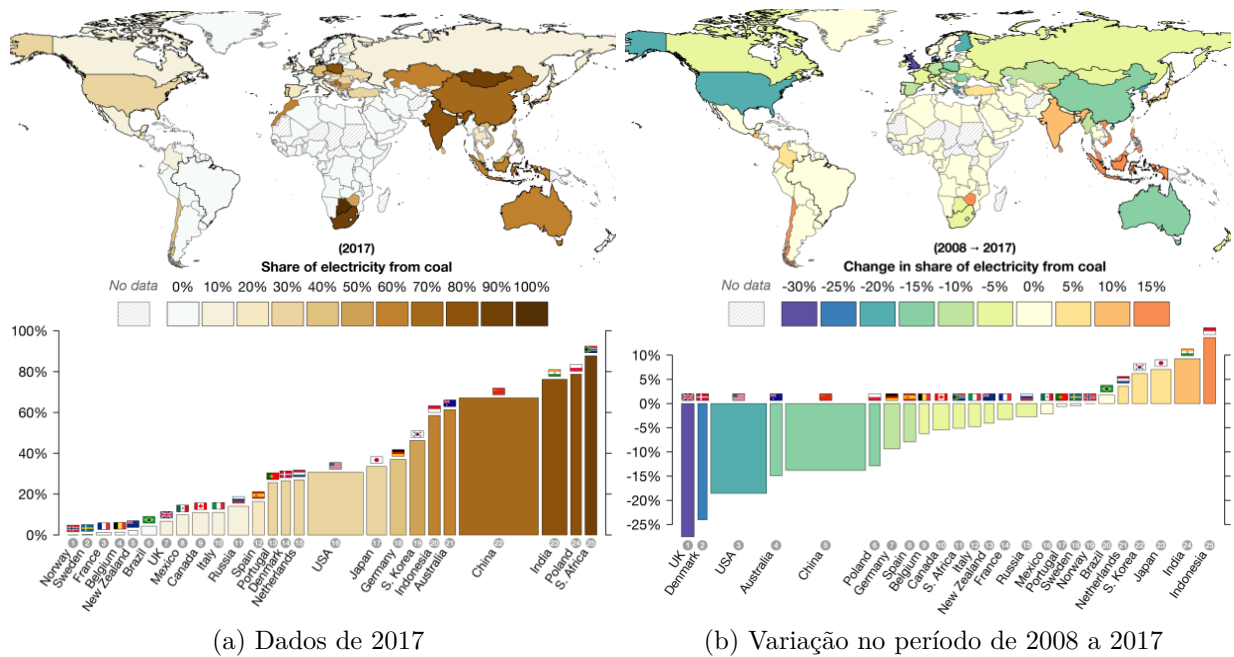


Figura 1.4 – Participação do carvão na matriz elétrica

Fonte – *Energy Revolution: Global Outlook*. (2018)

[10]

do Sul, que, ainda em 2017, tem cerca de 90% de sua energia gerada por plantas termoeletricas a carvão. Nos grandes consumidores de carvão a decisão do seu uso para a geração de energia elétrica, pesa as reservas deste recurso nos seus territórios. Não usar o carvão significa para estes países incorrer em riscos como: desemprego nas minas, segurança energética (pois dependeriam de importar um combustível menos poluente) e possível perda de competitividade de sua indústria advindo de uma energia possivelmente mais cara.

Por outro lado, a Figura 1.4b mostra o avanço de alguns países na substituição da energia advinda da queima do carvão para fontes com menor impacto ambiental. Nessa mesma figura vê-se o esforço de países populosos como China e EUA em tornar sua matriz elétrica menos agressiva ao meio ambiente. Esta mudança advém de uma combinação de fatores passando por novas tecnologias que barateou a obtenção de gás natural, políticas governamentais de combate à poluição do ar, acordos internacionais como a COP23, entre outros.

A redução do uso do carvão veio em parte pela sua substituição por fontes menos poluidoras como o gás natural e o petróleo, mas também pelo uso de fontes renováveis como a geração solar, eólica, biomassa e hídrica, com crescimento anual de 40%, 20%, 8% e 4% respectivamente. No período de 2008 a 2017 a geração de renováveis foi incrementada em 1.128GW [10].

Este desenvolvimento da geração de energia elétrica sobre as mencionadas fontes renováveis pode ser vista na Figura 1.5. Na Europa estão localizados a maioria dos países

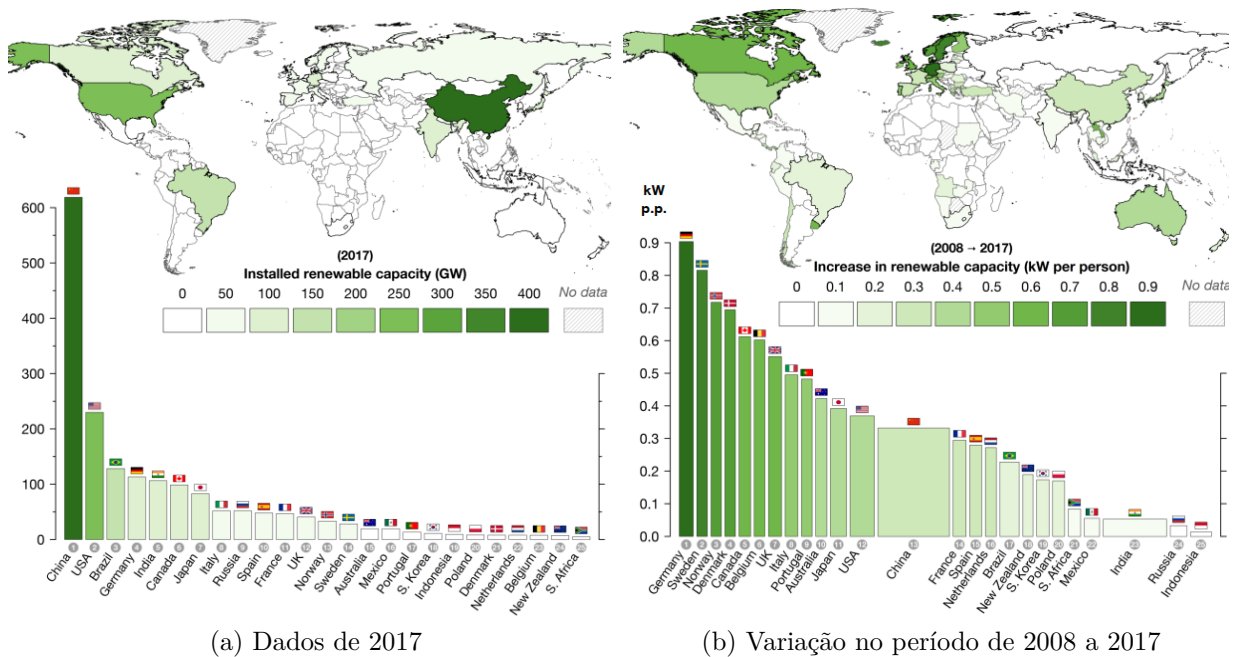


Figura 1.5 – Capacidade de renováveis instalada

Fonte – *Energy Revolution: Global Outlook*. (2018)

[10]

com maior geração elétrica por habitante advinda de fontes renováveis, conforme nos revela a Figura 1.5b.

Quase a totalidade dos 5 países que em 2017 tinham a maior capacidade instalada de geração de energia elétrica usando fontes renováveis apresentados na Figura 1.5a, não se apresentam em posição de destaque quando considerado a potência instalada por habitante em virtude do tamanho das populações, mas a posição de alguns deles na Figura 1.4b que mostra a redução da geração de energia elétrica do carvão para outra fonte menos nociva ao meio ambiente, mostra a preocupação ambiental dos mesmos.

Esta análise mostra que tiveram um grande avanço na busca de uma matriz energética mais sustentável, mas que devido ao tamanho de suas populações, ainda há muito a ser feito. Por outro lado, vê-se que a comunidade europeia juntamente com o Canadá são os países com maior geração de renováveis per capita.

Na Figura 1.5b, a largura da coluna representa a normalização da população dos países.

A Tabela 1.1 apresenta a progressão do consumo mundial de energia de distintas fontes durante a janela de 25 anos, indo de 1992 até 2017 e nos mostra que as fontes de geração solar e eólica foram as que mais cresceram no período analisado. Vale ressaltar que, antes de 1991, a geração de energia solar era insipiente ao ponto de aparecer como zero na fonte pesquisada, assim como, a geração energética de fonte eólica era para períodos

Tabela 1.1 – Consumo global por fonte energética de 1992 a 2017 em TWh

Ano	Fontes Fósseis				Nuclear	Fontes Renováveis			
	Carvão	Petróleo	GN	Bio. trad.		Hidr.	Eólica	Solar	Outras
1992	25.478,8	38.422,5	20.076,9	11.376,0	2.112,3	2.211,5	4,7	0,5	130,3
1993	25.580,9	38.179,4	20.275,1	11.510,7	2.185,0	2.344,3	5,7	0,6	134,7
1994	25.729,6	39.021,8	20.405,4	11.647,1	2.226,1	2.359,7	7,1	0,6	139,8
1995	25.867,9	39.555,4	21.121,8	11.785,1	2.322,6	2.489,0	8,3	0,6	145,6
1996	26.516,3	40.480,2	22.143,4	11.924,7	2.407,0	2.523,5	9,2	0,7	149,7
1997	26.549,7	41.544,7	22.082,1	12.066,0	2.390,5	2.569,6	12,0	0,8	161,0
1998	26.351,8	41.768,5	22.485,9	12.209,0	2.431,6	2.590,6	15,9	0,9	168,5
1999	26.492,8	42.510,1	23.107,6	12.414,1	2.524,5	2.608,3	21,2	1,0	177,1
2000	27.403,9	43.038,6	24.019,9	12.500,0	2.581,0	2.655,0	31,4	1,2	185,3
2001	27.851,1	43.421,1	24.367,1	12.500,0	2.653,8	2.586,7	38,4	1,5	191,0
2002	28.936,6	43.796,6	25.108,1	12.470,0	2.696,2	2.633,8	52,3	1,8	205,7
2003	31.475,6	44.803,2	25.769,2	12.328,7	2.641,6	2.629,4	62,9	2,3	217,2
2004	33.656,3	46.504,0	26.752,2	12.159,8	2.757,1	2.808,2	85,1	3,1	234,4
2005	36.118,9	47.115,7	27.537,1	12.076,1	2.769,0	2.918,1	104,1	4,2	254,4
2006	37.979,8	47.732,2	28.347,6	11.993,1	2.803,6	3.030,3	132,9	5,8	271,8
2007	40.143,9	48.471,7	29.580,3	11.910,7	2.746,5	3.079,8	170,7	7,9	294,3
2008	40.712,5	48.250,6	30.321,4	11.828,8	2.737,9	3.263,6	220,6	12,7	314,4
2009	40.088,3	47.422,4	29.477,9	11.747,4	2.699,2	3.253,6	275,9	21,1	338,2
2010	41.932,7	48.949,7	31.759,1	11.666,7	2.767,5	3.435,9	341,6	33,8	378,0
2011	43.949,0	49.455,3	32.410,4	11.553,4	2.651,8	3.503,2	436,8	65,2	397,5
2012	44.129,6	50.065,9	33.270,5	11.441,2	2.472,4	3.671,3	523,8	100,9	430,4
2013	44.953,0	50.698,4	33.714,9	11.330,1	2.491,7	3.798,0	645,7	139,0	464,0
2014	44.916,8	51.110,0	33.986,8	11.220,1	2.541,0	3.887,9	712,4	197,7	504,4
2015	43.786,8	52.053,3	34.741,9	11.111,1	2.575,7	3.891,4	831,8	260,0	538,2
2016	43.101,2	53.001,9	35.741,8	11.003,2	2.612,8	4.036,1	959,5	328,2	557,0
2017	43.397,1	53.752,3	36.704,0	10.895,3	2.635,6	4.059,9	1.122,7	442,6	586,2
Crescimento									
	70,3%	39,9%	82,8%	-4,2%	24,8%	83,6%	23.620,6%	94.352,4%	349,7%

Fonte – Adaptado pelo autor com dados de Energy Production & Chaging Energy Surces. (2019)

[9]

anteriores a 1985.

A dispersão da geração de energia elétrica provenientes de fontes renováveis não convencionais (solar e eólica) pelo mundo pode ser vista na Figura 1.6. Uma vez mais vê-se o esforço das duas grandes potências mundiais de geração e consumo energético despontando como principais atores na capacidade de geração instalada, tanto no que diz respeito a fonte eólica, Figura 1.6a, como a fonte solar, Figura 1.6b.

Agora entende-se como foi o comportamento da demanda energética no mundo desde o início do século XIX até o início do século XXI. Vê-se a explosão da demanda energética nos últimos 117 anos e como esta demanda energética foi suprida basicamente

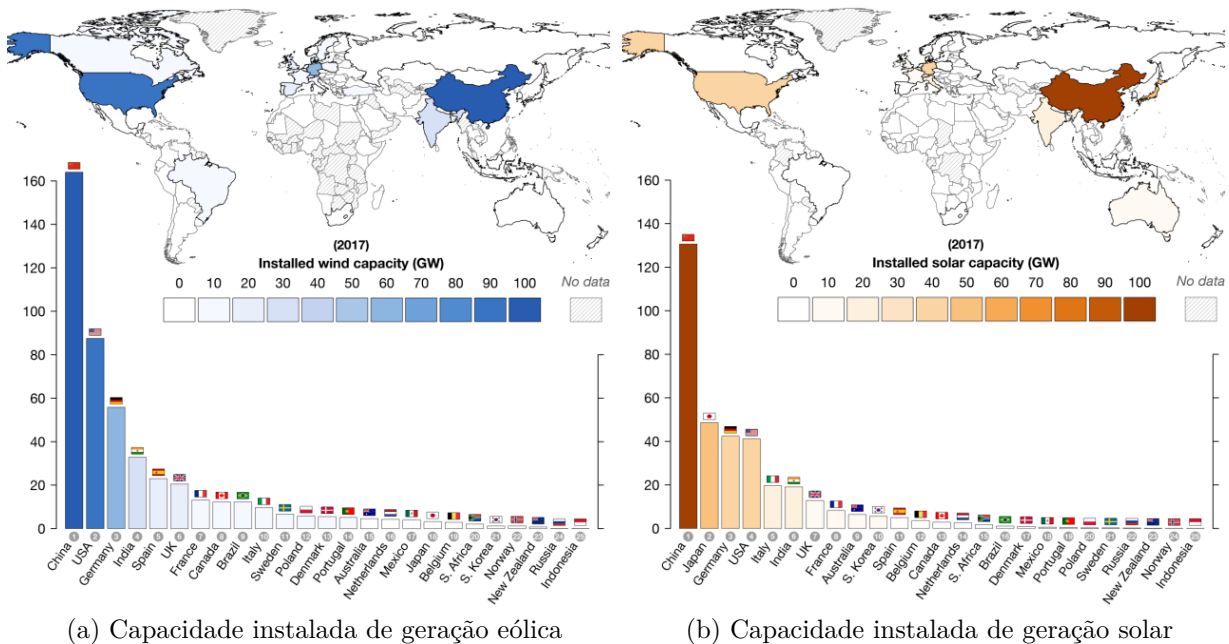


Figura 1.6 – Capacidade instalada de geração elétrica fontes não convencionais em 2017

Fonte – *Energy Revolution: Global Outlook*. (2018)

[10]

pela utilização de combustíveis fósseis como carvão, o petróleo e o gás natural. Também se viu algumas consequências do uso desta fonte energética que impactou o meio ambiente com uma massiva liberação de CO_2 , a um ponto que organismos internacionais como a ONU, se viu estimulada a mobilizar-se com a finalidade de montar uma estrutura de alerta aos formadores de opinião e fornecer subsídios aos tomadores de decisões para a elaboração de políticas que visassem evitar as possíveis consequências no meio ambiente.

A iniciativa da ONU estimulou alterações no perfil energético mundial, levando à substituição de fontes energéticas que mais agridem o meio ambiente por fontes mais adequadas, ao mesmo tempo que se tem o surgimento e consolidação de duas novas fontes energéticas. Estas duas fontes, que são denominadas não convencionais, são uns dos pilares deste trabalho justamente por uma das características que as levaram a serem assim denominadas. A importância desta característica para este trabalho será abordada quando da explanação das motivações que levou a execução do mesmo.

1.1.2 Veículos elétricos

Assim como para os *ICEVs* (Veículo com motor de combustão interna) é difícil precisar quando os *EVs* foram inventados, pois ainda no início do século 19 inventores nos EUA, Hungria e Holanda já faziam experimentos com veículos de propulsão elétrica com baterias, mas somente em 1890 é que o primeiro veículo considerado de sucesso foi produzido nos EUA. Alguns anos depois, Nova York tinha uma frota de cerca de 60

táxis elétricos e em 1900, os carros elétricos representavam 1/3 dos veículos em circulação nas ruas norte americanas mantendo uma proporção de 3:1 [15] se comparado com a quantidade de veículos a combustão e continuou assim por uma década [16]. Nesta época, a principal propulsão usada era a equina. Existiam ainda os carros que usavam o vapor para esta finalidade. Os carros elétricos eram preferidos aos carros a combustão por fatores como: facilidade de dirigibilidade, por não necessitar de tanto esforço físico para conduzir, para ligar e trocar marcha, por não ter uma exaustão mal cheirosa e por ser silencioso.

Em 1930 os *ICEVs* suplantaram os *EVs* (Veículos Elétricos) e estes nunca mais tiveram o desempenho mercadológico de antes. O sucesso dos *ICEVs* sobre os *EVs* deveu-se pela melhoria da tecnologia dos motores a combustão interna e à produção em massa empenhada pela Ford com o Modelo T, que fez com que os *ICEVs* ficassem mais acessíveis ao público médio promovendo uma melhora no nível de vida. Neste ponto os *ICEVs* eram melhores e mais baratos que os veículos concorrentes inclusive aos *EVs*. Em 1912, um Modelo T custava USD\$ 650 contra UDS\$1.750 de um *EV*. A baixa autonomia dos *EVs* também foi um problema pois não permitia viagens intermunicipais, assim como também o foi a falta de infraestrutura para a recarga dos veículos fora das cidades e da inexistência de uma rede de distribuição elétrica confiável. O encontro de petróleo no Texas em 1920 e o conseqüente barateamento e melhora da distribuição do combustível ajudaram a consolidar os *ICEVs* e levaram ao desaparecimento dos *EVs* por volta de 1935. [16]

Os *EVs* ficaram adormecidos até a crise do petróleo da década de 70 quando o governo americano voltou a se interessar pela tecnologia chegando a comprar 350 *EVs* para os correios. Mas a baixa autonomia, falta de infraestrutura de suporte, outras prioridades governamentais e as corporações envolvidas no projeto trataram de aquietar uma vez mais a tecnologia *EV*. [15]

No final da década de 90, a Honda introduziu no mercado americano o *Insight hybrid* que veio a ser o primeiro carro híbrido em solo norte americano desde o início do século XX, mas o carro híbrido que realmente fez a diferença, e que é considerado como o responsável pelo retorno dos carros elétricos, foi o Toyota Prius. Outras montadoras logo reagiram e também lançaram seus *EVs* com foco na tecnologia híbrida a qual permitia um carro mais econômico e com boa autonomia. A alta no valor do combustível, mas sobretudo a crescente conscientização ambiental e o fato de ter sido adotado por celebridades ecologicamente engajadas, ajudaram ao Prius a consolidar-se no mercado. [16]

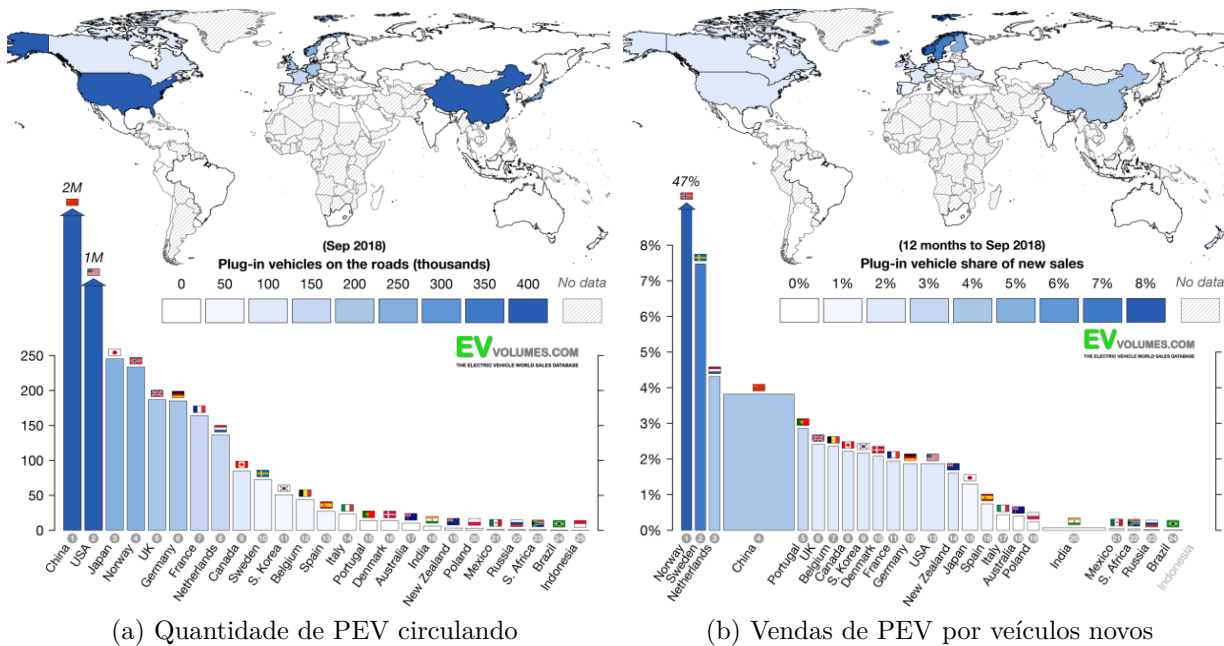
Em 2006, uma startup do vale do silício na Califórnia de nome Tesla promete um veículo puramente elétrico com autonomia de 320 km com uma única carga de bateria. O aparecimento da Tesla forçou outras empresas a também desenvolverem seus carros puramente elétricos. [16]

As Figuras 1.5b, 1.6a e 1.6b mostram que as populações da Europa são as que

melhor são atendidas no quesito de ter uma energia elétrica menos dependente do carbono, o que demonstra um maior grau de amadurecimento quanto às responsabilidades ambientais.

O processo de substituição do uso de uma energia dependente do carbono para uma menos dependente não se confina na seleção da fonte de energia a ser usada para a geração de energia elétrica. Uma outra frente que vem se abrindo, é a atuação nos meios de transporte com a substituição dos veículos a combustão que utilizam combustíveis como gasolina, diesel e etanol, este último não fóssil, por veículos elétricos providos de baterias. A utilização massiva de veículos elétricos associados a uma geração elétrica também com menor dependência do carbono, pode levar a uma redução expressiva do impacto ambiental, apesar da nossa crescente necessidade energética. Nos EUA, o setor de transporte consome algo como 35% de toda a energia gerada pelo país no ano e 97% desta energia consumida é de derivados de petróleo [17].

Em setembro de 2018 haviam mais de 4.5 milhões de veículos elétricos rodando pelo mundo, destes por volta de 65% eram elétricos (BEV)(Veículos Elétricos com Baterias).



(a) Quantidade de PEV circulando

(b) Vendas de PEV por veículos novos

Figura 1.7 – Mercado de veículos elétricos

Fonte – *Energy Revolution: Global Outlook*. (2018)
[10]

Na Figura 1.7, tem-se uma fotografia da dinâmica do mercado de veículos elétricos no mundo, em setembro de 2018. Assim como nas figuras anteriores, mostra a intensidade das alterações. Tem-se novamente a China e o EUA encabeçando as análises de quantidade de inserção de *PEVs* em seus mercados e, uma vez mais, de forma totalmente desproporcional onde o primeiro tem o dobro de veículos que o segundo, e este 4 (quatro)

vezes mais veículos que o terceiro, que tem 250 mil veículos circulando como mostrado na Figura 1.7a.

Entretanto, quando se verifica por bloco, uma vez mais, a Europa se mostra sólida na tendência de adoção dos *PEVs* [2], em países como Noruega, onde quase 50% dos novos veículos vendidos são *PEVs*, ou Suécia, com quase 8% dos veículos (que é o dobro da China) e aparece em quarto lugar que, por sua vez, é seguida de perto por quase todos os demais países da Europa e América do Norte, como demonstra a Figura 1.7b. A venda de veículos elétricos em 2017 ultrapassou a marca de 1.2 milhões de unidades [10]. É importante relatar que a venda de *PEV* está atrelada a políticas de implementação deste tipo de veículo pelos governos, seja com subsídios econômicos, como na Noruega e China, ou taxando a emissão de CO_2 dos carros, como na Suécia e Holanda [10].

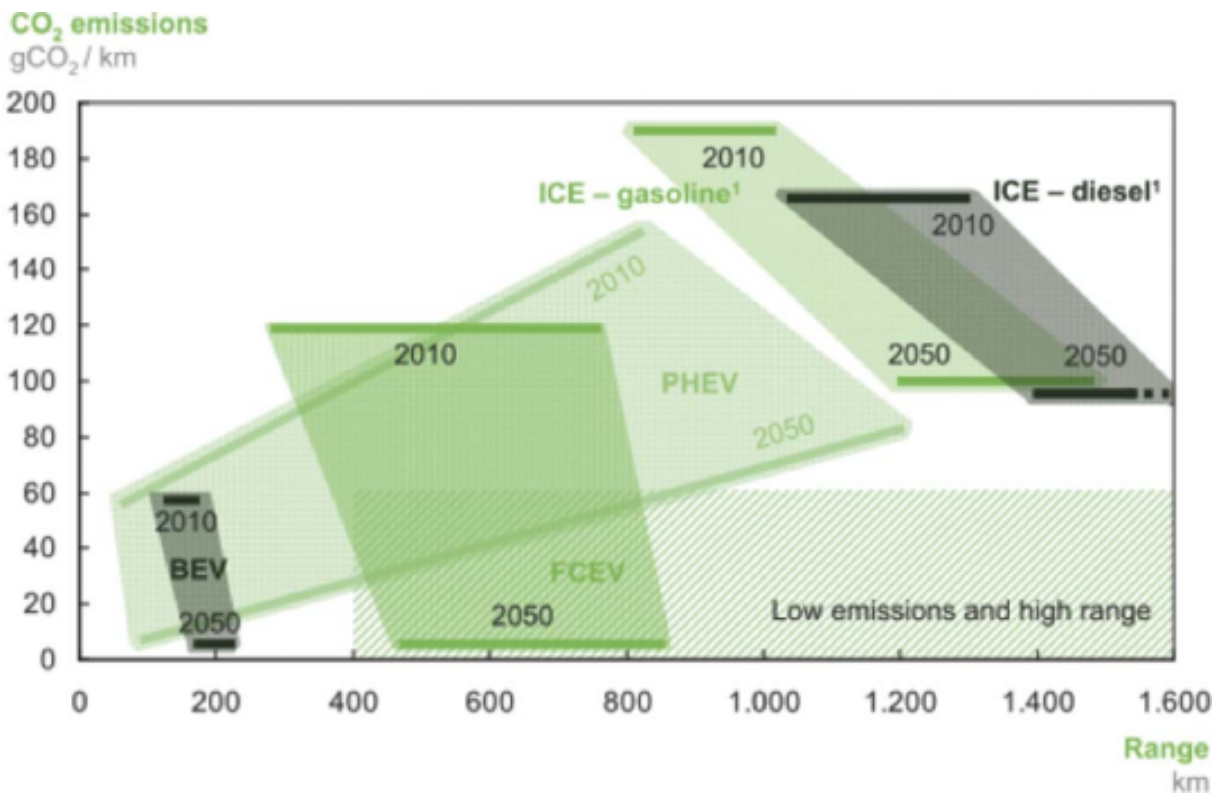
Nos anos de 2016 e 2017, uma pesquisa nos principais meios de comunicação como The Guardian, CNN Business, Independent, entre outros, mostrou uma tendência a opção de uso de *EVs* em detrimento aos *ICEVs* como ferramenta de combate à poluição. No caso, o Reino Unido deseja proibir a venda de veículos a diesel e gasolina em 2040 e em 2050, ter em circulação somente carros com emissão zero de poluentes. Já a França, também quer proibir a venda de carros a combustão até 2040 e a cidade de Nova Délhi pretende o mesmo que a França, mas em 2030. E a Noruega, tem como meta ter todos os carros lá vendidos, serem de emissão zero até o ano de 2025.

De acordo com a *IEA* outros países como Áustria, Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Japão, Portugal, Coréia do Sul e Espanha, também têm suas políticas de favorecimento do *EV* [18]. A própria *IEA* lançou em 2017 um programa chamado *EV30@30* que conta com o suporte de 29 empresas e tem 11 países como membros. Esta campanha busca promover o desenvolvimento dos *EVs* de forma a alcançar em 2030, que no mínimo 30% dos veículos novos vendidos sejam elétricos.

O mercado para os veículos elétricos foi construído a partir de um movimento de conscientização ambiental por parte dos consumidores, que aceitaram adotar um *EV* cuja tecnologia ainda é mais custosa que a de *ICEV*. Alguns países também elaboraram ferramentas para ajudar na disseminação dos *EVs* em seus territórios, seja por políticas específicas para este mercado ou na aplicação de subsídios. Apesar de todos estes esforços, salvo na Noruega, a taxa de renovação das frotas de *ICEVs* por *EVs* fica na faixa de 2% das vendas de veículos novos, o que projeta uma substituição muito lenta do parque automotivo.

Entretanto, algumas cidades e até países viram na substituição de *ICEV* por *EV* uma ferramenta de saúde pública na tarefa de melhoria da qualidade do ar nos grandes centros urbanos. A efetivação desta política levaria a um tipo de aplicação da tecnologia dos *EVs* em nichos urbanos e de uma forma muito massiva. A possibilidade da existência desta concentração de *EVs* em centros urbanos é outro ponto de suma importância neste

trabalho. Tal qual o aspecto energético será abordado no ataque das motivações deste trabalho.



No gráfico temos *BEV* - Veículo Elétrico com Bateria; *FCEV* - Veículo elétrico com célula de combustível; *PHEV* - Veículo Elétrico Híbrido; *ICE-gasoline* - Veículo de combustão interna a gasolina; *ICE-diesel* - Veículo de combustão interna a óleo diesel.

Figura 1.8 – Projeção de autonomia e emissão de CO_2 por tecnologia de transporte [2]

1.1.3 Baterias

A busca por uma bateria que fosse recarregável iniciou logo que as aplicações que usavam baterias começaram a necessitar de mais energia, o que significava baterias maiores, que por sua vez são mais difíceis de transportar e manusear devido principalmente ao seu peso, além de ser comercialmente inviável. Logo, ter uma bateria que fosse possível de ser recarregada parecia ser a solução nestes casos. [19]

No processo de recarga e descarga os íons de Li^+ viajam entre o ânodo e cátodo. A Figura 1.9 mostra as partes que compõem uma bateria. Tem-se os mencionados ânodo e cátodo, que são respectivamente seus polos negativos e positivos que estão imersos em eletrólito que é uma mistura de sal de lítio e solventes orgânicos [4] e que tem papel de condutor. Entre os dois polos há uma fina película geralmente plástica de polietileno ou polipropileno, que é uma estrutura isolante, resistente ao solvente e ao mesmo tempo permeável aos íons de Li^+ , que chamada de separador. [20]

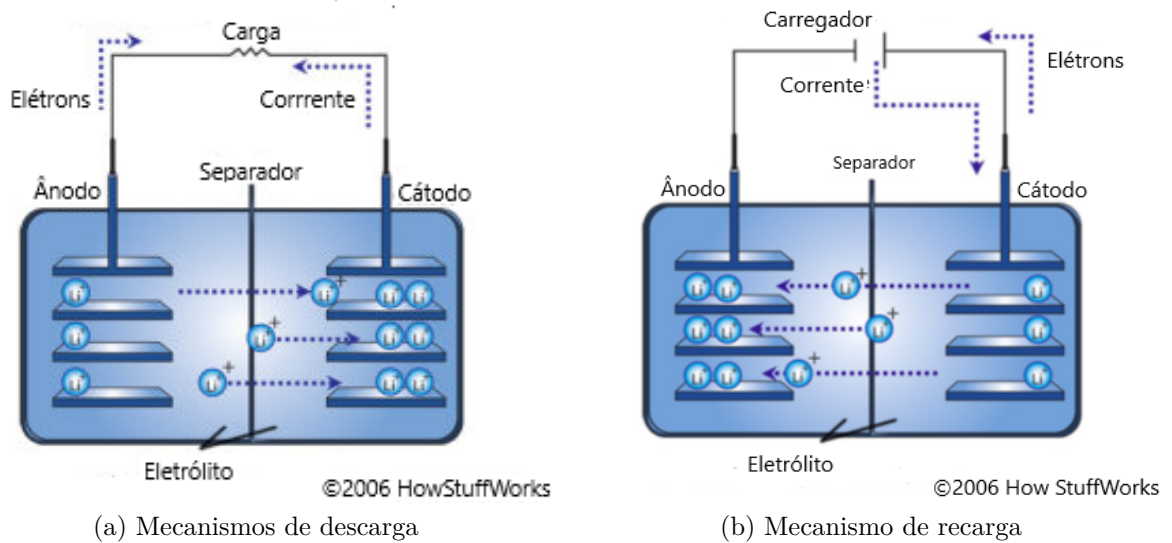


Figura 1.9 – Mecanismo de carga e descarga da bateria de *Li – ion*

Fonte – Adaptado pelo autor de - [21]

Durante a descarga, Figure 1.9a, o ânodo sofre uma oxidação, ou seja, ele perde elétrons para o cátodo e um fluxo de íons Li^+ viaja através do separador para encontrar com seu elétron no cátodo. Este processo gera uma corrente que, por convenção, flui do cátodo para o ânodo. Durante a recarga, Figura 1.9b, tem-se um movimento inverso, mas, para que isto ocorra, uma fonte de energia externa é colocada entre os polos forçando os elétrons votarem para o ânodo assim como os íons de Li^+ que atravessaram o separador em seu caminho de volta. [21] [17]

Em 1859 a primeira bateria recarregável foi inventada pelo físico francês Gaston Planté. A bateria de Gaston era de chumbo-ácido e esta tecnologia é usada até hoje. Em 1899 o sueco Waldmar Jungner inventou a bateria recarregável de níquel-cádmio *NiCd*, mas devido ao material usado, esta bateria era muito mais cara que a de Gaston. Dois anos mais tarde, Thomas Edison substituiu o cádmio por ferro e a essa nova bateria deu o nome de *NiFe*, que era mais barata que a bateria *NiCd* mas apresentava vários problemas como: baixa energia específica, baixa performance em baixas temperaturas e uma alta taxa de autodescarga. Estes problemas limitaram o sucesso da bateria. Somente em 1932, com o desenvolvimento da placa de polo sinterizada, que as baterias de *NiCd* conseguiram aumentar sua capacidade de carga e corrente, aumentando assim também sua longevidade. Em 1947, a tecnologia de selar a bateria foi dominada e com isto as baterias de *NiCd* reinaram sozinhas como sendo a única bateria recarregável para aplicações em aparelhos portáteis. [22]

Entretanto, as baterias de *NiCd* traziam um sério problema ambiental devido aos materiais pesados que utilizavam, o que levou, em 1990, ambientalistas europeus

começarem a protestar quanto ao uso desta bateria. Hoje na Europa ela foi quase que totalmente substituída pela bateria de níquel-metal hidreto *NiMH* que foi desenvolvida em 1989 e que é ambientalmente mais amigável.

As baterias de *NiMH* são bastantes sensíveis a sobrecarregamento e sobreaquecimento durante o processo de recarregamento. Portanto, por segurança, a corrente de recarregamento tem que ser controlada e não pode passar de certo nível o que leva a recarga a durar toda uma noite. É possível carregar mais rápido, mas sofisticados controladores têm que ser usados, neste caso algumas horas seriam suficientes [22]. Para usos onde as baterias estariam presentes em grande escala, a importância da segurança começa a tomar outra proporção.

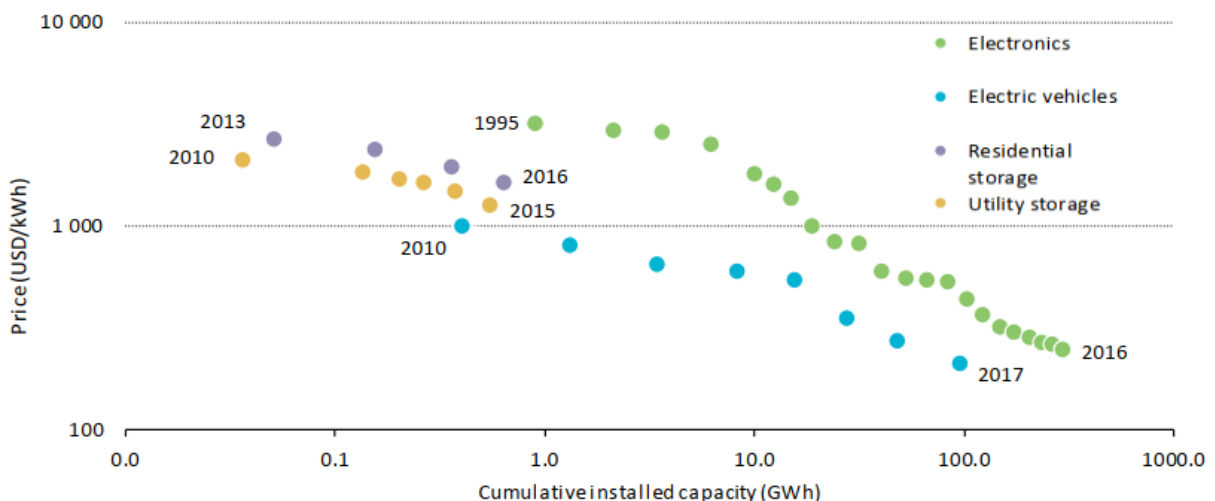
Normalmente, novas tecnologias necessitam de baterias recarregáveis que sejam mais seguras, leves, compactas e de maior capacidade. Para atender a estas demandas em 1980 teve-se o que se pode chamar de primeiro grande salto na evolução das baterias que foi o desenvolvimento das baterias de de íon-lítio *Li-ion*. O lítio é um dos elementos mais leves da tabela periódica e que contém um dos maiores potenciais eletroquímicos, portanto, sua utilização em baterias permite a obtenção das maiores tensões possíveis em baterias mais compactas e mais leves. Na bateria de *Li-ion*, o lítio é combinado com um metal de transição que pode ser o cobalto, o níquel, o manganês ou o ferro e o oxigênio para formar o cátodo. Durante o processo de carregamento quando uma tensão é aplicada, o *Li-ion* carregado migra do cátodo para o ânodo de grafite e se torna metal de lítio *Li+*. Por o lítio ter uma forte força eletroquímica para oxidar-se caso seja permitido, ele migra de volta ao cátodo para tornar-se *Li+* novamente retornando seus elétrons para voltarem ao metal de transição. Este movimento dos elétrons é que dá origem à corrente elétrica. Dependendo do metal de transição usado nas baterias de *Li-ion* pode-se obter uma célula de alta capacidade mas também seria uma célula mais reativa e mais susceptível a um fenômeno conhecido como *thermal runaway*. É o caso de muitas baterias de lítio cobalto óxido *LiCoO₂*, fabricadas nos anos 90, que pegaram fogo devido a este fenômeno.

O uso de nanotecnologia nas baterias pode ser considerado como sendo um segundo grande salto no desenvolvimento desta tecnologia. Ainda nos anos 90, esta tecnologia permitiu a confecção da bateria de lítio ferro fosfato *LiFePO₄* (ou lítio ferrofosfato *LFP*) quando se conseguiu introduzir nela um cátodo de *Li-ion* de escala nanométrica. Como este cátodo é termicamente estável, permite fabricar baterias de *LiFePO₄* seguras e em células de grandes formatos que podem ser carregadas e descarregadas rapidamente, abrindo todo um universo de utilização, indo desde ferramentas a *EV* ou *PHEV* até o armazenamento de energia de uma casa ou vizinhança. [19]

As primeiras baterias de *NiCd* tinham um problema crônico que se popularizou como sendo "*efeito memória*" da bateria. Era como se a bateria "lembrasse" da quantidade de carga que ela tinha e de quanta carga ela forneceu e somente recarregava-se daquele

montante de carga fornecido anteriormente. Por este comportamento a bateria necessitava de uma série de cuidados de utilização e recarregamento, pois não se queria abreviar sua vida útil por um problema de mal uso. Na verdade, este problema tem um fundamento químico, onde reações químicas acabam mudando as características físicas ou químicas dos componentes que formam a bateria. Posteriormente, uma alteração na forma de fabricar as baterias de *NiCd* reduziu este problema na bateria que a sucedeu, a *NiMH*, foi apresentada como quase livre do, não desejado, *efeito memória* e as baterias de lítio, posteriores às de níquel, foram apresentadas como totalmente livres do "*efeito memória*". Na verdade, nenhuma das baterias relatadas neste parágrafo está livre do efeito, o que conseguiu-se sim, foi uma drástica redução deste efeito. [23]

Neste trabalho, foi escolhida a bateria de $LiFePO_4$ como objeto de estudo. O motivo da escolha vem do fato de ser hoje a bateria em uso na grande maioria dos *EV* segundo Sarasketa-Zabala[1]. Existem muitos estudos de baterias de lítio com outros componentes que apresentam vantagens sobre a $LiFePO_4$ [24] mas, a *LFP* foi a escolhida para este trabalho.



Note: Os eixos estão em escala logarítmica. Por *Electronics* entende-se as células da baterias de produtos eletrônicos. Por *Electric vehicles* entende-se o conjunto de baterias dos EV. Por *Utility and Residential storage* entende-se as baterias mais o custo do conversor, projeto, compra e instalação.

Figura 1.10 – Evolução dos preços das baterias de Lithium-ion por segmento

Fonte – *Global EV Outlook 2018 - Towards cross-modal electrification*. (2018)
[18]

Na Figura 1.10, tem-se uma explicitação da evolução do preço das baterias de *Li-ion* em UDS/kWh no tempo segundo os mercados onde as baterias são usadas (Eletrônicos, *EV*, armazenamento residencial e armazenamento nas concessionárias) e de sobra, temos a capacidade de armazenamento em GWh instalada também por segmento de mercado. Chama a atenção, a quantidade de energia disponível nos veículos e nos eletrônicos sendo que este último é de 4 a 6 vezes maior que o anterior, já que as escalas dos eixos são logarítmicas.

Sabe-se agora como chegar à bateria de $LiFePO_2$ e de todo o caminho que a tecnologia de armazenamento de energia química percorreu até a LFO , sabe-se também, de alguns dos problemas das distintas baterias até a bateria em questão. Na Figura 1.10, o montante de energia já disponível nos veículos e eletrônicos. Esta disponibilidade de armazenamento de energia e sua utilização ocupa um local de destaque nas considerações que serão abordadas nas motivações deste trabalho.

1.2 Motivação da Proposta

Desde o final da segunda grande guerra, presencia-se uma revolução tecnológica nunca vista dada a velocidade com que as mudanças estão ocorrendo. Boa parte da responsabilidade desta revolução recai sobre o salto tecnológico na comunicação que aproximou pessoas, permitindo troca de experiências e conhecimentos de uma forma rápida e abrangente. A disponibilidade de energia também é um dos pilares desta revolução, pois permite a materialização do conhecimento adquirido.

A necessidade de desenvolvimento anda de mãos dadas com a necessidade de energia e a existência e a disponibilidades de uma ou outra fonte resultou no fomento de uma tecnologia frente a outra como no caso da escolha dos carros com *ICEV* ao *EV*. O movimento de conscientização ambiental resultou em ações coordenadas por instituições, como o pontapé dado pela ONU em 1972 para seu programa de cuidado do homem incluído no seu ambiente, ou seja, a terra, que depois de algumas etapas foi levada ao protocolo de Kyoto.

Todo este trabalho de renovar uma compreensão ambiental e a crise do petróleo da década de 70 teve um importante impacto no desenvolvimento da matriz energética, principalmente no tocante à geração de energia elétrica, com o crescimento da utilização de fontes de energia renováveis como a hídrica e o aparecimento de duas outras fontes renováveis a eólica e solar.

As fontes de energia solar e eólica tem duas características importantes para o desenvolvimento deste trabalho. Elas podem ser empregadas tanto em gerações de grande escala até em empreendimentos residenciais possibilitando o aparecimento da geração distribuída (GD). Na GD, a geração de energia elétrica não necessita mais estar concentrada em grandes e caras centrais para ser economicamente viável. A geração eólica ou solar pode ser instalada em uma residência para suprir parte ou a total necessidade energética da mesma. Outra característica que, vale tanto para a energia solar quanto para a energia eólica, é a sua imprevisibilidade. Diferentemente das fontes convencionais (as hídricas, nucleares e térmicas a combustível fóssil) que para gerar energia basta ter seu combustível, a geração eólica e a geração solar não permitem que se saiba com antecedência o montante de energia que poderá ser gerada, uma vez que, não temos como garantir a intensidade

do vento ou a incidência solar. Por este motivo, estas fontes são chamadas de fontes não convencionais ou não despacháveis.

Por mais que se possa fazer estudos estocásticos buscando prever a geração destas fontes, a imprevisibilidade pode chegar a gerar problemas, como falta de energia quando a previsão não se cumpre ou sobra de energia quando a previsão de geração é subestimada [25]. Tanto num caso como no outro, estes equívocos trazem problema para a operação do sistema e conseqüentemente, para a população atendida, já que a falta de geração pode significar corte de fornecimento para parte da população e sobra de energia pode significar uma energia de menor qualidade, como fornecimento de uma energia com tensão e frequência fora do limite estabelecido.

Mantendo tudo como está hoje, o problema somente se potencializa com a maior participação destas fontes não convencionais na matriz elétrica, ou seja, quanto maior a relação da equação 1.1, maior será a probabilidade dos riscos dos usuários da rede elétrica de sofrerem com os problemas de qualidade relatados, seja na frequência, na intensidade ou na duração dos mesmos.

$$\frac{\textit{Energia Não Convencional}}{\textit{Energia Convencional}} \quad (1.1)$$

Uma maneira de mitigar este problema é armazenar a energia que venha a sobrar num momento, para poder utilizá-la em um outro momento quando a mesma vier a faltar. Apesar de algumas das tecnologias para armazenar energia estar há muito disponível, a capacidade instalada esta aquém da necessidade. Como cada tecnologia tem uma característica própria, a implementação requer um estudo detalhado de factibilidade e possibilidade técnica. Uma das possibilidades de armazenamento é o uso de baterias recarregáveis que estão disponíveis desde meados do século XIX. Entretanto, ainda hoje, esta tecnologia é cara e com vida útil muito inferior às das fontes geradoras.

Quando a geração de energia elétrica por fontes pouco flexíveis de alteração da energia por ela gerada, como é o caso da energia nuclear, ou a energia gerada por fontes não despacháveis como a eólica e a solar, iguala ou mesmo ultrapassa a demanda, para se evitar que a sobra de energia cause problemas aos consumidores conectados à rede, usa-se de um artifício econômico para gerar demanda que é a diminuição do valor da energia ou mesmo chegar a um valor de tarifa negativo onde o consumidor chega a receber por utilizar a energia da rede. Indubitavelmente é uma situação inusitada, mas que ocorreu em locais como a Califórnia nos EUA, Reino Unido, Dinamarca, Bélgica, República Tcheca, Suíça e Alemanha entre os anos de 2017 e 2018 [26]. Em todos os casos a situação ocorreu devido ao excesso de geração de fontes não tradicionais.

Um outro fenômeno vem ocorrendo, em paralelo ao crescimento da disponibilidade de geração de energia elétrica por fontes não despacháveis, é o crescimento da frota de EVs. As políticas de meio ambiente têm buscado promover o crescimento da frota de EVs

nos grandes centros urbanos com a proibição de circulação de *ICEV*, na busca de uma melhora na qualidade do ar, pois os *ICEVs* são uma das grandes fontes de contaminação nos grandes centros urbanos, principalmente durante os congestionamentos. [27]

Em grandes centros, apesar dos congestionamentos, os *ICEVs* ficam boa parte do tempo parados sem fazer nada, ou seja, sem utilidade. Assumindo, que uma mudança tecnológica disruptiva, como a disponibilização de veículos autônomos, não venha a ocorrer concomitantemente com o crescimento da capacidade de geração de fontes não convencionais e a substituição dos *ICEVs* pelos *PEVs*, não há porque assumir que os *PEVs* não teriam também um perfil de utilização semelhantes aos *ICEVs*, ou seja, ficaram também boa parte do dia simplesmente esperando para serem usados.

Hoje as baterias que equipam os *PEVs* são de uma grande dispersão de capacidades de armazenamento de energia, indo desde baterias de 10 kWh a baterias de 100 kWh. Pensando nos grandes centros e suas frotas de *ICEV*, com a substituição dos mesmos por *PEV*, surgiria uma grande capacidade de armazenamento de energia que ficaria a maior parte do dia sem uso e que poderia ser aplicada para amortizar a imprevisibilidade das fontes eólica e solares.

Todos os *PEVs* terão a capacidade de atuar tanto como *G2V* como *V2G*, ou seja, os *PEVs* poderão tanto receber como fornecer energia à rede o que não é uma realidade hoje.

A concentração de veículos nos grandes centros traz a vantagem de ter a possibilidade de armazenamento perto do local de consumo. Vários estudos foram feitos, com respeito a melhor forma de recarregar as baterias sem comprometer o sistema elétrico [28], pois o mesmo potencial de armazenamento, que interessa para balancear a geração não despachável, torna-se um problema na hora da recarga caso todos decidirem fazer-lo ao mesmo tempo.

Este trabalho analisa outros aspectos da utilização dos *PEVs*, a contribuição proposta repousa sobre três aspectos.

- Verificação a viabilidade do uso da energia armazenada nas baterias com o intuito de fomentar maior estabilidade energética ao sistema;
- Explicitação dos coeficientes de ajuste que possibilitam a utilização de uma metodologia semi-empírica, para estimar a degradação da bateria utilizando grandeza de fácil obtenção e gestão. Estes coeficientes foram apresentados nas publicações [1], [29], [30] e [31] mas não explicitados, o que tornava impossível a utilização e aplicação da metodologia proposta nos mesmos;
- Exposição de como a utilização do *PEV* no conceito *V2G* e, posteriormente, *G2V* para repor a energia entregue impacta a quem investiu no veículo, que estará sendo

usado para o bem comum, contabilizando o impacto na redução da capacidade da bateria de seu bem, que significa diminuição de sua vida útil.

1.3 Revisão Bibliográfica

Vários trabalhos vêm tratando das tendências de aumento da participação de fontes renováveis não tradicionais, do aumento da frota de carros elétricos e da utilização de suas baterias para armazenar o excesso de geração para suprir o déficit. Muitos focam no impacto que o ato de carregar as baterias dos *PEVs* causam na rede, propondo estratégias e políticas para otimizar este processo. Outros trabalhos tratam do uso das baterias no fornecimento de serviços ancilares (como regulação de tensão e frequência e *Peak Shaving*), entre outras coisas, e o seu impacto no desgaste da bateria. Outros ainda verificam a viabilidade econômica deste fornecimento de serviços ancilares, segundo as possibilidades de contratos nos países em questão.

Uma análise das tecnologias usadas nos veículos e uma projeção do que se pode esperar com respeito ao combate da poluição é feita por [2], que analisa também a implementação dos veículos elétricos em vários mercados. Na Alemanha, em média, um carro anda de 60 a 70 km por dia segundo [32]. Ahmadian et al.[17] considera ser o *PEV* a opção mais prática para lidar com o problema da poluição gerada pelo transporte e também afirma que o carregamento dos *PEVs* estressará as redes de distribuição.

Um estudo do impacto que o recarregar das baterias dos *PEVs* podem trazer para o sistema elétrico é apresentado por [28], que propõe uma metodologia de como modelar e analisar a demanda que os *PEVs* imporão à rede de distribuição, permitindo a verificação da necessidade ou não de expansão da mesma.

Um sistema de otimização de gerenciamento energético em tempo real é apresentado por [33], utilizando uma metodologia de gestão de aprendizagem online que minimiza a necessidade de capacidade de armazenamento das baterias para a gestão da rede.

Dentre os motivos para estudar o uso das baterias dos carros para balancear a imprevisibilidade das gerações renováveis não tradicionais algumas se destacam. Uma é a tendência do crescimento da potência instalada destas fontes de geração. A outra é a tendência de crescimento da frota de *PEV* e que, segundo [34], [28], [32] e [17], ficar parada de 89% a 95% do tempo, o que permitiria dar a capacidade de armazenamento dos *PEVs* outro uso que não o de fornecer energia para o deslocamento e funcionamento do mesmo.

Sistemas de otimização como o apresentado por [35] e [36] estudam a possibilidade de usar as capacidades das baterias otimizando os processos de recarga e descarga. Uddin et al.[36] corrobora na importância que as baterias dos *EVs* podem ter no processo de

armazenagem de energia em um sistema com cada vez mais energia proveniente de fontes não tradicionais. Ao estudar a bateria $C_6/LiNiCoAlO_2$ e considerando variáveis como temperatura, *SoC* (State of Charge), *DoD* (Depth of Discharge) e *C-rate* (Continuous charge/discharge rate), conclui-se que o uso dos *PEVs* (Plug-in Electric Vehicle) no conceito *V2G* (Vehicle to Grid), segundo o processo de otimização proposto, incrementa a vida útil da bateria, quando comparado com usar a bateria somente para as funções do *PEV*.

Tratar a recarga do *PEV* abordando a perspectiva do seu proprietário e a implementação de cenários de recarga onde a rede de distribuição é menos agredida é a proposta de [37]. Ele sugere dividir com o proprietário ganhos financeiros, advindos da não necessidade de expansão da rede, em virtude da aceitação do mesmo em recarregar seu *PEV* sob algumas condições.

Uma sugestão de coordenação do processo de recarga dos *PEVs* de forma a otimizar a carga no sistema elétrico é apresentada por [38]. Ele desenvolveu um trabalho empírico de avaliação de baterias de *Li-ion* considerando *calendar ageing* e *cycle ageing*. No primeiro caso levando em conta o *SoC* e a temperatura da bateria e, no segundo, a temperatura e a corrente. Obteve um interessante resultado, onde um cenário de *V2G* leve conduziu a uma baixa deterioração da bateria. Entretanto, o modelo apresentado, segundo o autor, não serve para ser aplicado em condições onde a temperatura ou o *SoC* variem dinamicamente, como é o caso do uso do *PEV* na rotina do dia-a-dia.

O custo referente à degradação das baterias de *Li-ion* quando usadas como *V2G* é apresentado por [39]. Todos os fatores que influenciam no ciclo de vida da bateria são identificados, e o impacto de cada fator é investigado. O resultado é um modelo matemático geral do custo da degradação da capacidade de carga da bateria, referente ao processo de descarga e recarga pertinentes à sua aplicação em *V2G*. Uma proposta de otimização do processo de recarregamento dos *PEVs* usados para *V2G* é apresentada de forma a minimizar o desgaste da bateria.

Em uma linha semelhante, [34] apresenta uma análise do custo das baterias de *PEVs* quando utilizadas para armazenamento de energia em aplicação *V2G*. No trabalho, o custo decorre principalmente da maior frequência de descargas e recargas que a bateria é submetida, quando em um regime de *V2G*, além das temperaturas ambientes mais elevadas. Usa como parâmetros para a avaliação da degradação o regime de recarga-descarga, temperatura ambiente, profundidade de descarga e dados de desgaste fornecidos pelo fabricante do *PEV*.

Já Bishop et al.[40] faz uma análise da viabilidade de uso dos *PEVs* para prover serviços ancilares no conceito *V2G*. Usando o modelo de custo apresentado por Wang et al.[41], conclui-se que, segundo as regras de comercialização no Reino Unido, não é viável para o proprietário o fornecimento, pois, nos moldes das simulações feitas, não

compensaria a redução da vida da bateria em 1,7 anos dos 12 anos de expectativa.

Uma análise da possibilidade de retorno financeiro, é apresentado por Gough et al.[42] que sugere deixar o *PEV* disponível para fornecer energia em um local preparado para esta finalidade 3 vezes por semana por meia hora durante 10 anos. Foi considerado: os valores da energia "day-ahead" praticados no Reino Unido, os custos das instalações e a degradação da bateria. Para a estimação da degradação da bateria, é usada uma relação de ciclos de uso na condição *V2G* e na condição de uso normal do *PEV* como veículo.

Segundo [28] e [34], o custo da bateria representa mais de 50% do custo total do veículo. Metas de desempenho das baterias para 2050 são apresentados em [43], que projeta vida útil de 10 a 15 anos com 2000 a 3000 ciclos de descarregamento. Limita em 20% a perda de capacidade durante a vida útil, ou seja, é considerado o fim da vida útil de uma bateria quando sua capacidade alcança 80% da original [44].

Second Life é o nome que se dá para o uso de baterias de *PEV*, que chegaram ao final de sua vida útil, como itens de armazenamento estático do GRID. Esta investigação é apresentada por [45].

Uma proposta de usar baterias em conjunto com supercapacitores é vista em [46], com a finalidade de regular a intermitência da geração das *RES* (Renewable Energy Source). Já [47] propõe usar as baterias dos *PEVs* para compensar localmente a intermitência da geração eólica. Como os *PEVs* estão instalados nos barramentos próximos aos geradores, eles seriam os primeiros a atuarem, compensando a falta ou sobra de energia.

Segundo [25], as baterias dos *PEVs* são boas para fornecer serviço ancilar, promover a regulação de frequência devido à sua velocidade de resposta e para auxiliar no balanço energético [36]. Ahmadian et al.[17] afirma que as baterias dos *PEVs* podem fornecer regulação de frequência e despacho de renováveis, a regulação de tensão e amortecimento de pico (*peak shaving*) e ainda serem usadas para *DSM* (Demand Side Management). Entretanto, pelo montante de energia necessária para, por exemplo, prover a regulação de frequência, que é na casa de MWh, vários *PEVs* são necessários, assim estima [35].

Uma ideia de utilização da baterias dos *PEVs* que estariam todos localizados no mesmo local como fonte a ser usada em programa de resposta à demanda é feita por [48]. Neste cenário o proprietário do veículo seria reembolsado pelo desgaste causado pelo programa de resposta à demanda à bateria. Na proposta, foi usado um modelo simplificado de determinação da degradação da bateria considerando somente o *DoD* e *C-rate*.

Entretanto, o uso de *PEVs* para fornecer serviços ancilares degrada mais a bateria que o seu uso no veículo para alimentá-lo e movê-lo, devido *DoD* promovido pela rede, expõe Bishop et al.[49]. Segundo o mesmo, seria possível diminuir a degradação na bateria reduzindo-se o tempo que estaria fornecendo o serviço ou reduzindo-se a quantidade de

energia da bateria que estaria disponível para o mesmo, limitando-se assim o *DoD*.

Uma das formas mais populares de medir a vida útil de uma bateria é a contagem de quantas vezes a bateria vai de 100% de carga para 0% e volta a 100% (o que define um ciclo) [17]. Em seu trabalho, [5] apresenta um estudo que mostra que talvez esta não seja a forma mais correta de se identificar a vida útil de uma bateria. Uma revisão do mecanismo de degradação das baterias de lítio é apresentada em [50].

Uma comparação de diversas formas publicadas para avaliar a degradação das baterias de $LiFePO_4$ foi feita por [20]. Seu trabalho constata que os modelos de base física são os que apresentam melhor precisão na contabilização da perda de capacidade da bateria e com um erro menor que 10%. Entretanto, os modelos físicos são 20x mais lentos que os modelos empíricos e 134x mais lentos que os modelos semi-empíricos, o que os tornam inviáveis para uso no desenvolvimento de algoritmos, e os últimos, os mais adequados pela velocidade de processamento.

Um modelo matemático único foi apresentado por [41] para contabilizar a perda de capacidade de uma bateria $LiFePO_4$. É único pois não dividiu o processo de degradação entre *calendar ageing* e *cycle ageing*. Foram feitas simulações usando diferentes *C-rate* e constatou-se que para baixos *C-rate* o *DoD* tem baixa interferência na degradação, se comparado com temperatura e tempo, mas com altos *C-rate*, o *DoD* torna-se mais importante. Apresenta um modelo matemático para determinar a degradação da bateria cuja constante tem que ser mudada para cada *C-rate* avaliado. Não foi pesquisado a constante para 1C.

O impacto do *DoD* e temperatura na degradação da bateria também foi estudado por [28] mas a influência do *C-rate* não fez parte do estudo.

Um modelo semi-empírico de degradação de diferentes bateria de *Li-ion* são apresentados por Andersson et al.[44]. Neste, os coeficientes são obtidos tomando por base dados fornecidos pelos fabricantes das baterias. O seu trabalho, demonstra qual o dano que a bateria sofre quando usada na prestação de serviços auxiliares, como controle de frequência.

Um minucioso e detalhado estudo de *calendar ageing* de bateria tipo de $LiFePO_4$ foi feito por [51]. Nos resultados apresentados, consideram-se variáveis como temperatura e *SoC* fixos. Afirma que o trabalho apresentado por [1] tem uma grande precisão mas a não disponibilização os parâmetros de ajustes usados na equação apresentada a tornam inaplicável.

Em seu trabalho de doutorado, Sarasketa-Zabala[1] apresenta um modelo semi-empírico que possibilita a determinação da deterioração da bateria de $LiFeO_4$ com respeito ao tempo, *Calendar Ageing* [29], que é em função da temperatura e *SoC* e também com respeito a utilização da bateria, *Cycle Ageing* [30], que em função de *DoD* e da

corrente que passa pela bateria Ah . Depois juntam-se as deteriorações no que chama de modelo completo [31].

1.4 Organização do trabalho

No capítulo 1 é apresentada uma contextualização de aspectos chaves do trabalho, uma introdução ao problema que será abordado e apresentado e o que já foi publicado sobre o ponto principal da proposta de trabalho e faz-se uma reflexão sobre o aspecto social da aplicação de um conceito $V2G$ em que um bem particular é usado para o bem comunitário sendo que para isto o mesmo será submetido a um desgaste irreversível trazendo, portanto, custos para o proprietário. A reflexão aborda motivações, consequências e benefícios esperados com respeito ao que o inspira a tomar a decisão, como gostaria de o ver implementado e como acredita que será feito..

No capítulo 2 serão detalhados aspectos funcionais, operacionais e modelagem matemática relacionados ao desgaste das baterias. Assim como serão abordados os veículos elétricos e suas características relevantes para este trabalho como o processo de carregamento, alguns cuidados quanto ao processo de gerenciamento da bateria e uma discussão sobre o $V2G$. Falar-se-á também sobre as energias renováveis não tradicionais de origem solar e eólica. Será apresentado com o modelo matemático para simular a geração destas fontes foram elaborados.

No capítulo 3 se apresentará a metodologia utilizada no trabalho.

No capítulo 4 serão apresentados os resultados obtidos dos ensaios realizados.

No capítulo 5 serão apresentadas as conclusões a que se chegou com este trabalho propondo trabalhos futuros que podem utilizar este como base.

1.5 Aspecto social

Introdução

Em virtude da complexidade de uma análise detalhada dos aspectos sociais da implementação de $V2G$, analisar-se-á, de forma superficial, os aspectos sociais que levariam a um proprietário de um PEV a deixar um bem ser usado como um ativo da rede elétrica em um modelo $V2G$ e, assim, promover benefícios sociais de uma forma onde não controlará quem se beneficiará, ou seja, o veículo privado, que pode ser considerado como um equipamento de viés egocêntrico, já que afasta os ocupantes do uso do transporte público e que, geralmente, beneficia o dono e/ou os que este deseje. Com o $V2G$, o benefício estará agora disponível para toda uma comunidade e o alcance do mesmo estaria limitado

por outras regras que estão fora do controle do proprietário, mas sob as características da rede e de suas diretrizes de operação.

Para tanto, utiliza-se a estrutura da Tabela 1.2, que permitirá analisar a ética envolvida no tema apresentado sob diferentes aspectos e pontos de vista.

	Inspiração	Sonho	Prática
Motivação	O que inspira os envolvidos	Como implementar	Como pode ser implementado
Consequência	Consequência da ideia	Maximização das consequências	Consequências da implementação
Benefício	Benefícios da ideia	Maximização dos benefícios	Benefícios esperados

Tabela 1.2 – Guia para análise do aspecto social

1.5.1 Abordando a Motivação

O dever pode ser entendido como sendo o motivo que leva o proprietário a considerar o emprego do *V2G* no seu bem.

1.5.1.1 Inspiração

O que motivaria um proprietário submeter seu patrimônio ao *V2G*.

Um proprietário deixaria seu bem ser usado e em um conceito *V2G* se esta ação lhe trouxer algum tipo de benefício? Este retorno é necessário, pois o uso do *V2G* submeterá seu veículo a ser irreversivelmente deteriorado. O benefício pode ser físico, emocional ou pecuniário. Um benefício físico pode ser uma melhoria da sua condição de vida por poder ter acesso a uma suprimento energético mais estável e de melhor qualidade. Um benefício emocional poderá ser o sentimento de estar promovendo um bem a sociedade onde outras pessoas estariam desfrutando de um suprimento energético de maior qualidade. O benefício pecuniário vem de ter um retorno financeiro maior que o investimento feito, de tal forma que não arcaria com nenhum ônus com o seu investimento. Estes benefícios podem ocorrer individualmente ou não. Por dois dos três benefícios serem de fundo perceptivo e de difícil quantificação, o sentimento de bem estar causado pelo conjunto supera o sentimento causado por cada um individualmente.

1.5.1.2 Sonho

Quais condições devem estar presentes para que queira promover o *V2G*

Para ser possível que um proprietário disponibilize seu bem para o uso social, no conceito *V2G*, obstáculos devem ser suplantados. Um ponto relevante nesta tarefa é a

definição de quais seriam os obstáculos, pois, como estamos lidando com uma inovação de uso, questões de todas as estirpes estão por revelar-se e corremos o risco de não termos respostas para elas. Com a bagagem adquirida até o momento com situações similares, podemos ressaltar alguns pontos e, com isto, tentar antever ações a serem tomadas. As dividiria em três enfoques: regulatório, técnico e emotivo.

Do lado regulatório é necessário a existência de uma legislação e um marco legal que possibilite regular e controlar as condições para a implementação do *V2G*.

Tecnicamente, é necessário que sejam definidas condições físicas para a implementação do *V2G*, como um local onde este poderá ser implementado, ou condições de comunicação como definição dos protocolos de conexão.

Do lado emotivo, que exista um ambiente onde o ganho social possa ser reconhecido e que seja fruto de uma escolha do proprietário e não uma imposição de qualquer tipo.

1.5.1.3 Prática

O que deve estar presente para a efetivação do *V2G*

Os mesmos obstáculos analisados anteriormente podem ser colocados sob o holofote da prática. Como dos três enfoques mencionados o aspecto técnico e lado legal do ponto regulatório ainda estão totalmente por fazer-se, fica possível somente uma análise dos aspectos regulatório e emotivo.

Emocionalmente, em processos longos e que envolvem muitos atores, a situação de satisfação pessoal pode ser substituída por uma situação onde pode reinar certo nível de insegurança.

O aspecto regulatório tira da mão do proprietário o controle do seu bem e, por consequência, o controle sob o benefício que o mesmo pode fornecer, pois é o operador do sistema elétrico que decidirá se e quando o *PEV* contribuirá para a rede. A regulação deixa com o proprietário somente a decisão de participar ou não do *V2G* e, uma vez tomada a decisão o controle dos benefícios vai para as mãos do operador do sistema.

Este pode ser um fato gerador de estresse para o proprietário, já que foi justamente o poder usufruir do benefício que seu bem pode lhe dar é que o levou a adquirir o *PEV*.

O respeito da satisfação do proprietário está intimamente ligado à definição e implementação dos aspectos legais e técnicos

1.5.2 Abordando as Consequências

Este ponto é bastante auto explicativo. Analisaremos os frutos das distintas perspectivas apresentadas.

1.5.2.1 Inspiração

Buscar uma maior utilidade (*V2G*) para um bem privado

Enfrentar o desafio de ousar dar uma utilidade não trivial a um bem privado acaba por criar toda uma gama de expectativas na vida do proprietário, e o cumprimento, ou não, delas serão certamente um estopim para sentimentos de realização pessoal ou de frustração. Assim como na motivação, o que se tem no final é uma mescla de sentimentos que podem ser considerados positivos ou negativos pelo proprietário, dependendo da forma como este pondera a importância dos benefícios entre si.

1.5.2.2 Sonho

Consequências esperadas da implementação do *V2G*

A falta de experiência no que está sendo proposto apresenta um desafio interessante: o de desenvolver toda uma estrutura técnica, abrangente e facilmente replicável para qualquer parte onde seja considerada útil.

Os aspectos regulatórios e legais são, por suas características inerentes, constituídos de valores que tem ligações muito fortes com os costumes e culturas de onde são aplicados. Portanto, apresentam muito pouca visibilidade de serem reproduzidos em sua íntegra.

Todavia, a possibilidade de um estudo amplo e democrático das melhores formas de como possibilitar a sua implementação em um contexto mais abrangente é, por si só, uma possibilidade excitante e inspiradora para os que buscam produtos, soluções e utilidades abrangentes.

1.5.2.3 Prática

Como implementar *V2G*

Alguma tecnologia e regulamentação já existe e está disponível para a implementação do conceito (*V2G*). Este fato pode permitir a implementação do projeto piloto, que é uma ferramenta importante na busca de um melhor entendimento funcional e comportamental tanto dos beneficiados quanto dos proprietários assim como dos operadores que estariam tendo que lidar com situações novas. Situações como estas poderiam não ser adequadamente respondidas com a experiência disponível, pois podem desafiar conceitos consolidados.

Vê-se que os aspectos apresentados são de cunho muito técnico, ficando a satisfação dos aspectos emotivos prejudicados de seu total alcance e restringidos à satisfação pessoal de estar participando de algo que desbrava novos horizontes, sem que o objetivo inicial de promover uma interação ganha-ganha com a comunidade seja foco neste estágio.

Crescimento conceitual, com contato com tecnologia de ponta, e operacional, com

testes em campo das mais diversas filosofias de instalações, é uma consequência deste tipo de abordagem prática.

1.5.3 Abordando os Benefícios

Nesta seção, analisa-se quais os ganhos passíveis de serem angariados sob foco de cada perspectiva, sempre buscando possíveis benefícios por ousar aplicar um bem em uma situação para o qual não foi projetado, como é o caso do problema proposto.

1.5.3.1 Inspiração

O que esperar de *V2G*

O benefício do uso de um *PEV* em um *V2G* pode ser analisado sob 3 perspectivas: a do proprietário, a da comunidade em que estes serão inseridos e a do operador do sistema.

O benefício do proprietário vem de poder dar um uso mais abrangente ao seu bem e proporcionar um bem à comunidade onde está inserido sem ter que arcar com o custo dele.

O benefício da comunidade advém de poder usufruir de um fornecimento elétrico de maior qualidade.

O benefício do operador repousa sobre poder contar com um reforço de um ativo de alto valor agregado, que ajuda a dar mais estabilidade na rede em caso de necessidade.

Obviamente, o benefício da comunidade e do proprietário dependem de ser possível o encontro de uma área de equilíbrio em que as expectativas destes dois elementos sejam satisfeitas.

1.5.3.2 Sonho

Quais grandes benefícios poderiam ser usufruídos

Assumindo que exista uma situação onde seja possível obter um equilíbrio entre as expectativas de todos os agentes do processo e que a busca desta situação seja feita de uma forma que exista uma coordenação do desenvolvimento da tecnologia e de aspectos regulatórios e legais, lograria-se a obtenção do maior benefício para todos os envolvidos, visto que com o investimento otimizado, seria necessário menos tempo para a implementação do projeto, maximizando-se, assim, os benefícios para a comunidade, o retorno sobre o investimento feito pelo proprietário seria resguardado e o operador do sistema teria mais flexibilidade de gerir as condições de demanda da rede em um grau maior de contingências sempre, sem comprometer a qualidade do fornecimento do seu serviço além do que lhe é autorizado.

1.5.3.3 Prática

Quais são os benefícios do *V2G* que espero obter

O compartilhamento das expectativas, experiências e lições aprendidas gera um ambiente onde os agentes admiram as ações uns dos outros e buscam uma abordagem sob uma perspectiva ainda não estudada, tornando-se assim este processo um centro de desenvolvimento de tecnologia e de toda uma nova forma de relacionamento onde benefícios sejam maximizados e apropriadamente distribuídos.

Conclusão

Todo processo de tomada de decisão é caracterizado por: alternativas de decisão, estado da natureza e resultados. As alternativas de decisão são as possíveis diferentes estratégias que o decisor pode utilizar. Os estados da natureza referem a eventos futuros que podem ocorrer e que são mutualmente exclusivos e que o decisor não tem controle sobre eles. O resultado é o que obtém da decisão tomada. [52]

Como pode-se ver, o processo de tomada de decisão em submeter, ou não, um bem particular para uma situação que possa gerar um benefício social é uma tarefa complexa envolvendo muitas vezes aspectos de caráter subjetivo em que as relações entre as opções esta relacionado com valores e de cunho pessoal e portanto a forma de como será tomada a decisão pode variar muito de um proprietário a outro ainda mais quando a decisão envolve depreciação do bem.

Não é o mesmo disponibilizar um terreno que não se está usando para uma horta comunitária que aceitar que seu *PEV* participe de um *V2G* devido ao mencionado desgaste do bem.

Para estudar o comportamento do desgaste de uma bateria de *LFP* e poder quantificar o desgaste que sofrerá o bem quando atuando em *V2G* é que ver-se-á no capítulo seguinte uma metodologia semi-empírica de como avaliar o desgaste deste tipo de bateria segundo a sua utilização.

2 Baterias Veículos e Renováveis

2.1 Baterias

Bateria é um dispositivo que transforma energia química em energia elétrica e, quando a mesma é recarregável, promove a transformação de energia elétrica em energia química [53]. O glossário e definições a seguir, ajudarão no melhor entendimento do texto deste capítulo.

2.1.1 Glossário e definições

SoC Quantidade de energia disponível na bateria indicada como percentual da capacidade máxima desta. [17, 53]

DoD Quantidade da energia da bateria que foi descarregada em um processo. Alguns autores colocam que o *DoD* é a contraparte do *SoC* [17]. Isto somente é verdade quando a bateria sai de 100% e um único processo de descarregamento é considerado, ou seja, a bateria sai 100% descarrega 30% e fica com 70%. Neste caso, o *DoD* é 30% e o novo *SoC* é de 70%, portanto, *DoD* e *SoC* são complementares. Caso esta mesma bateria venha a ser usada novamente, consumindo 20% de sua energia total, ou seja, *DoD* de 20% (20% de 100% e não 20% de 70%), ter-se-á um *SoC* de 50%. [17]

C-rate É a corrente de descarregamento ou carregamento da bateria com respeito a sua corrente nominal. Considere uma bateria de 15Ah. Se ela for usada para alimentar uma carga que consuma 15Ah, isto seria 1C. Agora, se a carga consome 30Ah, isto seria 2C e, se a carga necessita de 5Ah, teremos $C/3$ [17]. Esta é a definição que usamos neste trabalho. Existem outras definições de *C-rate*, onde 1C seria a corrente que descarrega a bateria em 1 hora e 2C a que a descarrega em 30 minutos e, conseqüentemente, $C/3$ a que descarrega a bateria em 3 horas [53]. A definição do *C-rate* é importante pois, normaliza e possibilita a comparação de capacidade de baterias que normalmente são muito diferentes entre si [53]. Como salientado, neste trabalho, foi usada a primeira definição por a considerar mais adequada quando aplicada a baterias formadas por várias células de baterias como é o caso do *PEV*.

Tensão de corte É a mínima tensão admissível da bateria. Quando a bateria alcança esta tensão, é considerada vazia. [53]

Energia nominal (Wh) Quantidade de Wh que a bateria pode fornecer quando descarregada a um determinado C -rate desde o SoC de 100% até a tensão de corte. A energia nominal diminui com o incremento do C -rate. [53]

Capacidade nominal Ah É a quantidade de Amperes-hora disponível quando a bateria é descarregada a um determinado C -rate de um Soc de 100% à tensão de corte. A capacidade é calculada multiplicando-se a corrente dada em ampères pelo tempo de descarregamento dado em horas. Como é de se esperar, a capacidade decresce com o incremento do C -rate. [53]

Energia específica (Wh/kg) É a energia nominal dividida pela massa da bateria, É dependente da embalagem da bateria e de sua composição química. [17]

Potência específica W/kg É a máxima potência disponível dividida pela massa da bateria. Assim como a energia específica, depende da composição química da bateria e de sua embalagem. [17]

Densidade de energia Wh/L É dada pela divisão da energia nominal sobre o volume em litros da bateria. Também depende da embalagem e composição química da bateria. [17]

Densidade de potência W/L É a divisão da potência nominal da bateria pelo seu volume em litros. Como a densidade de energia, depende da composição química da bateria e da embalagem. [17]

Capacity fade É a redução da capacidade energética que a bateria sofre durante sua vida [17]. Está intimamente ligada à deterioração do eletrólito. [50]

Power fade É a redução da capacidade de fornecer potência que a bateria sofre durante o período de operação. Esta redução está ligada ao incremento da resistência interna da bateria. [17]

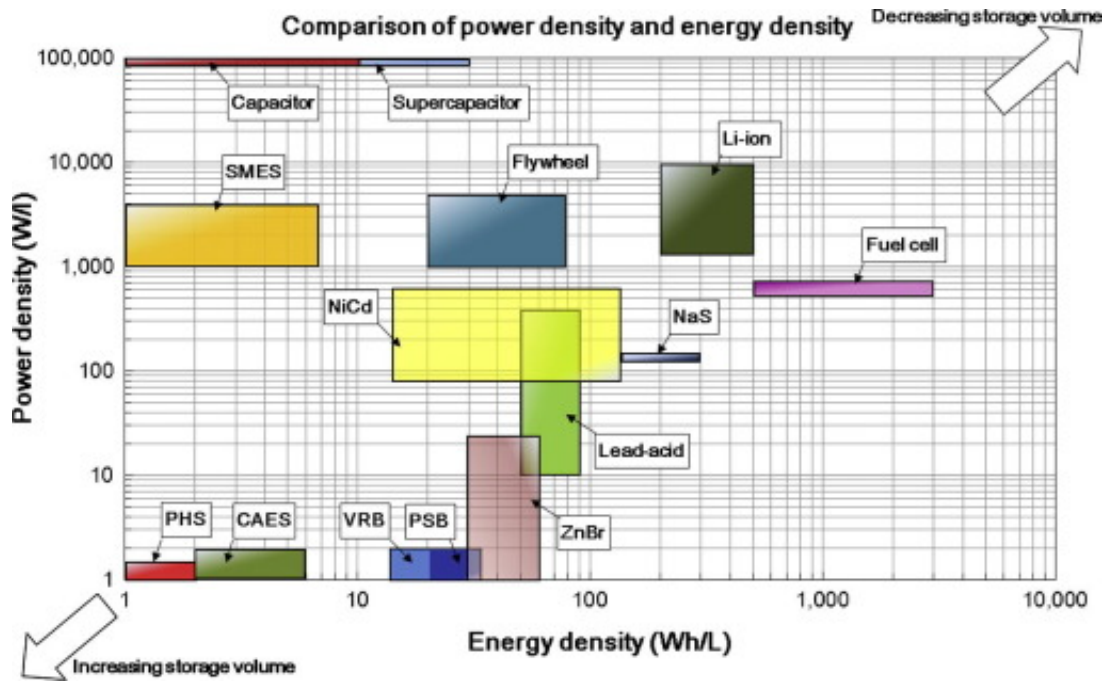
O motivo de alguns itens dependerem da composição química da bateria deve-se basicamente a dois fatores: a capacidade de fornecer potência ou energia devido as características das reações químicas geradas e pelo peso molecular dos componentes que vão compor a bateria.

Obviamente existem outras definições para as baterias, entretanto, as mesmas não são relevantes para os aspectos abordados neste trabalho.

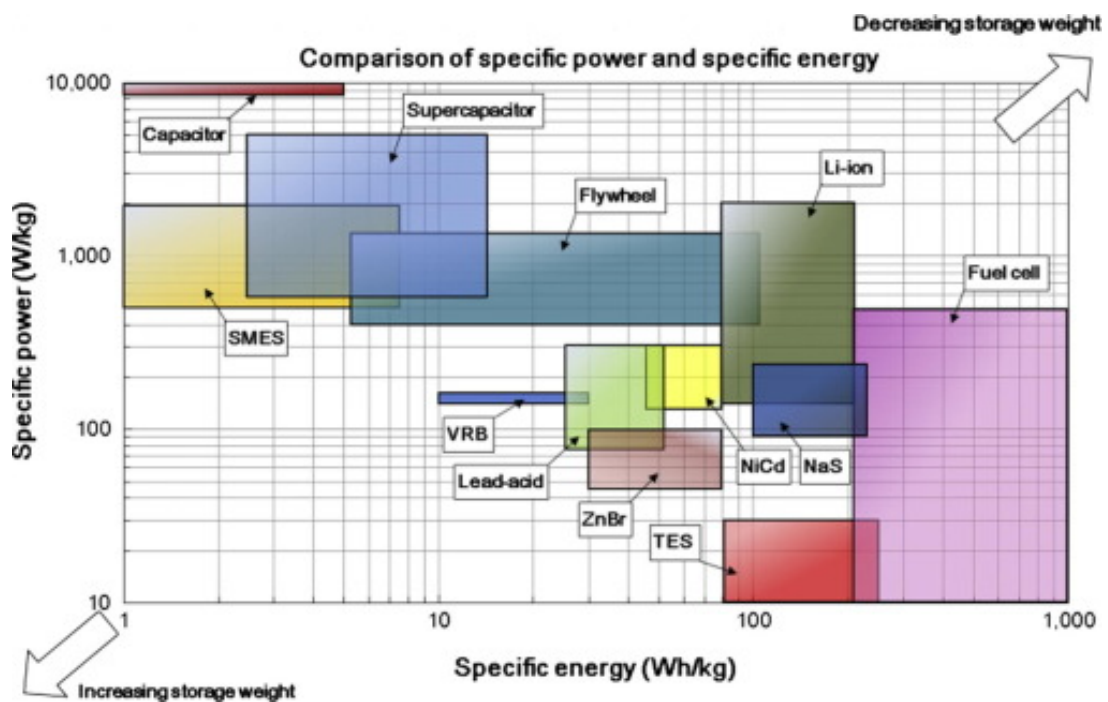
Comparativos com as baterias

As baterias de chumbo-ácido, níquel-metal hidreto $NiMH$ e íons-lítio têm sido as três principais tecnologias de baterias usadas nos $PEVs$, devido suas características de segurança, preço, desempenho e capacidade. A chumbo-ácido é a mais antiga e de tecnologia

mais madura das três e, por isto, foi a primeira a ser usada nos Electric Vehicle *EV*. As baterias de *NiMH* são melhores que as de chumbo-ácido para serem usadas nos *EV* pois, apesar da menor eficiência (60-70%) contra (50-92%) na recarga/descarga, sua maior vida útil, quando usada adequadamente, e densidade de energia fazem toda diferença. Apesar disto, por terem a maior densidade de energia entre as baterias comerciais, as baterias de íon-lítio são as que hoje equipam a quase totalidade dos *PEVs*. [34]



(a) Densidade de Energia (W/L)



(b) Energia específica (Wh/kg)

Figura 2.1 – Comparações de energias por potências [3]

Na Figura 2.1, tem-se comparações de energia x potência de diversas tecnologias de armazenamento de energia. Na Figura 2.1a, tanto as energias quanto as potências são divididas pelo volume que cada tecnologia ocupa. Como indicado, quanto mais para cima e à direita estiver localizada a tecnologia, menor será o volume ocupado por ela e, indo no sentido contrário, tem-se as tecnologias que necessitam de mais espaço para a sua implementação. Verifica-se que os capacitores e supercapacitores são imbatíveis no quesito densidade de potência, mas lhes falta densidade de energia, ou seja, descarregam-se muito rapidamente. Por outro lado, as células de combustível conseguem fornecer energia por mais tempo mas com uma potência menor considerando-se seu volume.

Neste cenário, vê-se as baterias de íons-lítio muito bem localizadas pois, apesar de ter 10 vezes menos densidade de potência que os capacitores e supercapacitores, ainda é a tecnologia com a terceira maior densidade de potência dentre as apresentadas, incluindo um diferencial de ter uma densidade de energia quase 17 vezes maior. Comparando-se com a célula de combustível, a bateria de *Li – ion* tem somente 25% da densidade de energia mas, dentre as tecnologias apresentadas, é a de segunda maior densidade de energia, Por outro lado, tem uma densidade de potência 15 vezes superior.

Na Figura 2.1b, faz-se uma comparação semelhante à da Figura 2.1a, porém, agora dividindo não pelo volume, mas pela massa de cada tecnologia. Esta análise revela a mobilidade de cada tecnologia. Uma vez mais, as baterias de *Li – ion* não são as melhores no quesito potência específica nem energia específica, mas são as que estão mais próximas no canto superior direito. Deste modo, sua tecnologia de armazenamento é mais leve, o que a favorece para uso em veículos, já que é a que tem o melhor balanço potência x energia x peso.

Na década de 80, investiu-se muito no desenvolvimento de um cátodo para as bateria de *li – ion*, que começou a ser comercialmente viável no início da década de 90, Com o início da comercialização, ainda mais se investiu no desenvolvimento desta tecnologia, buscando soluções específicas para diferentes usos, expandindo-se assim as aplicações para esta bateria. A nomenclatura das baterias desta tecnologia são de tal forma que recebem o nome do doador de *Li – ion* no cátodo, por ser este o principal responsável pelas propriedades que a bateria terá. Vários óxidos metálicos de lítio foram usados para esta finalidade como o *LCO* óxido de lítio-cobalto, *LMO* óxido de lítio-manganês, *LFP* fosfato de ferro-lítio, *NCA* óxido de lítio-níquel-cobalto-alumínio e *NMC* óxido de lítio-níquel manganês-cobalto. Esta variedade de materiais resultam em baterias significativamente diferentes. [4]

Estas variações podem ser vistas na Figura 2.2 que apresenta em gráficos que tem formato de teia de aranha mostrando para cada variação de composição da bateria de lítio o seu comportamento com respeito a diferentes fatores de tal forma pontos mais próximos do centro indicam uma nota baixa daquele item para a bateria em questão e o inverso para

pontos mais próximos das borda. Os fatores analisados foram *affordability* que demonstra a acessibilidade com respeito ao custo da bateria, *maturity* com respeito ao domínio da tecnologia, *materials* abundância de ocorrência dos itens de sua composição na natureza, *durability* para a durabilidade da bateria, *performance* para o desempenho da bateria, *safety* para uma análise de segurança de uso da bateria, *power* refere-se a capacidade de potencia que pode fornecer e *energy* para comparar a capacidade de armazenamento de energia. É verificado que a *LCO* tem sérios problemas com respeito à segurança, devido a

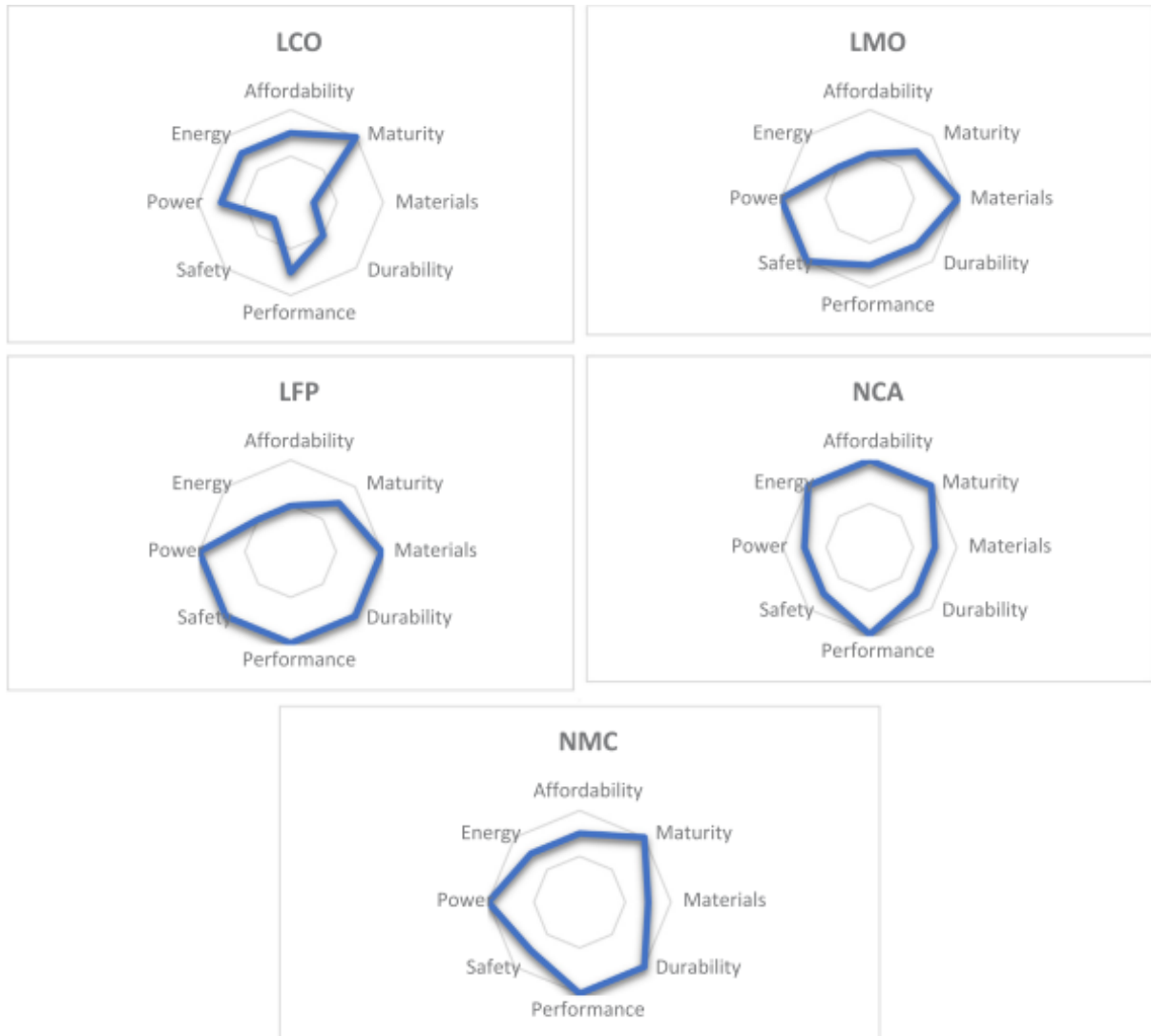


Figura 2.2 – Principais características das baterias comerciais de *Li – ion* [4]

baixa estabilidade térmica e material causada pelo cobalto, que é muito poluente e de baixa incidência no planeta. A *LMO* é segura, ecologicamente correta e potente, entretanto, tem baixa densidade de energia e durabilidade mediana, sendo muito usada em bicicletas elétricas. A *LFP* é uma das mais duráveis, segura, ambientalmente correta, abundante e potente, tolera *SoC* de 15 a 100% entretanto também tem problema com a densidade de energia e também é mais usada para bicicletas elétricas que por *EV*. A *NCA*, apesar de não ter a mesma durabilidade que a *LFP*, o diferencial de ter uma excelente densidade de

energia e potência é a bateria usada pela Tesla. A *NMC* tem uma densidade de energia um pouco inferior à *NCA*, mas uma vida compatível com a *LFP*, jogando-se com a inserção de componentes como Co, Ni ou Mn, consegue-se trabalhar as características da bateria para uso em necessidades especiais. Hoje, esta é a bateria mais usada para equipar *EV* e *PHEV* e existe projeção de ser usada também no sistema elétrico. A baixa utilização de cobalto não a compromete tanto ambientalmente. [4]

Tabela 2.1 – Principais características de alguns *EVs* e *PHEVs* disponíveis em 2017

Fabricante	Modelo	EV / PHEV	Química da bateria	Capacidade (kWh)	Potencia motor (kW)	Consumo (km/kWh)	Autonomia (km)
Tesla	Model S 75D	EV	NCA	75	245	6	405
	Model S 90D	EV	NCA	90	311	5.5	445
	Model S 100D	EV	NCA	102	451	5.5	510
	Model S P100D	EV	NCA	102	567	5.5	505
Toyota	Prius Prime	PHEV	NMC	8.8	20	5.5	40
GM	Bolt EV	EV	NMC	60	149	7	350
	Volt	PHEV	NMC	18.4	111	5.5	85
Volkswagen	VW e-Golf	EV	NMC	35.8	100	6.5	195
	VW e-up	EV	NMC	18.7	60	7	110
	VW Golf GTE	PHEV	NMC	8.8	75	6	45
	VW Passat GTE	PHEV	NMC	9.9	85	5.5	45
Audi	A3 Sportback e-tron	PHEV	NMC	8.8	76	5	35
	Q7 e-tron	PHEV	NMC	17.3	94	4	55
Porsche	Cayenne S E-Hybrid	PHEV	NMC	10.8	71	4	35
	Panamera 4 E-Hybrid	PHEV	NMC	9.4	100	5	40
Nissan	Leaf	EV	NMC	30	80	7	170
Hyundai	Ioniq Plug-in	PHEV	NMC	8.9	45	6.5	50
	Ioniq Electric	EV	NMC	28	88	7	165
Ford	Focus Electric	EV	NMC	33.5	107	6.5	180
	C-Max Energi	PHEV	NMC	7.6	88	5	30
Fiat	500e	EV	NMC	24	83	7	135
BMW	i3	EV	NMC	33	127	6.5	180
Daimler Mercedes- Benz	B-class E Drive	EV	NCA	36	132	6	165
	Smart Fortwo Electric Drive	EV	NMC	18	60	7	120
Kia	Soul EV	EV	NMC	27	82	6.5	145
Renault	Zoe	EV	NMC	41	68	7	230
Karma	Revero	PHEV	NMC	21.4	106	4.5	80
BYD	BYD E6	EV	LFP	82	89	5	390
Mitsubishi	i-MiEV	EV	NMC	16	49	7	95
	Outlander	PHEV	NMC	12	119	5	45

Fonte – Adaptado pelo autor com dados de [4]

Entidades como *USABC*, definem que pode ser considerado o *EOL* de uma bateria quando a mesma perde 20% da sua capacidade em termos de potência (power fade) ou quando a bateria perde 20% da sua capacidade de carga (capacity fade). [17]

Apesar do custo das baterias estarem em uma trajetória descendente, Figura 1.10, elas ainda representam uma parte importante do custo de um *PEV* [17]. Por este motivo, os fabricantes têm se empenhado em garantir com que as baterias que os equipam tenham uma vida útil alinhada à do veículo, proporcionando um desempenho satisfatório de uma forma segura. [38].

Por este motivo, sua degradação deve ser um item importante na consideração, se a mesma poderá ou não ser usada no conceito *V2G*. Cuidado extra deverá ser tomado para garantir que o proprietário do *PEV* esteja ciente e de acordo com a deterioração que a bateria de seu veículo sofrerá ao participar de programas como *V2G*. Entretanto, o impacto da degradação da bateria dos *PEVs*, devido seu uso em *V2G*, ainda não foi investigada de uma forma apropriada na literatura. [17]

Uma maneira que se pode obter o impacto de usar o *PEV* no conceito de *V2G* é calculando-se o ciclo e vida da bateria, com o uso da mesma somente para suprir o veículo com o desgaste ao ser utilizado em *V2G*, pois este impõe à bateria um desgaste adicional devido a maiores *DoD*. [34]

2.1.2 Fatores de influência na vida da baterias

Segundo [50], as baterias de íon-lítio têm sido muito estudadas devido à diversidade de aplicações possíveis. Afirma-se também que a performance da bateria de *Li – ion* vai sofrendo limitações com o seu envelhecimento, e o mesmo ocorre por toda da vida da bateria, não importando se a mesma é usada ou não. Esta é considerada como a maior desvantagem e limitação desta tecnologia. A degradação ocorre em todas as situações, mas, com proporções diferentes, pois fatores de uso e externos interagem para gerar a degradação.

O envelhecimento ocorre primeiramente na composição química do eletrólito da bateria. O mecanismo de degradação dos eletrodos positivos e negativos são diferentes entre si e o início do envelhecimento nos mesmos podem ser de origem química ou mecânica, dependendo da composição de cada um. [50]

O principal fator de envelhecimento dos eletrodos com respeito ao tempo é a formação de uma película sólida, que é formada naturalmente e recobre o eletrodo onde este entra em contato com o eletrólito. À esta película é dado o nome de *SEI*. A função do *SEI* é proteger o eletrodo da corrosão e o eletrólito da redução, que é o ganho de elétrons. [50]

Este fenômeno ocorre predominantemente durante o início de um ciclo, e é uma

barreira natural entre o eletrodo e o eletrólito e provê uma película de segurança. O *SEI* não é estável quando a bateria de íon-lítio opera fora da sua faixa de estabilidade eletroquímica do eletrólito. Portanto, o *SEI* se deteriora e se expande com a criação de uma nova película e este processo, no decorrer do tempo, leva a uma perda contínua de íon de lítio e à decomposição do eletrólito. [50]

Com respeito ao polo positivo, Barré et al.[50] afirma que existe também a formação do *SEI*, mas que é difícil de ser detectado e [54] mostra que não há evidência de modificação da morfologia do mesmo.

Já com respeito ao polo negativo, [50] e [41] expõem que a perda de capacidade da bateria está relacionada com a perda de lítio ativo, devido a reações paralelas com ânodo que geralmente é de grafite. Barré et al.[50] complementa que esta é a principal fonte de envelhecimento durante o período de estocagem. Como o *SEI* é relativamente estável dentro da faixa de estabilidade eletroquímica do eletrólito, a perda de capacidade é pequena em um curto prazo de tempo, o que permite que a bateria de íon-lítio dure bastante. O *SEI* é permeável ao íon de lítio e a outros elementos carregados, como ânions, elétrons ou elementos neutros, como o solvente. O solvente, após passar pelo *SEI* reage com o grafite, induzindo a esfoliação do mesmo e à criação de gases que racham o *SEI*, promovendo sua expansão. Entretanto, a formação de gás é baixa e parece ocorrer somente durante o período de estocagem. Com o tempo, a esfoliação causa perda de superfície ativa, levando a um aumento da resistência do eletrodo. Este fenômeno ocorre tanto durante a estocagem quanto durante a utilização a bateria.

Um *SoC* acima de 80% pode provocar a aceleração dos dois fenômenos citados, já que a diferença de potencial entre o eletrólito e sua interface com o eletrodo é importante. Além do *SoC*, outras condições, como altas temperaturas, altas correntes e sobrecarregamento também podem acelerar o processo. O *SEI*, em altas temperaturas, pode dissolver e criar sais de lítio, que são menos permeáveis aos íon de lítio, aumentando assim a impedância do ânodo. Por outro lado, sob baixas temperaturas, o leva ao decaimento da difusão do lítio pelo *SEI* e o grafite, o que pode levar a gerar um revestimento de lítio sobre o ânodo. Vale ressaltar aqui que, tanto a formação do *SEI* quanto a criação do revestimento de lítio são processos que levam à diminuição da quantidade de lítio disponível para o funcionamento da bateria. [50]

Como afirma [41], a perda de capacidade por envelhecimento da bateria está muito relacionada com a degradação do ânodo.

Os principais efeitos do envelhecimento da bateria são o aumento da impedância e diminuição da capacidade. Ambos os fenômenos são causados por diferentes motivos químicos, portanto, advêm de origens distintas, apontando a uma dependência não linear das variáveis causadoras do envelhecimento. [50]

Uma das formas mais usuais de medir a vida útil de uma bateria é a quantificação dos seus ciclos, o que significa, contabilizar quantas vezes a bateria foi de 100% de carga para 0% e voltou a 100% [17] e comparar este valor com o valor previamente definido da quantidade de ciclos que a bateria deve suportar até chegar na sua *EOF*.

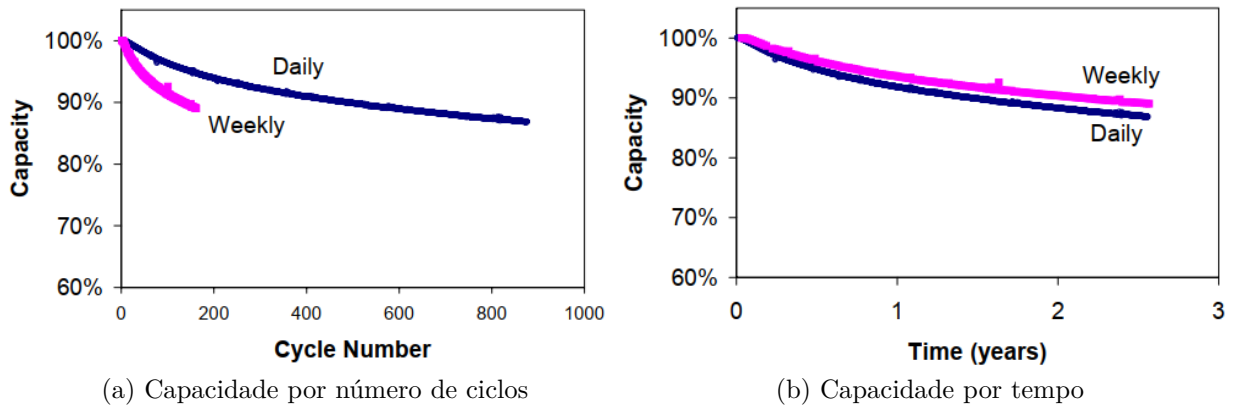


Figura 2.3 – Capacidade de uma bateria de $LiCoO_2$ segundo tempo e ciclos [5]

Em seu trabalho, Erik et al.[5] apresenta um estudo que mostra que talvez esta não seja a forma mais correta de identificar a vida útil de uma bateria. A Figura 2.3, mostra o mesmo dado de perda da capacidade de baterias apresentadas sob dois pontos de vista. Ele acompanhou a degradação de 2 grupos de baterias de $LiCoO_2$. Um dos grupos sofria um ciclo a cada semana ($C/168$) e o outro sofria o mesmo ciclo, mas diariamente ($C/24$). A Figura 2.3a, mostra como a capacidade se comportou com respeito aos ciclos e, na Figura 2.3b, o mesmo ensaio, porém usando como balizador o tempo. Fica evidente que, nas condições que em que o ensaio foi feito, a quantidade de ciclos não é a variável correta para estimar-se a degradação da bateria.

A fragilidade do uso da contabilização dos ciclos para definir a vida útil de uma bateria, pode ser também demonstrada pelo fato de que o efeito da duração do ciclo ser mais significativo que o *DoD* na deterioração da bateria para um *C-rate* de $C/2$, o que não é verdade para um *C-rate* de $10C$. Uma alternativa para fugir desta armadilha, é usar *Ah-throughput* (que é o montante de carga que passou pela bateria) no lugar do tempo ou ciclos pois, para um dado *C-rate*, o *Ah-throughput* tem uma grandeza proporcional ao tempo. O uso do *Ah-throughput* permite comparar os resultados de envelhecimentos usando diferentes *C-rates*. [41]

Andersson et al.[44] apresenta de forma gráfica o comportamento não linear que o processo de envelhecimento da bateria tem com respeito aos ciclos e, assim como Wang et al.[41] e Barré et al.[50], expõe que a principal causa da não linearidade é perda íons de lítio por parte da bateria. Na Figura 2.4, que representa esta não linearidade, é visto que, no início da vida da bateria, a perda de capacidade é mais pronunciada (**I**) pela perda

de íons de lítio que por parte do eletrólito para o *SEI*. Depois, a perda de capacidade se estabiliza (**II** e **III**) até chegar à *EOF* (**IV**) que é quando esta é a mais pronunciada.

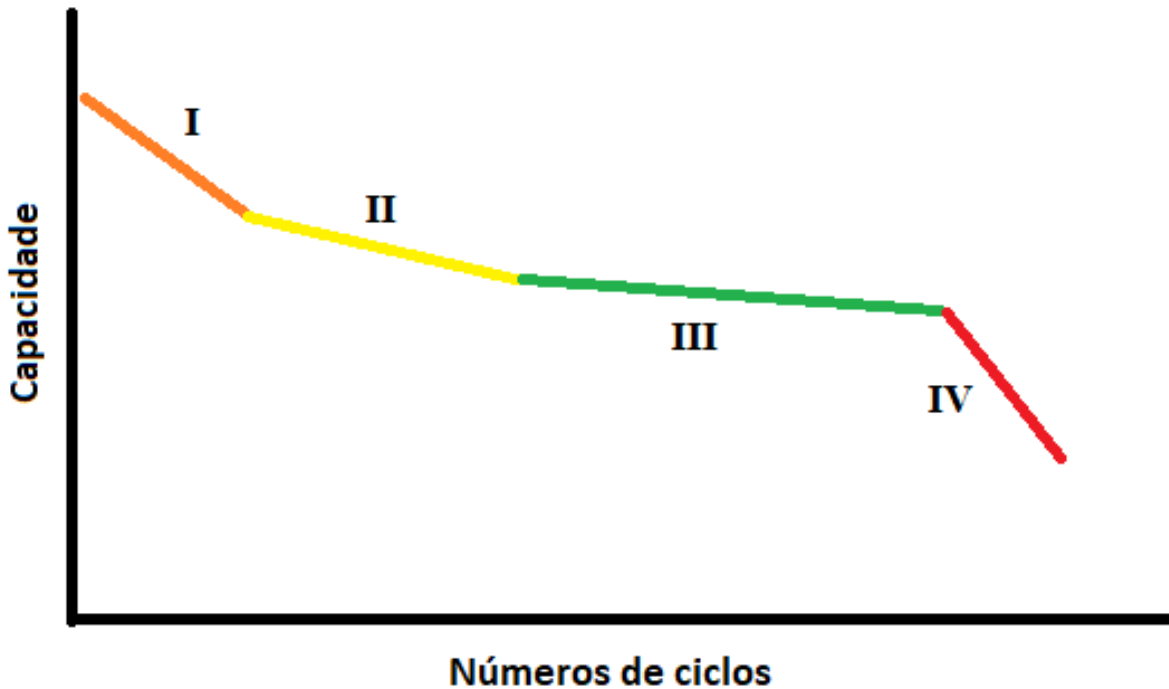


Figura 2.4 – Perfil da perda de capacidade da bateria de lítio

Fonte – Adaptado pelo autor de [44].

A perda do desempenho da bateria é causada por vários mecanismos baseados na física, que dependem do material que é usado na confecção do eletrodo. Os mecanismos podem ter origem mecânica ou química. Nas baterias de íon-lítio, estes mecanismos trazem consequências como: [50]

- Perda do Li^+ devido às reações paralelas que formam o *SEI*. O Li^+ é um componente que se cicla de um polo a outro e estes mecanismos de perda do material ciclável causam um desbalanceamento na bateria;
- Perda de material do eletrodo devido a esfoliação, degradação da estrutura e dissolução de material;
- Aumento da impedância da bateria devido ao *SEI* ou devido à perda de contato elétrico causado pela porosidade dos eletrodos.

Em termos práticos, com respeito ao desempenho da bateria, tanto a perda de material ciclável quanto a de material ativo leva à perda de capacidade da bateria que, em um *EV*, representa perda de autonomia do veículo. O incremento da impedância da bateria devido ao *SEI* leva à redução de potência que estaria disponível para o *EV*. [50]

Para um melhor entendimento e tratamento do processo de envelhecimento da bateria, vários trabalhos como [50, 51, 29, 17, 32, 36, 55, 54, 31, 29, 30, 1, 56] dividem o envelhecimento das baterias em duas partes, onde cada uma representa o impacto que diferentes agentes infligem à bateria:

Calendar ageing mostra o envelhecimento da bateria com respeito ao tempo. Está mais relacionado com a estocagem da bateria, mas também ocorre, e por isto é considerado, quando a mesma encontra-se em uso.

Cycle ageing mostra o envelhecimento da bateria pelo seu uso. É quando estará sujeita a ser descarregada para uso de sua energia ou recarregada para ser usada novamente.

Nos artigos [1, 29, 31, 30] propõe uma modelo semi-empírico de estimar o envelhecimento das baterias de $LiFePO_4$, ou *LFP* como é comumente chamada, propondo uma maneira de contabilizar a totalidade do desgaste da bateria [31]. O desgaste foi dividido em duas parcelas: uma chamada de *Calendar ageing*, que representa o envelhecimento devido ao tempo [29], e outra chamada de *Cycle ageing*, que expressa o envelhecimento em decorrência do uso da bateria, ou seja, seu carregamento e posterior descarregamento em um movimento cíclico. Este movimento pode ser contínuo ou não e também não necessita alcançar os limites seja de carregamento, *SoC* de 100%, ou descarregamento, *SoC* igual a 0%, ou seja, quando tensão da bateria iguala-se à tensão de corte [30]. Em [1] e em [31] Sarasketa-Zabala propõe que o envelhecimento total sofrido pela bateria é a soma algébrica do *Calendar ageing* e *Cycle ageing*.

$$Q_{loss_{total}} = Q_{loss_{calendar}} + Q_{loss_{cycle}} \quad (2.1)$$

onde

$$Q_{loss_{calendar}} = f(SoC, T, t) \quad (2.2)$$

e

$$Q_{loss_{cycle}} = f(DoD, Ah) \quad (2.3)$$

onde $Q_{loss_{total}}$ é a perda de capacidade total da bateria, $Q_{loss_{calendar}}$ é a perda de capacidade devido ao tempo, *calendar ageing*, $Q_{loss_{cycle}}$ é a perda de capacidade devido ao uso, *cycle ageing*, T é a temperatura em Kelvin, t é o tempo em dias e Ah é o total de corrente que passa pela bateria.

Detalhando o *calendar ageing* apresentado na Equação 2.2, vê-se como as grandezas *SoC*, T e t se relacionam para a quantificação da perda de capacidade devido ao tempo.

$$Q_{loss_{calendar}} = \alpha_1 * \exp(\beta_1 * T^{-1}) * \alpha_2 * \exp(\beta_2 * SoC) * t^{0.5} \quad (2.4)$$

Com relação ao *cycle ageing*, [1] demonstra que o mesmo se comporta de forma distinta segundo o *DoD* a que a bateria é submetida. Com base nisto a Equação 2.3 tem diferentes formulações como apresentado nas Equações 2.5 e 2.6.

Para $10\% \leq DoD \leq 50\%$

$$Q_{loss_{cycle}} = (\gamma_1 * DoD^2 + \gamma_2 * DoD + \gamma_3) * k * Ah^{0,87} \quad (2.5)$$

Para $DoD < 10\%$ ou $DoD > 50\%$

$$Q_{loss_{cycle}} = (\alpha_3 * \exp^{(\beta_3 * DoD)} + \alpha_4 * \exp^{(\beta_4 * DoD)}) * k * Ah^{0,65} \quad (2.6)$$

Nas Equações 2.4, 2.5 e 2.6, $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$ e k são parâmetros de ajuste das curvas.

Autores como [51] e [57] afirmam que o trabalho de Sarasketa-Zabala et al.[29] é o único que apresentou um equacionamento do *calendar ageing* que permite prever a perda de capacidade das baterias de *LFP* em uma situação onde T e SoC variam com uma validação de um experimento com mais de 650 dias de duração. Os demais trabalhos consideravam o SoC fixo e alternavam a temperatura.

Naumann et al.[51] aponta debilidades no trabalho de Sarasketa-Zabala et al.[29], pois o mesmo não permite calcular a perda de capacidade de baterias de lítio com outras configurações químicas, pois não apresentam quais foram os parâmetros de ajustes usados na elaboração do trabalho.

Nesta dissertação, a debilidade quanto aos parâmetros de ajustes do trabalho de Sarasketa-Zabala[1] foram atacados e superados como será visto mais adiante.

Ahmadian et al.[17] relata que uma grande vantagem dos trabalhos [29], [30] de Sarasketa-Zabala et al.[29] é que se baseiam em grandezas que um operador pode ter acesso facilmente, possibilitando outras análises e tomadas de decisões com o uso ou não do *PEV* no *V2G* se este for o caso em questão.

2.1.3 Calendar ageing

Durante o armazenamento a bateria sofre dois tipos de perdas: uma considerada reversível e a outra irreversível [1]. A reversível diz respeito ao alto descarregamento ou *self discharge* que é revertida com o carregamento da bateria. A irreversível é o *calendar ageing* e refere-se à perda de capacidade da bateria. Ambas ocorrem principalmente durante o armazenamento desta. Em outras palavras, é a degradação devida principalmente ao armazenamento da bateria, e as condições de armazenamento podem afetar os processos que ocorrem dentro da bateria, acelerando ou retardando o seu envelhecimento, assim como o *self discharge*. [50]

A temperatura de estocagem é um dos principais fatores que influenciam o *calendar ageing* e o *self discharge*. Altas temperaturas favorecem as reações secundárias e propiciam a perda de lítio, induzindo à perda de capacidade se comparado com temperaturas moderadas. Obviamente, temperaturas baixas reduzem este efeito, mas as mesmas alteram a química da bateria e a perda da capacidade de difusão de material. [50]

Outra variável de grande influência no *calendar ageing* é nível do *SoC* da bateria, pois sob diferentes *SoC*, a bateria se comporta de maneiras diferentes, mesmo mantendo a mesma temperatura para cada *SoC*. Quanto maior o *SoC*, maior será o impacto no envelhecimento da bateria. Quimicamente, um alto *SoC* representa uma grande proporção de íons no eletrólito, o que causa um grande desequilíbrio de potência na interface eletrodo/eletrólito, causando reações químicas precedentes. [50]

Portanto, *SoC* e a temperatura afetam diretamente o *calendar ageing*, perda de capacidade e o aumento da resistência interna, e não são lineares com o tempo o que demonstra uma forte interação do comportamento do envelhecimento ao longo do tempo. [50]

Estudos reportam que o *calendar ageing* não ocorre somente durante a estocagem da bateria, mas continuam a ocorrer mesmo com a bateria em uso [50, 1]. Um ponto importante com respeito ao efeito da temperatura é que os estudos trabalham sempre com a temperatura ambiente e não com a temperatura da bateria. Portanto, o impacto da temperatura da própria bateria no processo de seu envelhecimento ainda é um aspecto pouco entendido e carente de estudos mais profundos [50]. Entretanto, por um aspecto que será abordado no capítulo dos *PEVs*, este desconhecimento não trará maiores problemas.

2.1.3.1 Definição dos parâmetros de ajuste do *calendar ageing*

Sarasketa-Zabala et al.[56] apresenta graficamente seus experimentos quando ensaiou baterias de *LFP* em diferentes *SoC* e temperaturas por um período aproximado de 1 ano. Na Figura 2.5, podemos ver o resultado obtido.

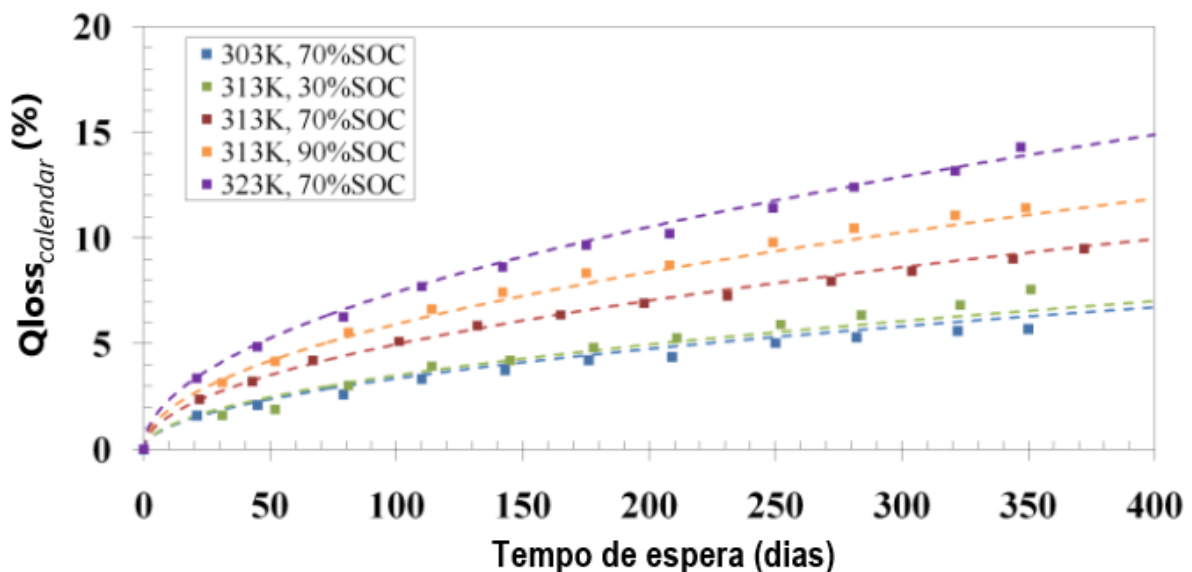


Figura 2.5 – Calendar ageing da bateria LFP para diferentes *SoC* e temperaturas

Fonte – Adaptado pelo autor de [56].

Para estimar a degradação da bateria quanto ao tempo, tem-se que primeiramente definir os parâmetros de ajuste apresentados na Equação 2.4.

Portanto tem-se:

$$Q_{loss_{calendar}} = \alpha_1 * \exp^{(\beta_1 * T^{-1})} * \alpha_2 * \exp^{(\beta_2 * SoC)} * t^{0.5}$$

Fazendo $\alpha_1 * \alpha_2 = \alpha_{1,2}$

$$Q_{loss_{calendar}} = \alpha_{1,2} * \exp^{(\beta_1 * T^{-1})} * \exp^{(\beta_2 * SoC)} * \sqrt{t} \quad (2.7)$$

Tendo que $\ln(a * b) = \ln(a) + \ln(b)$ e $\ln(e^b) = b * \ln(e)$, passa-se \ln e isolando as constantes.

$$\ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) = \ln(\alpha_{1,2}) + \frac{\beta_1}{T} * \ln(e) + \beta_2 * SoC * \ln(e)$$

Invertendo os lados e levando em consideração que $\ln(e) = 1$, tem-se:

$$\ln(\alpha_{1,2}) + \frac{\beta_1}{T} + \beta_2 * SoC = \ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) \quad (2.8)$$

Da Figura 2.5 consegue-se obter, ainda que com uma grande incerteza, as diferentes perdas de capacidade das baterias para cada temperatura, SoC e tempo de armazenamento. Organizado esta informação conseguimos montar a Tabela 2.2.

Para encontrar os coeficientes $\alpha_{1,2}$, β_1 e β_2 da Equação 2.7 tomando como base a Equação 2.8, um sistema do tipo $Ax = b$ é montado e expressado na Equação 2.9, que, sempre quando $\det(A) \neq 0$, pode ser resolvido fazendo $x = A^{-1}b$, conforme a Equação 2.10.

$$\overbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1/T & 1/T & 1/T \\ SoC & SoC & SoC \end{bmatrix}}^A \overbrace{\begin{bmatrix} \ln(\alpha_{1,2}) \\ \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix}}^x = \overbrace{\begin{bmatrix} \ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) \\ \ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) \\ \ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) \end{bmatrix}}^b \quad (2.9)$$

$$\overbrace{\begin{bmatrix} \ln(\alpha_{1,2}) \\ \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix}}^x = \overbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1/T & 1/T & 1/T \\ SoC & SoC & SoC \end{bmatrix}}^{A^{-1}} \overbrace{\begin{bmatrix} \ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) \\ \ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) \\ \ln(Q_{loss_{calendar}}) - \ln(\sqrt{t}) \end{bmatrix}}^b \quad (2.10)$$

Os dados base para resolver o sistema apresentado na Equação 2.10 vêm da Figura 2.5, que tem uma baixa resolução gráfica, e, por este motivo, gera grande incerteza quanto aos valores considerados, tornando temerário tomar somente um conjunto de pontos para buscar na solução do problema.

Para tentar mitigar o problema da incerteza dos valores da Tabela 2.2, foi montado um processo onde conjuntos de 3 valores desta tabela foram tomados e usados para resolver a Equação 2.10, de tal forma que todas as possíveis combinações fossem consideradas, salvo as que levassem a $\det(A) = 0$.

Tabela 2.2 – Digitalização dos pontos da Figura 2.5

	Temperatura (K) / SoC (%)				
	323 / 0,7	313 / 0,7	313 / 0,9	303 / 0,7	313 / 0,3
0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,034	0,024		0,016	
30			0,032		0,014
40		0,032			
45	0,048			0,022	
50			0,042		0,018
60		0,042			
80	0,064		0,054	0,026	0,030
100		0,050			
110	0,076		0,066	0,032	
115					0,040
130		0,058			
140	0,084	0,064	0,074	0,038	
145					0,042
170			0,084		
175	0,096			0,042	0,048
195		0,070			
210	0,102		0,086	0,044	0,052
230		0,072			
250	0,114		0,098	0,050	0,060
270		0,080			
280	0,124	0,084	0,104	0,054	0,064
320	0,132		0,112	0,056	0,068
340	0,144	0,090			
345			0,104		
350				0,056	0,076

Este processo resulta em 63.888 conjuntos de coeficientes $\alpha_{1,2}$, β_1 e β_2 que podem resolver o sistema da Equação 2.10.

Destes dados, levanta-se o valor mínimo, médio, máximo e os desvios padrão para cada um dos coeficientes. A Tabela 2.3 organiza os valores encontrados, desprezando os números imaginários. Os *determinantes* de (A) calculados para a verificação da singularidade da matriz A quando variaram entre

Tabela 2.3 – Coeficientes da Equação 2.10

	Mínimo	Médio	Máximo	Desvio padrão
$\alpha_{1,2}$	0,2185	1,9202	-0,3423	0,3157
β_1	-6.089,7774	-4.099,3492	-1.755,8805	613,3129
β_2	0,1606	0,9589	1,8903	0,3227

ridade da matriz A quando variaram entre

$$-8,1742 \cdot 10^{-5} \leq \det(A) \leq 8,1742 \cdot 10^{-5} \quad (2.11)$$

demonstrando o baixo condicionamento da matriz A e alertando quanto a fragilidade dos valores dos coeficientes encontrados.

Usando os valores médios da Tabela 2.3 como coeficiente para a Equação 2.7 e impresso no gráfico para comparar com os resultados da Tabela 2.2, tem-se os gráficos apresentados na Figura 2.6.

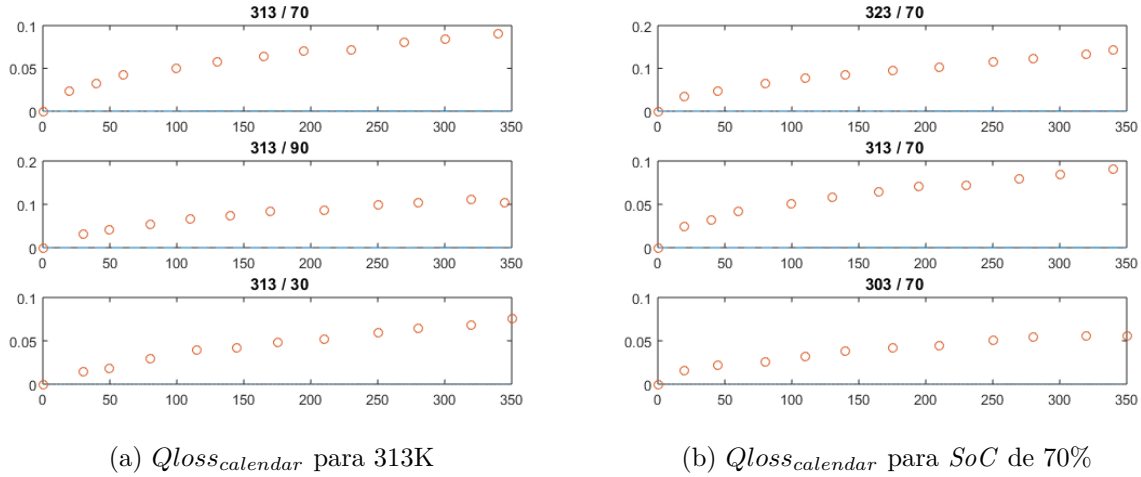


Figura 2.6 – Curva do $Q_{loss_calendar}$ com os coeficientes da Tabela 2.3 frente os dados da Tabela 2.2

Os valores obtidos de $Q_{loss_calendar}$ aparecem sobrepondo o eixo da ordenada.

Tomando-se os primeiros pontos não nulos da Tabela 2.2 para as colunas (323/0,7), (313/0,7) e (313/0,9), pode-se reescrever a Equação 2.8 formando um sistema como:

$$\ln(\alpha_{1,2}) + \frac{\beta_1}{323} + \beta_2 * 0,7 = \ln(0,034) - \ln(\sqrt{20}) \quad (2.12)$$

$$\ln(\alpha_{1,2}) + \frac{\beta_1}{313} + \beta_2 * 0,7 = \ln(0,024) - \ln(\sqrt{20})$$

$$\ln(\alpha_{1,2}) + \frac{\beta_1}{313} + \beta_2 * 0,9 = \ln(0,032) - \ln(\sqrt{30})$$

que pode ser apresentada na forma da Equação 2.13, que é um sistema do tipo $Ax = B$ e, como $\det(A) = 1,9783 * 10^{-5}$, que por ser $\neq 0$ não é singular. Para obter a solução, faz-se $x = A^{-1}B$. Logo:

$$\begin{bmatrix} \ln(\alpha_{1,2}) \\ \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1/323 & 1/313 & 1/313 \\ 0,7 & 0,7 & 0,9 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -4,8792 \\ -5,2276 \\ -5,1426 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Resolvendo tem-se:

$$\begin{bmatrix} \ln(\alpha_{1,2}) \\ \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5,724,9800 \\ -3,521,2780 \\ 0,4250 \end{bmatrix}$$

,ou seja,

$$\begin{bmatrix} \alpha_{1,2} \\ \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,7449 \\ -3.521,2780 \\ 0,4250 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Utilizando os coeficientes encontrados na Equação 2.14 na Equação 2.12, tem-se:

$$Q_{loss_{calendar}} = 1,7449 * \exp^{(-3521,278 * T^{-1})} * \exp^{(0,4250 * SoC)} * \sqrt{t}$$

Usando-se os parâmetros $T = 323$, $SoC = 0,7$ e $t = 20$, tem-se:

$$Q_{loss_{calendar}} = 1,7449 * \exp^{(-3521,278 * 323^{-1})} * \exp^{(0,4250 * 0,7)} * \sqrt{20} = 1,93598 * 10^{-4}$$

Que é diferente ao valor 0,034 da Tabela 2.2 para $T = 323$, $SoC = 0,7$ e $t = 20$.

Para que esta igualdade se estabeleça, escolheu-se recalculer o coeficiente β_1 , pois é, dentre os coeficientes encontrados na Equação 2.14, o coeficiente com maior impacto no resultado da Equação 2.8.

Portanto, usando na Equação 2.12 os valores $T = 323$, $SoC = 0,7$ e $t = 20$ da Tabela 2.2 mais os valores encontrados na Equação 2.14 para $\alpha_{1,2}$ e β_2 , tem-se:

$$1,7449 * \exp^{\left(\frac{\beta_{(1.2)}}{323}\right)} * \exp^{(0,4250 * 0,7)} * \sqrt{20} = 0,034$$

$$\exp^{\left(\frac{\beta_{(1.2)}}{323}\right)} = \frac{0,034}{1,7449 * \exp^{(0,4250 * 0,7)} * \sqrt{20}} = \frac{0,034}{1,7449 * 1,3464 * 4,4721} = 3,2359 * 10^{-3}$$

$$\frac{\beta_{(1.2)}}{323} = \ln(3,2359 * 10^{-3}) = -5,7335 \Rightarrow \beta_{(1.2)} = -5,7335 * 323$$

$$\beta_{(1.2)} = -1.851,9070 \quad (2.15)$$

Dividindo-se o β_1 da Equação 2.9 com o $\beta_{(1.2)}$ da Equação 2.15, tem-se:

$$\frac{\beta_{(1.2)}}{\beta_1} = \frac{-1.851,9070}{-3.521,2780} = 0,5259 \quad (2.16)$$

Aplicando-se este fator de redução do coeficiente β_1 no algoritmo usado para achar os coeficientes que deram origem à Tabela 2.3, tem-se os resultados apresentado na Tabela 2.4 que organiza os valores encontrados, desprezando a parte imaginária quando presente.

Como os valores que foram usados para a definição dos coeficientes apresentados na Tabela 2.4 são os mesmos valores que nos forneceram os coeficientes da Tabela 2.3, a

Tabela 2.4 – Coeficientes da Equação 2.10 com coeficiente de redução 0,5259

	Mínimo	Médio	Máximo	Desvio padrão
$\alpha_{1,2}$	-0,3423	1,9202	0,2185	0,3157
β_1	-3.166,6843	-2.131,6616	-913,0578	318,9227
β_2	0,1606	0,9589	1,8903	0,3227

faixa de variação do $\det(A)$ continua sendo a mesma ou não houve alteração com respeito a robustez dos valores encontrados e do condicionamento da matriz A.

Usando-se os coeficientes médios da Tabela 2.4 para traçar curvas comparativas entre o valor de $Q_{loss_{calendar}}$ calculado com os coeficientes e os valores da Tabela 2.2, tem-se a Figura 2.7.

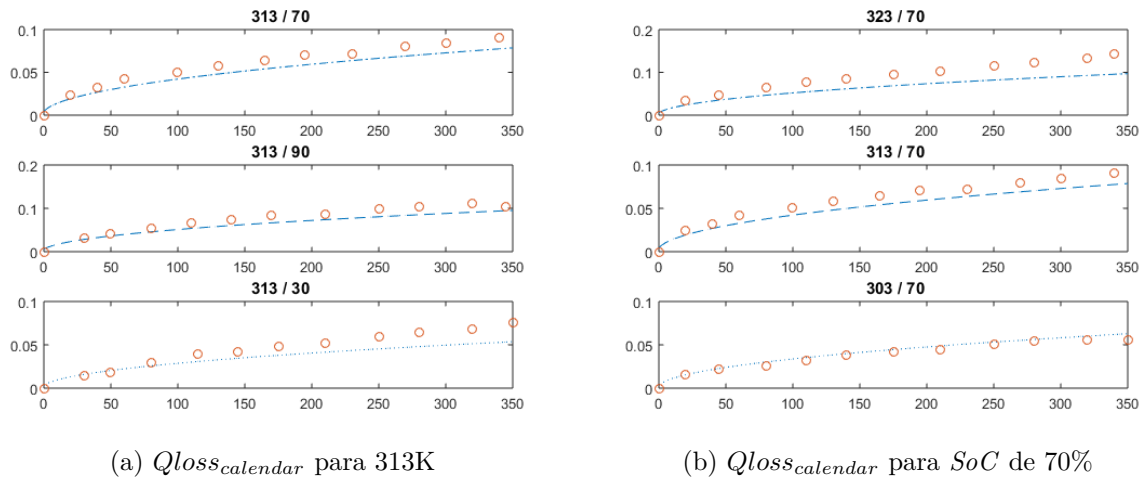


Figura 2.7 – Curva do $Q_{loss_{calendar}}$ com os coeficientes da Tabela 2.4 frente os dados da Tabela 2.2 com fator de redução 0,5259

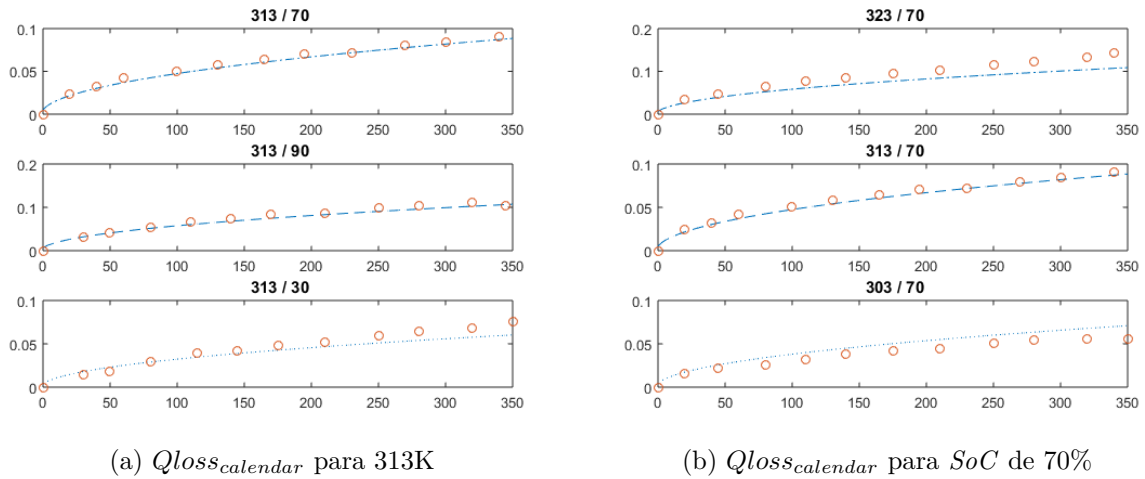
Verifica-se uma melhora significativa entre os valores calculados e os constantes na Tabela 2.2. Pode-se ver a curva calculada interceptando ou tangenciando vários pontos. Entretanto o objetivo é chegar o mais próximo possível aos valores usados por Sarasketa-Zabala[1] em seu trabalho. Comparando a Figura 2.7 com a Figura 2.5, verifica-se espaço para melhora. Como na Tabela 2.4 o coeficiente β_1 continua sendo o coeficiente que maior impacto gera no resultado de $Q_{loss_{calendar}}$, foi decidido continuar atuando sobre o mesmo. O baixo condicionamento da matriz A, como mostrado na Equação 2.11, dá liberdade para esta tentativa.

Experimentando-se um fator de redução de 0.51 tem-se a Tabela 2.5.

Pelos mesmos motivos, os valores encontrados continuam frágeis, assim como o condicionamento da matriz A. E ao usar do mesmo procedimento utilizado na confecção das Figuras 2.6 e 2.7, temos a Figura 2.8.

Tabela 2.5 – Coeficientes da Equação 2.10 com coeficiente de redução 0,51

	Mínimo	Médio	Máximo	Desvio padrão
$\alpha_{1,2}$	-0,3423	1,9202	0,2185	0,3157
β_1	-3.105,7865	-2.090,6681	-895,4990	312,7896
β_2	0,1606	0,9589	1,8903	0,3227

Figura 2.8 – Curva do $Q_{loss_calendario}$ com os coeficientes da Tabela 2.4 frente os dados da Tabela 2.2 com fator de redução 0,51

Seguindo o mesmo processo, mas agora para um fator de redução de 0,50, tem-se na Tabela 2.6 os resultados para os coeficientes da Equação 2.7.

Tabela 2.6 – Coeficientes da Equação 2.10 com coeficiente de redução 0,50

	Mínimo	Médio	Máximo	Desvio padrão
$\alpha_{1,2}$	-0,3423	1,9202	0,2185	0,3157
β_1	-3.044,8887	-2.049,6746	-877,94024	306,6564
β_2	0,1606	0,9589	1,8903	0,3227

Pelos mesmos motivos, os valores encontrados continuam frágeis assim como o condicionamento da matriz A. E, usando-se do mesmo procedimento usado na confecção da Figura 2.6 e 2.7, tem-se a Figura 2.8.

Comparando os gráficos da Figura 2.9 obtidos com fator de redução 0,50 com o gráfico da Figura 2.5, verifica-se grande similaridade no comportamento das curvas de $Q_{loss_calendario}$. Portanto, considera-se os coeficientes apresentados na Equação 2.17 como sendo adequados para a continuidade deste trabalho.

$$\begin{bmatrix} \alpha_{1,2} \\ \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,9202 \\ -2.049,6746 \\ 0,9589 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

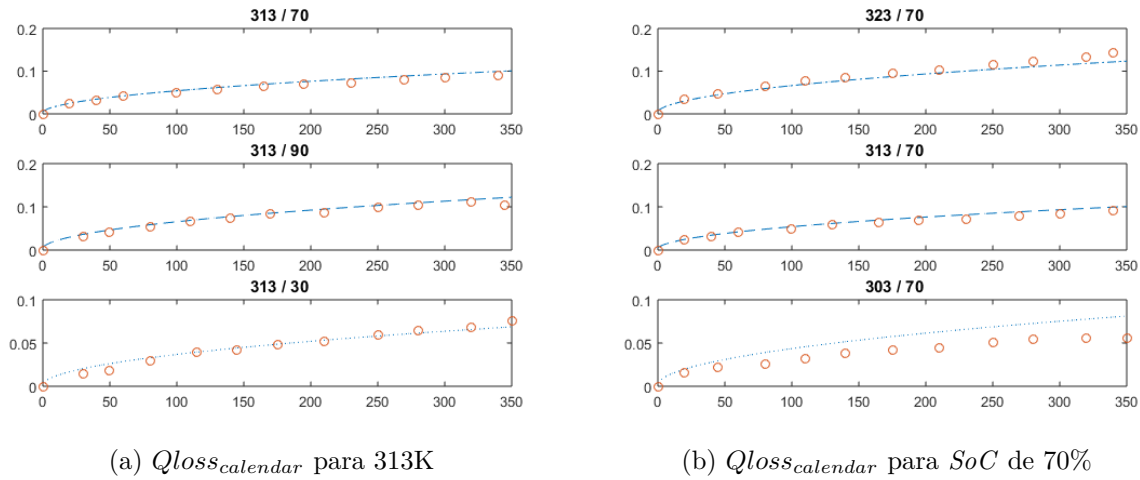


Figura 2.9 – Curva do $Q_{loss_calendar}$ com os coeficientes da Tabela 2.4 frente os dados da Tabela 2.2 com fator de redução 0,50

Desta forma a equação de $Q_{loss_calendar}$ apresentada na Equação 2.7 fica:

$$Q_{loss_calendar} = 1,9202 * \exp(-2049,6746 * T^{-1}) * \exp(0,9589 * SoC) * \sqrt{t} \quad (2.18)$$

2.1.4 Cycle ageing

Como mencionado na apresentação do *calendar ageing* durante o armazenamento existe uma perda que é gerada pelo alto descarregamento ou *self discharge* da bateria. Esta perda é revertida com o recarregamento da bateria.

Entretanto, no ato de ser recarregada, a bateria é submetida a um outro processo de deterioração, que também é irreversível, denominado *cycle ageing*. O *cycle ageing* está relacionado com o ciclo de descarga e recarga da bateria e com as condições que este ciclo ocorre.[4]

Em termos práticos, o *cycle ageing* está relacionado com a perda do lítio reciclável, ou íon de lítio (Li^+) e eletrólito ativo e é caracterizado pela perda de capacidade e potência da bateria. [4].

A perda do lítio reciclável (Li^+) está relacionada com as reações secundárias que formam o *SEI* e a perda de eletrólito ativo está relacionado com aspectos como degradação estrutural, isolamento de partículas e dissolução [4]. Estes dois fenômenos são intensificados com maiores variações do *SoC*. Um dos fatores que levam a isto é que, em muitos casos, o ato de descarregar ou carregar a bateria é um processo que tende a ser exotérmico e, como visto, a temperatura tende a acelerar a degradação da bateria. [50]

Sarasketa-Zabala et al.[30] e [1] apresenta em seu trabalho um equacionamento da deterioração da bateria de lítio tipo *LFP* de forma a poder prever a vida útil da mesma.

Nele verifica-se que a perda de capacidade da bateria comporta-se de maneira diferente segundo o DoD a que é submetida.

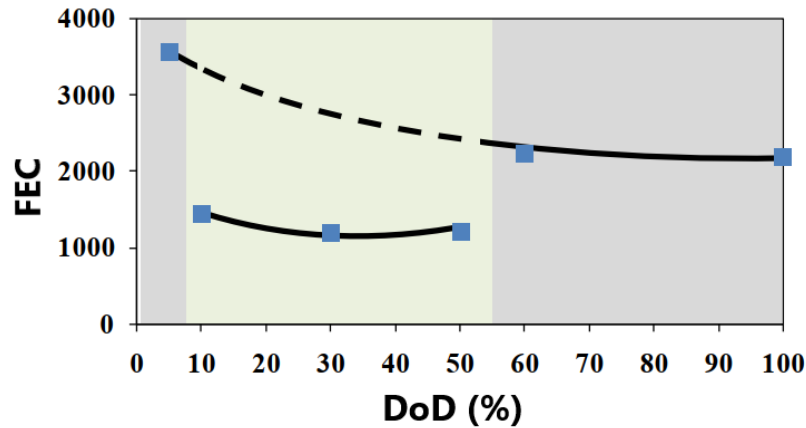


Figura 2.10 – Quantidade de ciclos equivalentes até Q_{loss} chegar a 10% da capacidade inicial para diferentes $DoDs$. (Testes: $SoC = 50\%$, $C-rate = 1C$ e $30^{\circ}C$)

Fonte – Adaptado pelo autor de [1].

A Figura 2.10, mostra o resultado de ensaios feitos com várias células de baterias de LFP onde as mesmas foram mantidas à uma mesma temperatura de $303K$ ($30^{\circ}C$), com corrente de carregamento e descarregamento de $1C$ ($C-rate$ igual a 1) e com condição de carga média (SoC de 50%). Enquanto transcorria o teste, o número de equivalentes ciclos completos (FEC) era contabilizado. O esquema apresentado em 2.19 mostra alguns diferentes exemplos de como se pode chegar a $FEC = 1$.

$$FEC = 1 \text{ quando} = \begin{cases} - & 2 \text{ x ciclos de carga e descarga de } 50\%, \\ - & 4 \text{ x ciclos de carga e descarga de } 25\%, \\ - & \begin{cases} 1 \text{ x ciclo de carga e descarga de } 70\% \\ 1 \text{ x ciclo de carga e descarga de } 30\% \end{cases} \end{cases} \quad (2.19)$$

Um menor nível de ciclos completos equivalentes FEC deve-se a um maior desgaste da capacidade da bateria, ou seja, um maior $Q_{loss_{cycle}}$. A Figura 2.10, propõe que o desgaste da bateria se comporta de forma diferente segundo os níveis de DoD , já Sarasketa-Zabala[1] propôs um modelo matemático semi-empírico que equaciona de maneira distinta a perda de capacidade para as baterias que trabalham na faixa de $10\% \leq DoD \leq 50\%$, representado na Figura 2.10 na cor verde, na faixa de $DoD < 10\%$ e $DoD > 50\%$, representado na cor cinza na mesma figura.

Para o intervalo de $10\% \leq DoD \leq 50\%$, tem-se a Equação 2.20

$$Q_{loss_{cycle_{in}}}(\%) = (\gamma_1 * DoD^2 + \gamma_2 * DoD + \gamma_3) * k * Ah^{0,87} \quad (2.20)$$

Para o intervalo de $DoD < 10\%$ e $DoD > 50\%$, temos a Equação 2.21

$$Q_{loss_{cycle_{out}}}(\%) = (\alpha_3 * \exp(\beta_3 * DoD) + \alpha_4 * \exp(\beta_4 * DoD)) * k * Ah^{0,65} \quad (2.21)$$

Nas Equações 2.20 e 2.21, os parâmetros $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \alpha_3, \alpha_4, \beta_3, \beta_4$ e k são coeficientes de ajuste da curva. Com os corretos parâmetros, Sarasketa-Zabala[1] gerou-se a Figura 2.11, onde os ensaios foram realizados mantendo-se os valores de DoD fixos durante todo o tempo que é representado pelo incremento da corrente que passou pela bateria que é indicada em $Ah-throughput$.

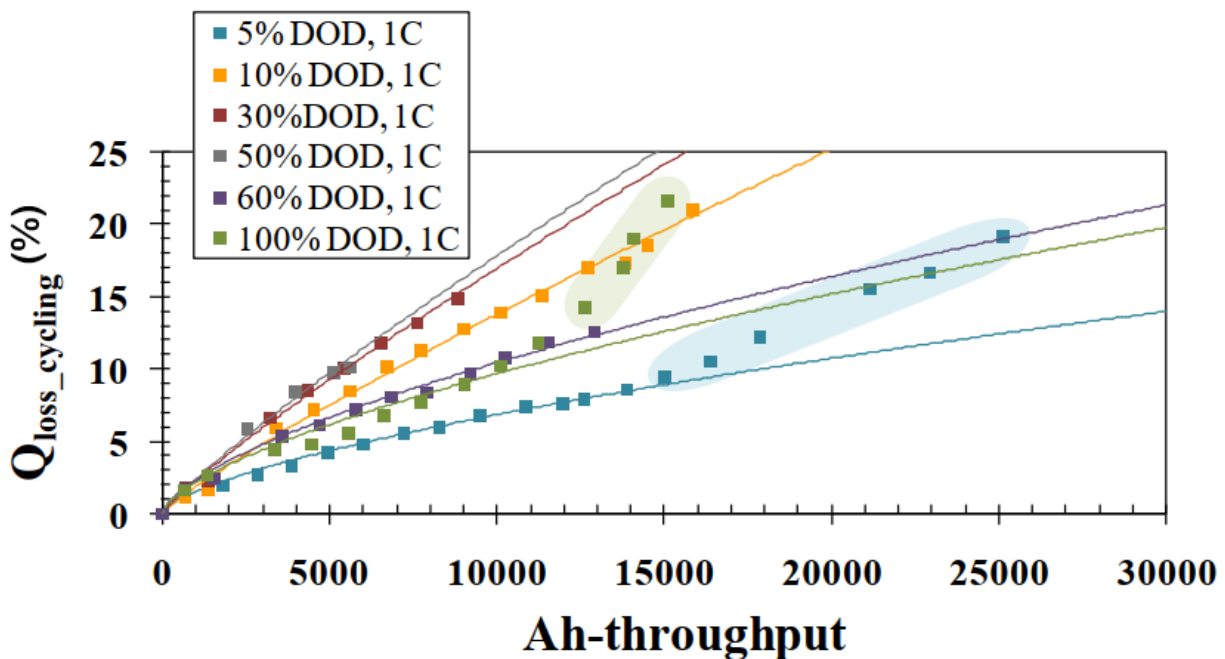


Figura 2.11 – Comparativo entre a previsão de $Q_{loss_{cycle}}$ a $C-rare$ de 1C e diferentes DoD (curva) e valores obtidos em ensaios nas mesmas condições (pontos)

Fonte – Adaptado pelo autor de [1].

Assim como a Figura 2.5 foi fundamental para a definição dos parâmetros de ajuste de $Q_{loss_{calendario}}$ apresentados na Equação 2.18, a Figura 2.11 também o será para a definição dos parâmetros de ajustes para $Q_{loss_{cycle}}$ apresentados nas Equações 2.20 e 2.21. Assim como relatado em seu trabalho, Sarasketa-Zabala[1] mostra os valores de $Q_{loss_{cycle}}$ obtidos durante os ensaios a 5% e a 100%, que na Figura 2.11 são apresentados na área envolta em uma espécie de nuvens da cor característica de cada DoD foram desconsiderados.

2.1.4.1 Definição dos parâmetros de ajuste do *cycle ageing*

2.1.4.2 Parâmetro k

O parâmetro k das Equações 2.20 e 2.21 é uma constante que compensa a menor deterioração quando a bateria é submetida a um processo de desgaste dinâmico, ou seja,

quando o DoD não é constante no tempo [30].

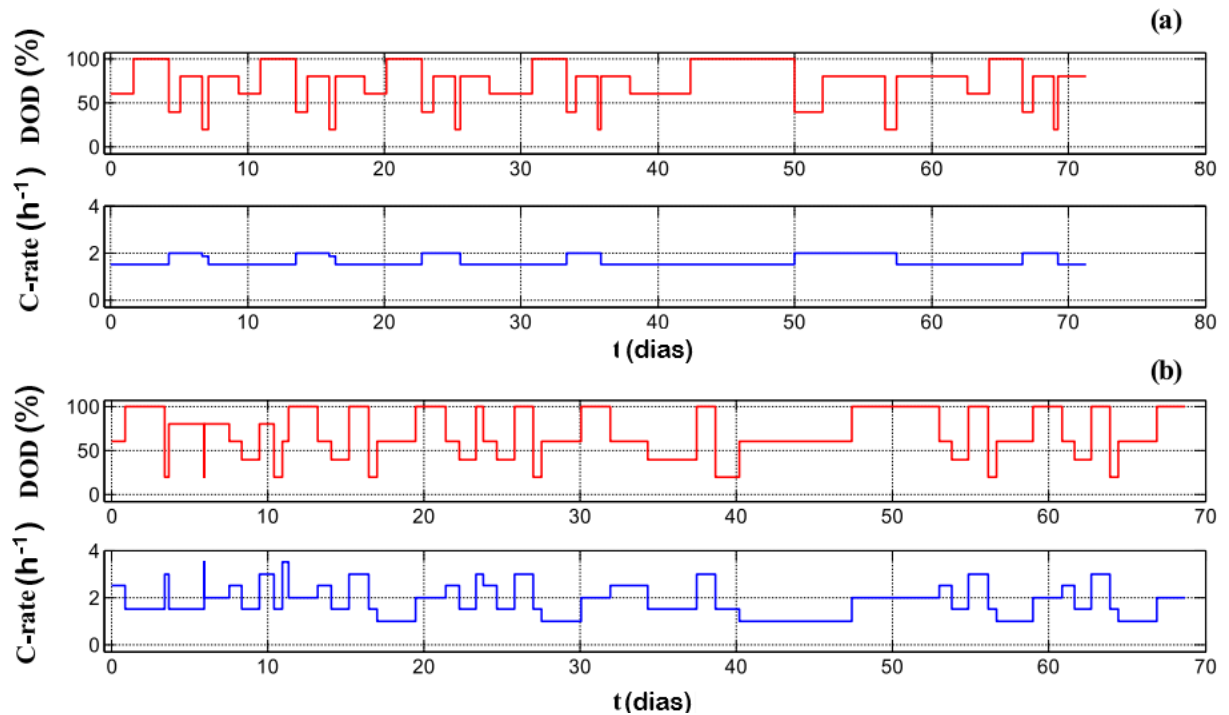


Figura 2.12 – Perfis de teste de desgaste dinâmico realizados a 30°C e SoC de 50% com dois distintos perfis de variação de $C\text{-rate}$ e DoD

Fonte – Adaptado pelo autor de [30].

Além dos ensaios estáticos onde as baterias são carregadas e descarregas com $C\text{-rate}$ e DoD constantes, Sarasketa-Zabala et al.[30] submete as baterias também a uma situação de ensaio dinâmico, onde tanto o $C\text{-rate}$ quanto o DoD variam no tempo. A Figura 2.12 mostra dois conjuntos distintos de variações de $C\text{-rate}$ e DoD , aos quais baterias são submetidas a fim de analisar seu comportamento quanto ao desgaste, assim como testar a capacidade do modelo semi-empírico proposto de prever o desgaste da bateria nesta situação de uso.

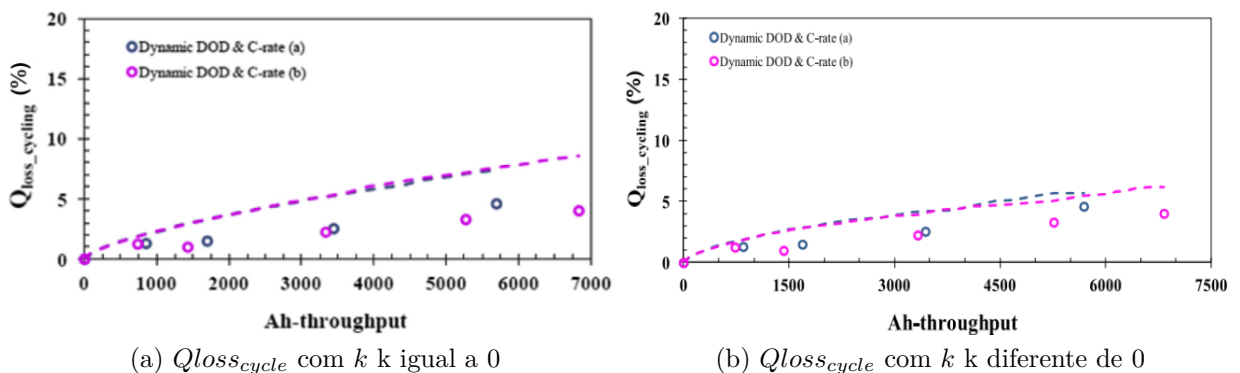


Figura 2.13 – Impacto do k no Q_{loss_cycle} em ensaios dinâmicos com os perfis de variações de $C\text{-rate}$ e SoC apresentado na Figura 2.12

A Figura 2.13 mostra um comparativo de como o modelo semi-empírico apresentado prevê o desgaste da bateria nas situações de desgaste dinâmico propostas na Figura 2.12. Na Figura 2.13a, tem-se os valores de desgaste aferidos nas bateria (círculos) e as previsões do modelo semi-empírico (linha tracejada), onde o coeficiente k foi ignorado ou considerado como sendo 1. A Figura 2.13b, mostra o mesmo ensaio, mas considerando o valor correto do coeficiente k . Fica claro que, com o uso do coeficiente correto, o modelo proposto é capaz de prever bem o desgaste da bateria. Infelizmente, assim como os demais coeficientes Sarasketa-Zabala et al.[30] não o disponibiliza no seu trabalho nem em sua dissertação [1].

Pode-se inferir pelo comportamento dos gráficos da Figura 2.13 que o valor de k é positivo e inferior a 1 ou seja:

$$0 < k < 1$$

O perfil de teste dinâmico proposto na Figura 2.12 trabalha com a grandeza de tempo na casa de dias para mudar de um valor de DoD ou $C-rate$ para outro, o que parece ser um perfil de mudança ainda muito conservador para a realidade pretendida. Assim sendo, optou-se por uma abordagem conservadora ao considerar o coeficiente k como sendo 1.

$$k = 1$$

2.1.4.3 Parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4

Na definição dos parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4 , assim como para a definição dos parâmetros apresentados na Equação 2.18, começou-se com a extração dos resultados encontrados para os DoD de 5%, 60% e 100%, que são apresentados na Figura 2.11. Esta extração é apresentada na Tabela 2.7.

Diferentemente do ocorrido na definição dos parâmetros de $Qloss_{calendario}$, o desenvolvimento aritmético da Equação 2.21 complica-se por ser uma soma de exponenciais e não um produto de exponenciais. A solução de uma soma de exponenciais leva ao logaritmo de uma soma que tem como resultado outro logaritmo de soma, uma vez que:

$$\log_b(a + c) = \log_b(a) + \log_b(1 + b^{(\log_b(c) - \log_b(a))})$$

Portanto, para encontrar os parâmetro α_3 , α_4 , β_3 e β_4 , foi utilizado um método numérico iterativo. Para tanto, na Tabela 2.7 que apresenta, além dos valores de $Qloss_{cycle}$ obtidos para cada $Ah-throughput$ ensaiado para cada DoD , os valores de $Ah-throughput$ e DoD em que $Qloss_{cycle}$ não foi ensaiado.

Este levantamento é necessário pois, como os parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4 são únicos independente do DoD e do $Ah-throughput$, o levantamento dos mesmos tem que ser feito

Tabela 2.7 – Digitalização da Figura 2.11 para DoD de 5%, 60% e 100%

Ah	DoD		
	5%	60%	100%
0	0	0	0
500	0	0	1,6
1400	0	0	2,4
1600	0	2,2	0
1750	2	0	0
2800	2,6	0	0
3400	0	0	4,4
3600	0	5,4	0
3900	3,2	0	0
4400	0	0	5
4800	0	6,2	0
5000	4	0	0
5800	0	7,2	0
6000	4,8	0	0
6600	0	0	6,8
6900	0	8	0
7200	5,6	0	0
7800	0	0	7,6
7900	0	8,2	0
8400	6	0	0
9000	0	0	9
9200	0	9,4	0
9600	6,8	0	0
10000	0	0	10
10200	0	10,8	0
10800	7,2	0	0
11200	0	0	11,8
11600	0	11,8	0
12000	7,8	0	0
12800	0	12,2	0

Tabela 2.8 – Tabela de pesos para definição dos valores de $Q_{loss_{cycle}}$ faltantes para DoD de 5%, 60% e 100%

Ah	DoD		
	5%	60%	100%
0	1	1	1
500	1	1	50
1400	1	1	50
1600	1	50	1
1750	50	1	1
2800	50	1	1
3400	1	1	50
3600	1	50	1
3900	50	1	1
4400	1	1	50
4800	1	50	1
5000	50	1	1
5800	1	50	1
6000	50	1	1
6600	1	1	50
6900	1	50	1
7200	50	1	1
7800	1	1	50
7900	1	50	1
8400	50	1	1
9000	1	1	50
9200	1	50	1
9600	50	1	1
10000	1	1	50
10200	1	50	1
10800	50	1	1
11200	1	1	50
11600	1	50	1
12000	50	1	1
12800	1	50	1

de forma que, para cada Ah -throughput que se tenha um resultado de $Q_{loss_{cycle}}$ para um determinado DoD , também deve-se ter um valor de $Q_{loss_{cycle}}$ para os demais DoD .

Para isto ser possível, todos os valores nulos da Tabela 2.7 têm que serem substituídos pelo respectivo valor de $Q_{loss_{cycle}}$.

Para calcular os valores faltantes na tabela, foi atribuído a estes um valor inicial que, no caso, foi zero. Também foi montada a Tabela 2.8 que, no processo de estimação dos parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4 , atribuirá um peso 50 para os valores obtidos da digitalização da Figura 2.11 e peso 1 aos valores atribuídos.

Portanto, o objetivo da Tabela 2.8 é valorizar muito mais, na relação de 50 para 1, os valores obtidos de ensaios frente os atribuídos ou calculados.

No Curve-Fitting do MatLab com método NonlinearLeastSquares, Robust off e Algoritmo Trust-Region e populando com a Equação 2.21 com os dados das Tabelas 2.7 e 2.8 obtém-se os parâmetros de iteração zero (0) apresentados na Tabela 2.9.

Estes valores de α_3 , α_4 , β_3 e β_4 são aplicados na Equação 2.21 e os itens atribuídos na Tabela 2.7 são recalculados e novamente inseridos no *Curve-Fitting*, iniciando-se uma nova iteração. Este processo continua até que não se consiga melhorias significativas na qualidade dos resultados, que são mostrados na Tabela 2.10, ou que não faça sentido continuar devido a qualidade dos números com que se está trabalhando.

Na Figura 2.14f, os pontos mais distantes da superfície representada pelo plano cinza são pontos obtidos da digitalização da Figura 2.11. Portanto, a partir deste momento, não faz sentido continuar a melhora dos pontos calculados.

Tabela 2.9 – Evolução dos parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4 nas interações

iteração	α_3	α_4	β_3	β_4
0	-0.8333	-5.24	0.01774	0.003533
1	-0.8333	-5.24	0.01829	0.003667
2	-0.8333	-5.24	0.01831	0.003677

Tabela 2.10 – Qualidade dos parâmetros α_3 , α_4 , β_3 e β_4 encontrados em cada iteração.

iteração	SSE	R-Square	DFE	Adj R-sq	RMSE
0	4,0528E+03	0,7445189	86	0,735607	6,864795
1	1,0965E+03	0,9209552	86	0,918198	3,570696
2	1,0916E+03	0,9215274	86	0,918790	3,562691

Seguindo este procedimento a Equação 2.21, uma vez estabelecidos os parâmetros de ajuste ficam conforme mostra a Equação 2.22, para o intervalo de $DoD < 10\%$ e $Dod > 50\%$

$$Q_{loss_{cycle_{out}}}(\%) = (-0.8333 * \exp^{(0.01831 * DoD)} - 5.24 * \exp^{(0.003678 * DoD)}) * Ah^{0,65} \quad (2.22)$$

Na Figura 2.14, tem-se Z_{out} representando a perda de capacidade da bateria, ou seja, $Q_{loss_{cycle}}$, X_{out} representando a quantidade de corrente que passa pelas baterias, ou seja, $Ah-throughput$, e Y_{out} os DoD considerados. As interações são representadas nos

números que figuram ao final de cada nome de eixo, onde 0 é a iteração inicial e 2 é a última.

As Figuras 2.14a, 2.14c e 2.14e mostram o comportamento da superfície gerada conforme os parâmetros obtidos em cada iteração. Já as Figuras 2.14b, 2.14d e 2.14f mostram a diferença entre superfície obtida, representada pelo plano em cada ponto considerado, e a evolução dos mesmos a cada iteração.

A seguir, vê-se graficamente como foi a evolução dos parâmetros entre as iterações. As Figuras 2.14a, 2.14c e 2.14e, expõem a superfície gerada, quando aplicado o os parâmetros propostos em cada iteração, frente os resultados obtidos que estão bem próximos à superfície, e os atribuídos ou calculados, que são os que estão mais longe da superfície, principalmente nas primeiras iterações.

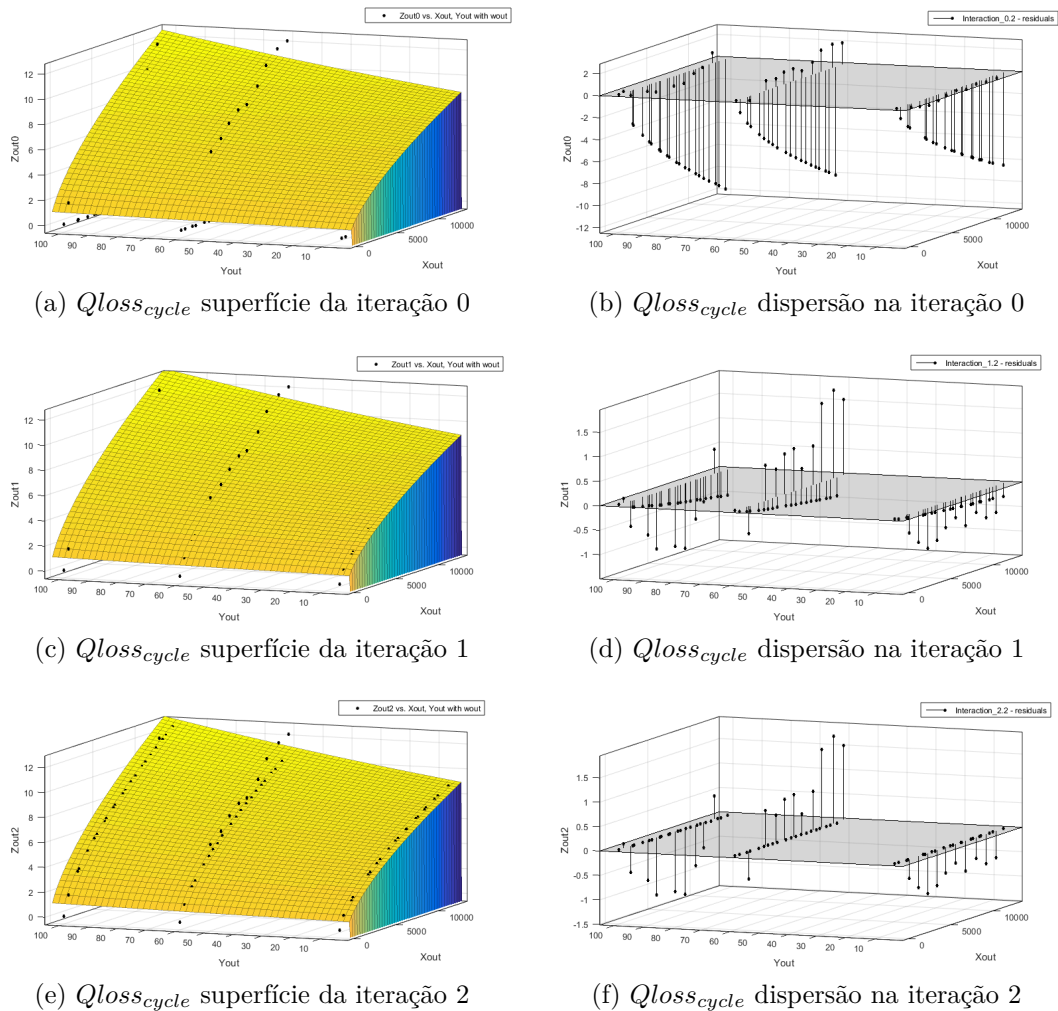


Figura 2.14 – $Q_{loss_{cycle}_{out}}$ iterações

Já as Figuras 2.16b, 2.16d e 2.16f, mostram como a distância dos pontos atribuídos vão convergindo ao plano até o momento que a incerteza dos pontos medidos fica mais relevante que a dispersão dos valores calculados.

Na Figura 2.15, o eixo onde é encontrado o $Yout$ são os valores de DoD . Já o eixo onde tem-se o $Zout2$ são as perdas de capacidade da bateria. É visto que o modelo matemático apresentado com os parâmetros encontrados não são válidos para qualquer valor de DoD .

A Figura 2.15a mostra que o modelo proposto com os parâmetros encontrados são válidos e contínuos para valores de DoD superiores a um certo valor, que é bem próximo a 0. A Figura 2.15b dá um detalhe do comportamento do modelo com os parâmetros encontrados no intervalo de $0,7280 \leq DoD \leq 0,7282$ onde pode-se notar que até o valor 0,781 a perda de capacidade dada por $QlCyc$ no gráfico decresce com o aumento do Ah . Portanto, a formulação encontrada é válida para valores de $DoD \leq 0,7282$, pois a baixo deste valor, pelo modelo matemático, da bateria ganharia capacidade com o uso, $Qloss_{cycle_{out}} < 0$.

2.1.4.4 Parâmetros γ_1 , γ_2 e γ_3

O processo utilizado para encontrar os parâmetros γ_1 , γ_2 e γ_3 para a determinação do modelo semi-empírico de previsão dos valores de $Qloss_{cycle_{in}}$ foi o mesmo que o aplicado para a determinação dos parâmetros para o modelo semi-empírico de avaliação de $Qloss_{cycle_{out}}$.

Assim sendo, é apresentado a Tabela 2.11, que é retirada da Figura 2.11 para os DoD 10%, 30% e 50% e que também tem atribuído o valor inicial 0 para os $Qloss_{cycle_{in}}$ que não tiveram seus ensaios contabilizados. A Tabela 2.12 irá considerar os valores de $Qloss_{cycle_{in}}$ ensaiados 50 vezes mais relevantes que os valores atribuídos ou calculados.

A Tabela 2.13 mostra a evolução dos parâmetros e a Tabela 2.10, a evolução da qualidade dos parâmetros obtidos.

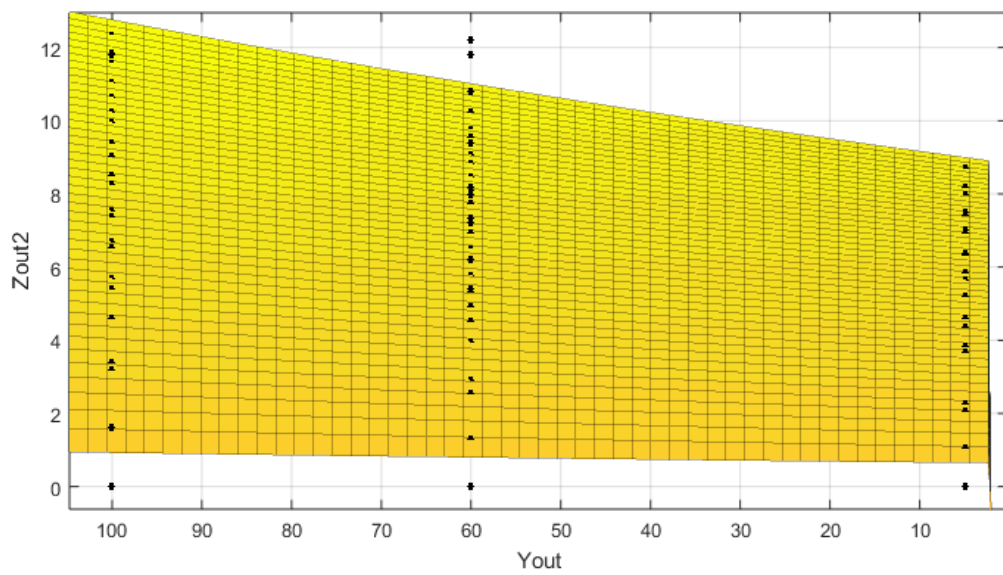
Para o intervalo de $10\% \leq DoD \leq 50\%$ temos a Equação 2.20.

$$Qloss_{cycle_{in}}(\%) = (-8,29E - 04 * DoD^2 + 8,07E - 02 * DoD + 0.003886) * Ah^{0,87} \quad (2.23)$$

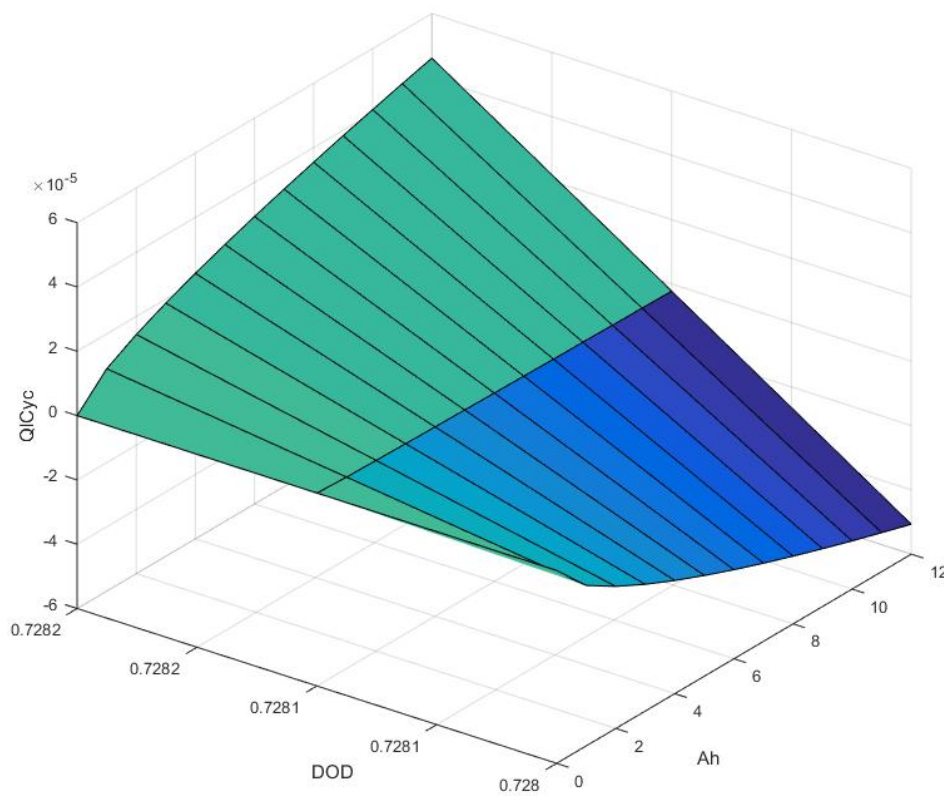
Do mesmo modo, a Figura 2.16 mostra a evolução da obtenção dos parâmetros e a evolução da dispersão dos dados. Para este caso também são válidos todos os comentários feitos para a Figura 2.14.

Na Figura 2.16, tem-se $Zout$ representando a perda de capacidade da bateria, ou seja, $Qloss_{cycle}$, $Xout$ representando a quantidade de corrente que passa pelas baterias, ou seja, $Ah-throughput$, e $Yout$ os DoD considerados. As interações são representadas nos números que figuram ao final de cada nome de eixo, onde 0 é a iteração inicial e 2 é a última.

As Figuras 2.16a, 2.16c e 2.16e mostram o comportamento da superfície gerada conforme os parâmetros obtidos em cada iteração. As Figuras 2.16b, 2.16d e 2.16f mostram



(a) Visão da superfície de aplicação do modelo



(b) Detalhe do limite de inferior de aplicação do modelo

Figura 2.15 – Limite de aplicação do modelo semi-empírico com os parâmetros encontrados

a diferença entre superfície obtida, representada pelo plano, e cada ponto considerado e a evolução dos mesmos a cada iteração.

Tabela 2.11 – Digitalização da Figura 2.11 para DoD de 10%, 30% e 50%

Ah	DoD		
	10%	30%	50%
0	0	0	0
500	1	1,8	0
1400	1,6	2,2	0
2600	0	0	6
3200	0	6,6	0
3400	5,8	0	0
4000	0	0	8,4
4200	0	8,4	0
4600	7,2	0	0
5000	0	0	9,8
5400	0	10	0
5600	8,4	0	10
6600	0	11,6	0
6800	10	0	0
7600	0	13,1	0
7800	11	0	0
8800	0	14,8	0
9000	12,6	0	0
10000	14,8	0	0
11400	15	0	0

Tabela 2.12 – Tabela de pesos para definição dos valores de $Q_{loss_{cycle}}$ faltantes para DoD de 10%, 30% e 50%

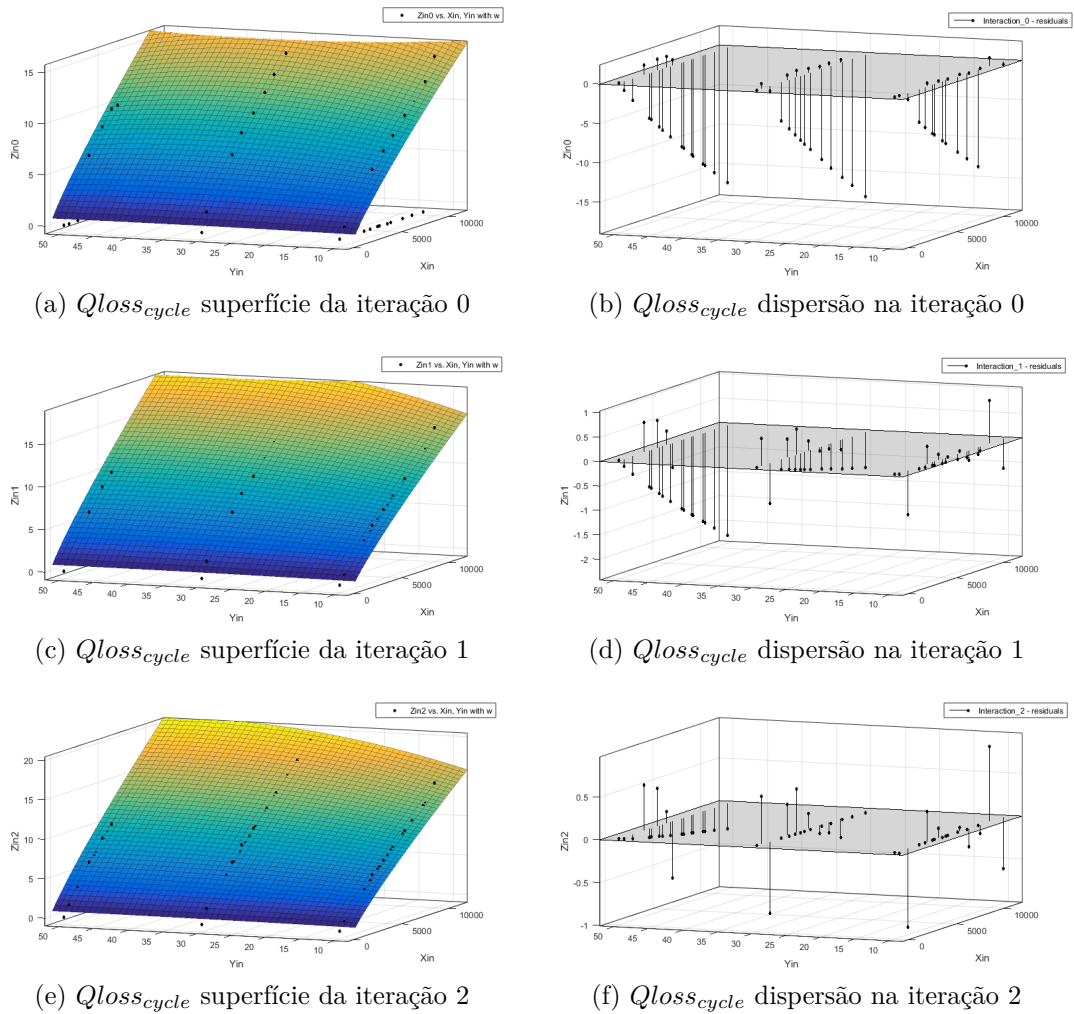
Ah	DoD		
	10%	30%	50%
0	1	1	1
500	50	50	1
1400	50	50	1
2600	1	1	50
3200	1	50	1
3400	50	1	1
4000	1	1	50
4200	1	50	1
4600	50	1	1
5000	1	1	50
5400	1	50	1
5600	50	1	50
6600	1	50	1
6800	50	1	1
7600	1	50	1
7800	50	1	1
8800	1	50	1
9000	50	1	1
10000	50	1	1
11400	50	1	1

Tabela 2.13 – Evolução dos parâmetros γ_1 , γ_2 e γ_3 nas interações

iteração	γ_1	γ_2	γ_3	k (valor fixo)
0	-1,28E-03	9,04E-02	0.003776	1
1	-9,18E-04	8,38E-02	0.003862	1
2	-8,29E-04	8,07E-02	0.003886	1

Tabela 2.14 – Qualidade dos parâmetros γ_1 , γ_2 e γ_3 encontrados em cada iteração.

iteração	SSE	R-Square	DFE	Adj R-sq	RMSE
0	4,3525E+03	0,8046544	57	0,797800	8,738436
1	2,6799E+02	0,9868468	57	0,986385	2,168325
2	2,3152E+02	0,9887410	57	0,988346	2,015382

Figura 2.16 – $Q_{loss_{cycle}}$ interações

Nos casos tratados por este trabalho, a bateria é um dos principais componentes do *PEV*, que realiza e gerencia a conexão da bateria com a rede tanto no *G2V* quanto no *V2G*.

É no *PEV* que fica alocado o inversor que permite a conversão de corrente alternada para contínua durante o *G2V* e da corrente contínua para alternada durante o *V2G*. É no veículo também que encontra-se o *BMS*.

2.2 Veículos Elétricos - PEV

Em uma rede com geração não convencional de fontes eólica e solar, em virtude das suas inerentes imprevisibilidades, o despacho da energia gerada é um desafio. Uma das possíveis formas de tornar a energia gerada por estas vias factível de ser despachável é o seu armazenamento e posterior uso que, no caso, ao usar as baterias dos veículos, remete aos conceitos de *G2V* e *V2G* respectivamente.

2.2.1 Veículos Elétricos

O aumento da frota de PEV é considerada uma das mais práticas opções para atacar o problema de poluição do ar nos centros urbanos no setor de transporte [17].

O processo normal de carregar as baterias dos PEV com a energia da rede é conhecido como *Grid to Vehicle (G2V)*. Quando considerado o processo onde o fluxo da energia é o contrário, onde a energia armazenada na bateria supre a rede, o mesmo é conhecido por *Vehicle to Grid (V2G)* [17]. A rede, para poder operar no conceito de V2G, tem que ser o que se denomina de *Smart Grid*.

Com respeito a parte construtiva, existem diferentes configurações de EV quando há presença ou não de motor a combustão, na existência deste, como se relaciona com a tração e o armazenamento de energia elétrica. Exemplos de configurações são apresentados no capítulo 1 de Garcia-Valle e Lopes[58]. Outro aspecto construtivo dos PEV mais relevante a este trabalho é a existência do BMS.

O BMS é o sistema que, segundo Garcia-Valle e Lopes, é composto por uma combinação de sensores, controladores, sistema computacional (*hardware* e *software*) e comunicação que gerencia o processo como carregamento, descarregamento, estimação do SoC, entre outros da bateria.

Segundo Rajakaruna, Ghosh e Shahnia[59], a norma SAE J1772 divide o processo de carregamento da bateria de um PEV em 3 níveis de intensidade.

- Nível I - Circuito de 120(V) e 15(A) ou 20(A), usado em instalação residencial e comercial, com uma potência máxima de 1,44(kW);
- Nível II - Circuito de 240(V) e 40(A), para residencial e posto de recarga pública, com uma potência máxima de 3,3(kW);
- Nível III - Circuito de 480(V), para posto de recarga rápida, com uma potência de 60 a 150(kW).

Neste trabalho não foi considerado especificamente nenhum dos processos relatados por Rajakaruna, Ghosh e Shahnia. Entretanto, o processo de Nivel II é o que mais se aproxima do que foi considerado. Foi assumido que a conexão do PEV com a rede não seria um fator limitante, caso a rede seja capaz de suportar o fluxo de energia e a potência que o carregador interno do PEV, ou seja o BMS, viesse a manipular. Na definição das potências das baterias e do BMS, foram considerados veículos existentes como os Teslas modelos S 100D, S 75D [60] e o GM Bolt [61].

Como os EVs ficaram por muitas décadas longe do grande mercado consumidor de veículos, fabricantes como a Tesla vêm atuando no mercado de forma a deixá-lo mais confortável com a tecnologia dos PEVs e, para isto, todo um material que visa informar e

educar sobre as melhores práticas de como usar bem um *PEV* está sendo disponibilizado. Esta reeducação se faz necessária pois, por mais que os fabricantes se esforcem em tornar o processo de conduzir e cuidar de um *PEV* o mais similar ao de um *ICEV*, sempre haverá diferenças que advêm das tecnologias serem diferentes. Uma das diferenças se diz respeito ao processo de carregar a bateria. Nos *ICEVs*, completar o tanque até 100% da sua capacidade não traz nenhuma contrapartida ao veículo que não seja transportar mais peso. No caso dos *PEVs*, carregar a bateria até 100% de sua capacidade pode representar uma deterioração precoce da mesma. Por este motivo, a Tesla recomenda somente levar a bateria a sua capacidade máxima em casos de longas viagens e que a carga a 100% seja feita justo antes do início do trajeto. Para os casos onde o uso do veículo será outro que não uma longa viagem, recomenda-se não carregar a bateria acima de 80% ou 90% de sua capacidade [62]. Estas considerações foram levadas em conta neste trabalho.

O *BMS* dos veículos considerados possuem a capacidade de manter a temperatura de sua bateria dentro de uma faixa ideal para a mesma. Este processo usa a energia da própria bateria para controlar sua temperatura e, desta forma, deixá-la menos vulnerável às condições climáticas. Nos veículos da Tesla, este mesmo sistema de controle de temperatura é usado quando um uso extremo da bateria é solicitado pelo proprietário. Como exemplo de uso extremo pode-se considerar manter a máxima potência do veículo disponível para uma "direção recreativa", ou para o caso de querer-se usufruir dos postos de carregamento ultra-rápidos. Em ambos os casos, a bateria é mantida a uma temperatura mais alta, pois, desta forma, ela consegue tanto fornecer quanto receber energia. Manter a bateria a uma temperatura mais alta compromete a vida útil desta. Este processo de controle de temperatura foi também considerado no trabalho, não no que se refere a uso da própria energia mas de desconsiderar as variações da temperatura ambiente, inerentes à alternância entre dia e noite ou as suas flutuações entre as estações do ano. Considerou-se que o veículo manterá a temperatura da bateria dentro dos valores para os quais foram feitos os ensaios de *calendar ageing*.

2.2.2 Vehicle-to-Grid (V2G)

Em virtude das potências envolvidas, Rodrigues[8] menciona que o incremento da frota de *PEV* pode promover um forte stress na geração e nas redes de distribuição, ou seja, no sistema elétrico. Por este motivo vários, pesquisadores sugerem alternativas de como carregar os *PEVs* usando fontes de energia renováveis e de coordenação do processo de carregamento como uma estratégia de minimizar o impacto do *G2V* na rede elétrica, que normalmente passa por um processo de otimização do tempo de carregamento, que esta diretamente relacionado com: o *SoC*, da quantidade de energia disponível e do tempo que o carro estará disponível para o *G2V*. [17]

Outros trabalhos abordam maneiras de usar a capacidade de armazenamento das

baterias dos *PEVs* como uma fonte de energia, aplicando o conceito *V2G* e assim trazer benefícios à rede com o fornecimento de serviços. Entre os possíveis serviços, tem-se, compensação de pico de demanda, controle de tensão e frequência, despacho de renováveis não convencionais como solar e eólica e o aumento da confiabilidade da rede. O fato de os *PEV* estarem distribuídos pela rede ainda os permitiria prover o *DSM*, gerenciamento pelo lado da demanda, se usado de forma coordenada com outras cargas, e ainda, por estar distribuída na rede, ajudar no controle da demanda. [17]

Segundo Warren[63], a definição e a abrangência do significado de *DSM* varia segundo o pesquisador e a publicação consultada. Alguns consideram *DSM* a atuação somente na demanda de eletricidade e outros consideram *DSM* atuar em itens não elétricos mas que influenciam na necessidade de eletricidade, como aquecedores solares. Alguns consideram *DSM* o deslocamento de demanda para fora do horário de pico, e outros incluem a decisão do consumidor em fazê-lo quando motivado financeiramente por um diferencial de tarifa. A micro-geração é considerada por alguns como *DSM*. Há os que consideram a atuação na eficiência energética como *DSM* enquanto outros a excluem.

O *DSM* no conceito proposto por Ahmadian et al. engloba o uso da possibilidade do *PEV* de armazenar eventuais sobras de energia fora do período de ponta para ser usada durante a ponta.

Zhou et al.[34] fala de estudos realizados da utilização de *PEV* como componentes da rede quando usado no conceito de *V2G*. Nos estudos os *PEVs* não estão em uso 95% do tempo e as suas baterias poderiam ser carregadas durante momentos de baixa demanda e usadas nos momentos de falta energética, como nos períodos de pico. Em média, os *PEVs* ficam parados mais de 90% do seu tempo e a disponibilidade de armazenamento de suas baterias podem, quando atuando no conceito de *V2G*, representar uma fonte de energia flexível, de rápido acesso e disponível de uma forma altamente distribuída e por isto acredita-se que o conceito *V2G* permite um controle altamente distribuído, mas ainda agregado, de uma energia armazenada flexível e de rápida resposta.

Muitas são as publicações que tratam do desenvolvimento de métodos que estudam o retorno financeiro esperado e custos quando usamos do conceito o *V2G*, oferecendo uma compreensão quantitativa de como o *PEV* poderia participar do sistema elétrico. Entretanto, o custo da redução da vida útil das baterias devido ao aumento da frequência de suas cargas e descargas ainda não foi estudado em detalhe e este é um ponto importante pois a bateria poder representar mais de 50% do custo de um *PEV*. [34]

O uso de *PEV* no conceito *V2G*, como armazenador de energia, aumenta a sua utilidade para diversos agentes. Para o proprietário, pode ser uma diminuição da conta de eletricidade ou uma fonte de receita, ambas recebidas como uma compensação pela diminuição da vida útil da bateria do *PEV*. Para o operador, representa uma melhora da confiabilidade do fornecimento e da qualidade da energia (*power quality*). Para a con-

cessionária, seus clientes tornam-se um base importante de armazenamento e geração de energia, o que pode trazer benefícios como redução de pico de demanda, restrições de fornecimento, fornecimento de serviços ancilares, postergação de investimento em expansão de capacidade da rede e melhora da confiabilidade. O *V2G* pode inclusive possibilitar que o futuro sistema de potência tenha uma menor preocupação com o balanço geração / demanda, e ainda tornar o sistema mais conceptível à geração de renováveis intermitentes. [34]

Fabricantes dos *PEVs* consideram que as baterias instaladas nos veículos devem sofrer uma degradação por volta de 20% de sua capacidade inicial durante a vida útil do veículo. O uso de sobredimensionamento é comum nos projetos e no caso das baterias viria a calhar para evitar que um precoce *EOL* venha a ser um problema no carro. Esta sobra de capacidade, de um hipotético sobredimensionamento da bateria, pode vir a ser um ponto importante para que o proprietário do veículo aceite a degradação adicional que o conceito *V2G* trará à bateria de seu *PEV*. [17].

Em seu trabalho Zhou et al.[34], mostra que pesquisadores estimam que o proprietário de um *PEV* que utiliza somente o carregamento residencial pode vir a ter um rendimento anual de \$392 a \$561 quando o coloca sob o conceito *V2G*. Outros pesquisadores estimam que, em uma concessionária com um valor de pico mediano, o *V2G* pode fornecer energia a um custo presente líquido ao proprietário do veículo de \$955 com uma receita presente líquida de \$2370 para a concessionária. Entretanto, nenhum destes trabalhos considera detalhadamente a deterioração da bateria pelo conceito *V2G*.

Este é o segundo aspecto considerado no trabalho e apresentado na metodologia deste trabalho. Antes, porém, será abordado outro importante componente deste estudo, que são as gerações não convencionais que são impossíveis de serem despachadas devido suas imprevisibilidade. É neste cenário que a energia extra de conexões tipo *V2G* ajuda operação do sistema, sendo este o primeiro aspecto considerado na metodologia.

2.3 Energias renováveis não tradicionais

2.3.1 Energia solar

Dentre as fontes de energia conhecidas e acessíveis, a maior é a energia solar e, de fato, foi a primeira fonte que o homem primitivo aprendeu a usar, seja intuitivamente, quando se esquentava, ou intencionalmente, quando aproveitava sua luz durante os dias. Este tipo de aproveitamento é chamado de *Passive Solar Lighting and Heating*, ou seja, aquecimento e iluminação solar passiva. É chamado de passivo pois não é necessário nenhum equipamento para o seu aproveitamento. [64]

Aquecimento solar

Outro tipo de uso da energia solar é para aquecimento da água. Neste caso, é necessária a instalação de um equipamento que irá submeter a água ao calor emanado do sol de forma a aquecê-la e depois ser usada para consumo, seja em piscinas, chuveiros ou qualquer outro processo em que se necessite de água quente. [64]

Geração solar

A energia solar pode ser usada também para a geração de energia elétrica através dos painéis fotovoltaicos (*PV*). O *PV* é uma tecnologia que converte a energia luminosa do sol diretamente em energia elétrica. Este tipo de energia sempre foi a principal fonte de energia dos veículos espaciais desde o início do programa espacial [64] e também de inúmeros pequenos equipamentos eletrônicos assim como fonte alternativa de energia elétrica em empreendimentos rurais desprovidos de conexão com a rede elétrica.

Nas últimas décadas, um grande mercado vem surgindo para a autogeração energética em residências e edificações conectados à rede elétrica como fruto do desenvolvimento da tecnologia de geração solar contribuindo para uma reestruturação da indústria da eletricidade. [64]

O sistema de geração elétrica usando diretamente a luz solar, normalmente é composto por 2 a 3 componentes principais dependendo de o sistema estar conectado ou não à rede. [64]

Módulo Também conhecidos por placa *PV*, é responsável pela conversão da luz solar em energia elétrica em corrente contínua.

Bateria Este item pode ou não estar presente. É responsável por armazenar a energia gerada, em corrente contínua, pelos *PVs* que for superior à demanda instantânea. Caso o sistema seja desconectado da rede e se deseje usufruir de energia em momentos quando a geração solar não é suficiente ou inexistente, este item é fundamental.

Inversor Responsável por converter a corrente contínua advinda dos *PVs* ou baterias, se existentes, em corrente alternada e, desta forma, poder ser usada na maioria das aplicações residenciais, comerciais e industriais, ou ainda poder ser injetada na rede de distribuição.

A representação matemática de uma placa de *PV* pode ser feita através de modelos exponencial simples e exponencial duplo [65], sendo que do modelo de exponencial duplo é possível obter resultados mais aderentes ao encontrado na realidade mas com alto custo computacional em virtude da sua complexidade. O modelo de exponencial simples fornece resultados satisfatórios e requer menos esforço computacional. [8] [7]

A Figura 2.17 mostra um circuito equivalente de uma célula de PV para ser equacionada pelo modelo de exponencial simples.

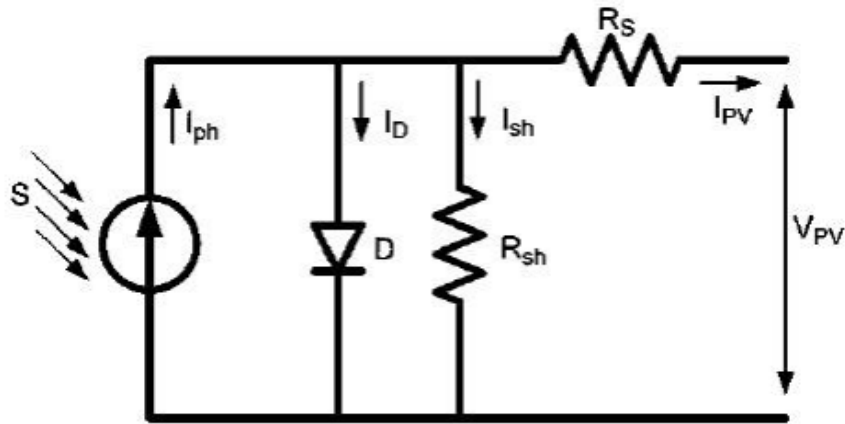


Figura 2.17 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica

Fonte – Oliveira[65]

Os autores Rodrigues[8], Nascimento[7] e Oliveira[65] tratam deste assunto em seus trabalhos.

Da Figura 2.17 pode-se tirar as seguintes equações.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.24)$$

Onde

$$I_D = I_0 * \left[\exp \frac{q * (V_{pv} + R_s * I_{pv})}{A * K_B * T} - 1 \right] \quad \text{e} \quad I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s * I_{pv}}{R_{sh}}$$

Em que:

I_{PV} - corrente da carga (A).

V_{PV} - tensão da carga (V).

I_{ph} - corrente fotoelétrica gerada (A).

A - fator de qualidade da junção p-n.

I_D - corrente do diodo (A).

K_B - constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K).

I_0 - corrente de saturação reversa do diodo (A).

T - temperatura da junção (K).

R_s - resistência série (Ω).

q - carga do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C).

R_{sh} - resistência shunt (Ω).

Rodrigues[8] demonstra em seu trabalho como, a partir da Equação 2.24, da curva I(V) da placa e do conceito de que no ponto de máxima potência, tem-se

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$$

pode-se chegar nas seguintes equações para dimensionar os componentes do circuito apresentado na Figura 2.17.

$$A = \frac{V_{mpp} + \frac{1}{G_{so}} * I_{mpp} - V_{oc}}{V_t * \left[\ln(i_{sc} - V_{mpp} * G_{sho} - I_{mpp}) - \ln(I_{sc} - V_{oc} * G_{sho}) + \frac{I_{mpp}}{I_{sc} - V_{oc} * G_{sho}} \right]}$$

$$R_{sh} = \frac{1}{G_{sho}}$$

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_S} \right) * \exp \left(-\frac{V_{oc}}{A * V_t} \right)$$

$$R_S = \frac{1}{G_{so}} - \frac{A * V_t}{I_0} * \exp \left(-\frac{V_{ov}}{A * V_t} \right)$$

$$I_{ph} = I_{sc} * \left(1 - \frac{R_S}{R_{sh}} \right) + I_0 * \left(\exp \left(\frac{R_S * I_{sc}}{A * V_t} \right) - 1 \right)$$

A Tabela 2.15 mostra os parâmetros de catálogo fornecidos pelo fabricante do módulo em questão.

Tabela 2.15 – Parâmetros do módulo BP SX 120 fornecido pelo fabricante [6]

Parâmetro	Valor
Máxima potência ($P_{máx}$)	120 (W)
Tensão em $P_{máx}$ (P_{mp})	33,7 (V)
Corrente em $P_{máx}$ (I_{mp})	3,56 (A)
$P_{máx}$ mínimo garantido	110 (W)
Corrente de curto circuito (I_{cc})	3,84 (A)
Tensão de Circuito Aberto (V_{op})	42,1 (V)
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	(0,065±0,015) (%/°C)
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-(160±10) (mV/°C)
Temperatura nominal de trabalho da célula	(47±2) (°C)

O cálculo dos parâmetros é apresentado na Tabela 2.16

Vale ressaltar que nos parâmetros calculados e apresentados na Tabela 2.16 é válido o módulo relatado enquanto os valores apresentados na Tabela 2.15 forem mantidos. Qualquer alteração nestas premissas implica que os cálculos devem ser refeitos. [8]

Para o calculo dos parâmetros da Tabela 2.16, foi considerada uma incidência solar de

$$S = 1000 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad \text{e temperatura de} \quad T_c = 25 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

Tabela 2.16 – Parâmetros calculados para o módulo BP SX 120 [7] [8]

Componente	Valor
I_{ph}	3,871 (A)
I_0	$7,9672e^{-7}$ (A)
R_S	0,3996 (Ω)
R_{sh}	1.500,8 (Ω)
A	1,4776

e os mesmos devem ser recalculados se houver alteração na incidência solar e/ou temperatura. É por este motivo que a geração de um painel *PV* varia a ponto de impedir a previsibilidade de sua geração. [7]

Geração heliotérmica

Além de, com uso de painéis *PV*, a energia solar também pode ser usada para gerar eletricidade quando substitui o combustível em plantas de geração térmica. Nesta utilização, os raios solares são concentrados em um ponto e, neste ponto, é usado para esquentar água que irá ser usada para gerar eletricidade ou para aquecer outras substâncias, como óleo ou sal, e estes, então, serão usados para aquecer e vaporizar a água que, por sua vez, irá gerar a eletricidade.

2.3.2 Energia eólica

Uma outra forma do uso da energia solar, que será vista a seguir, é um uso indireto, pois aproveita uma consequência do aquecimento da terra pelo sol.

Ao aquecer uma parte da superfície terrestre, o sol promove um desbalanceamento da pressão e do volume da massa de ar naquela área e com isto as massas de ar movimentam-se pela terra, sempre indo na direção de equalizar os valores de pressão e temperatura.

A geração eólica toma proveito desta movimentação de grandes massas de ar gerada pelas diferenças de temperaturas e as transforma primeiro em energia cinética e depois em energia elétrica.

O equipamento que faz a conversão da energia do movimento da massa de ar em energia elétrica é o aerogerador eólico ou turbina eólica.

A primeira conversão da energia é a transformação do movimento das massa de ar em energia cinética das pás da turbina eólica. Uma vez em movimento transforma-se esta energia cinética em energia elétrica no gerador elétrico, que fica localizado dentro da turbinas eólicas. O conjunto turbina eólica mais o gerador chama-se aerogerador. [7]

Como pode-se supor, a quantidade de energia que um aerogerador pode fornecer, entre outros parâmetros, está diretamente ligado à velocidade e constância do vento gerado pelo deslocamento da massa de ar. A relação entre a velocidade de vento e a quantidade de energia gerada é uma relação não linear e é definida pelos parâmetros operacionais do gerador. [7]

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 \leq w \leq w_{ci} \\ (A + B * w + C * w^2) * P_{nominal} & \text{para } w_{ci} < w \leq w_{cr} \\ P_{nominal} & \text{para } w_{cr} < w \leq w_{co} \\ 0 & \text{para } w > w_{co} \end{cases} \quad (2.25)$$

Onde:

w - Velocidade do vento.

w_{ci} - Velocidade mínima do vento para iniciar o movimento da pás da turbina.

w_{cr} - Velocidade mínima no vento para a turbina gerar sua potência nominal.

w_{co} - Velocidade máxima do vento para a turbina gerar sua potência nominal.

A, B, C - Parâmetros de ajuste da curva de geração da turbina entre w_{ci} e w_{cr} .

$P_{nominal}$ - Potência nominal da turbina.

A Figura 2.18 demonstra o comportamento da Equação 2.25 com a variação da velocidade do vento.

Os parâmetros A, B e C da Equação 2.25 são fixo e expressos pelas seguintes equações. [7] [8]

$$A = \frac{1}{(w_{ci} - w_{cr})^2} * \left(w_{ci} * (w_{ci} + w_{cr}) - 4 * w_{ci} * w_{cr} * \left(\frac{w_{ci} + w_{cr}}{2 * w_{cr}} \right)^3 \right)$$

$$B = \frac{1}{(w_{ci} - w_{cr})^2} * \left(4 * (w_{ci} + w_{cr}) * \left(\frac{w_{ci} + w_{cr}}{2 * w_{cr}} \right)^3 - (3 * w_{ci} + w_{cr}) \right)$$

$$C = \frac{1}{(w_{ci} - w_{cr})^2} * \left(2 - 4 * \left(\frac{w_{ci} + w_{cr}}{2 * w_{cr}} \right)^3 \right)$$

Tabela 2.17 – Parâmetros de velocidade do vento para o aerogerador [8]

Parâmetro	Velocidade
w_{ci}	4 (m/s)
w_{cr}	8 (m/s)
w_{co}	12 (m/s)

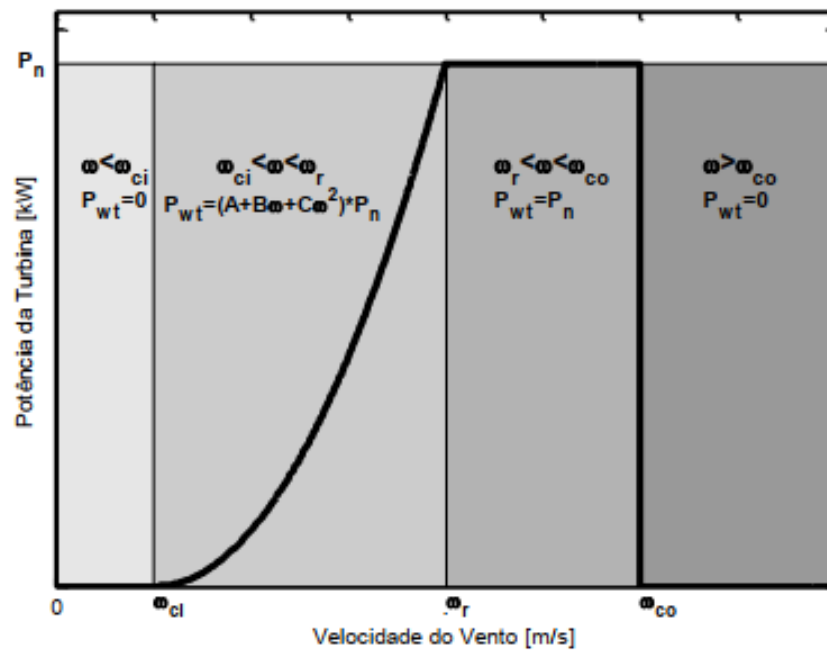


Figura 2.18 – Potencia de saída do aerogerador em função da velocidade do vento.

Fonte – Nascimento[7]

Geradores considerados

Como deve ter sido observado neste estudo foram considerados os modelos e equacionamentos de geradores eólicos e solares já provados em trabalhos de dissertação e tese.

O painel solar apresentado foi utilizado nos trabalhos de Rodrigues[8], Nascimento[7] e Oliveira[65] e tomados como base para o apresentado.

O aerogerador apresentado é discutido nos trabalhos de Rodrigues[8] e Nascimento[7]. Na Tabela 2.17 tem-se as velocidades do vento que fazem as pás começarem a girar, a velocidade em que o aerogerador alcança a sua geração nominal e velocidade do vento que o faz chegar ao desligamento.

Com isto tem-se todos os componentes necessários para simulações que visam verificar se a possibilidade de acesso à energia extra dos *PEVs* em uma condição *V2G* traz algum ganho com respeito a operação da *microgrid* quando ilhada da rede principal e que impacto o *V2G* impõe às baterias dos *PEVs*.

Antes, porém, faz-se necessário a apresentação do sistema escolhido para as simulações e as condições consideradas no mesmo. Isto será apresentado nas considerações do próximo capítulo e depois será tratada a forma como tudo se relaciona dentro da metodologia.

3 Metodologia e considerações

3.1 Considerações

A provável penetração maciça de *PEVs* em um futuro próximo é objeto de pesquisa de diversas áreas. Esta nova carga pode levar a várias consequências pouco desejáveis durante seu processo de carregamento [66], como violações de limites de tensão, sobrecorrentes em linhas de distribuição e transformadores, entre outras consequências, que são foco de muitos trabalhos disponíveis na literatura. Em contrapartida, esta carga também pode fornecer benefícios ao sistema quando operado como um recurso flexível [67], onde os *PEVs* forneceriam a sua energia armazenada à rede quando o sistema estivesse sujeito a condições operacionais críticas [68]. Esta energia extra pode vir a tornar-se de fundamental importância quando a operação de uma *microgrid* isolada da rede principal está em questão.

Sob este foco, este trabalho busca avaliar a eficácia do uso de *PEVs* como um recurso flexível para a melhoria da resiliência de *microgrid* ilhada [69], evitando o corte de carga ou reduzindo sua duração ao mínimo [70].

Para isto, desenvolveu-se cenários abrangentes para serem aplicados no sistema de teste *IEEE 34-Bus*, que foi modificado com as características necessárias para representar o objeto de estudo desejado, onde será permitida a evolução para uma *microgrid* com geração distribuída com controle local e com capacidade para operação isolada incluindo uma estratégia de corte de carga.

A Figura 3.1 mostra o sistema teste *IEEE 34-Bus* original, ou seja sem as alterações propostas. Tomando esta figura como base, fica mais fácil entender as alterações propostas explicadas a seguir.

A avaliação da resiliência de uma microrede (*microgrid*) quando esta dispõe de *PEV* como um recurso flexível para armazenar e fornecer energia quando a mesma encontra-se ilhada é um tópico de grande interesse tanto para meio acadêmico quanto para a indústria que atua com o sistema de potência. Embora muitos trabalhos tenham tratado de métodos de como aproveitar do uso da capacidade inerente dos *PEVs* de armazenar energia e sua utilização nas *microgrids* de forma a melhorar a sua resiliência quando isolada da rede principal ainda há espaço para o contemplar uma metodologia de verificação da real eficácia do uso das energias dos *PEVs* para este fim e ainda estudar o impacto que este uso causa na bateria dos mesmos.

Na busca de cobrir com esta lacuna, propõe-se uma nova metodologia holística para determinar se o uso dos *PEVs* como uma fonte flexível de energia em um ambi-

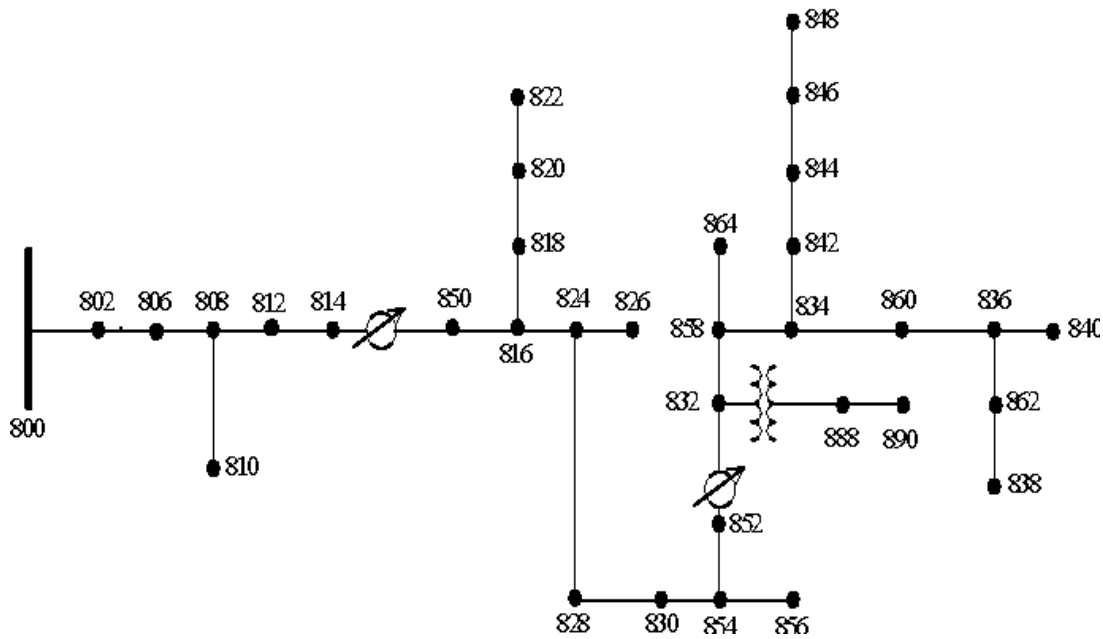


Figura 3.1 – IEEE 34 Bus

ente de *microgrid* ilhada renderia benefício real para a operação independente da rede quantificando posteriormente o impacto deste processo no desgaste das baterias.

A metodologia foi simulada considerando-se o período de 1 dia que, para um melhor acompanhamento e visualização dos resultados, foi subdividido em 96 períodos de 15 minutos cada.

Este trabalho tomou como base Rodrigues[8] que por sua vez utilizou conceitos apresentados por Nascimento[7] na sua dissertação e definições abordados por Oliveira[65].

3.1.1 Consumidores

Dependendo das suas características, em cada barra foi conectado um ou mais elementos que podem ser uma geração, uma carga ou uma mistura dos dois. Com o intuito de aproximar mais da realidade, quando um elemento conectado ao barramento for uma construção a mesma pode ser um comércio ou uma residência. Quando for residencial, o mesmo pode ser de 3 diferentes perfis de consumo, que foi atrelada a classes de renda definidas como alta, média e baixa.

A curva em PU dos consumos de energia ativa e reativa, para cada perfil de consumo residencial e do comercial poder ser visto na Figura 3.2. Neste trabalho, o valor base usado para o levantamento da curva de demanda de cada tipo de cliente não é relevante, pois o que se busca é o comportamento da mesma ao longo do tempo.

Além do perfil de consumo, a classe de renda influi também na alocação de outros insumos tratados neste trabalho como os *PEVs* e os *PVs*, além da própria alocação do cliente no *microgrid*. Em cada barra, tem somente um tipo de classe de cliente. Para a

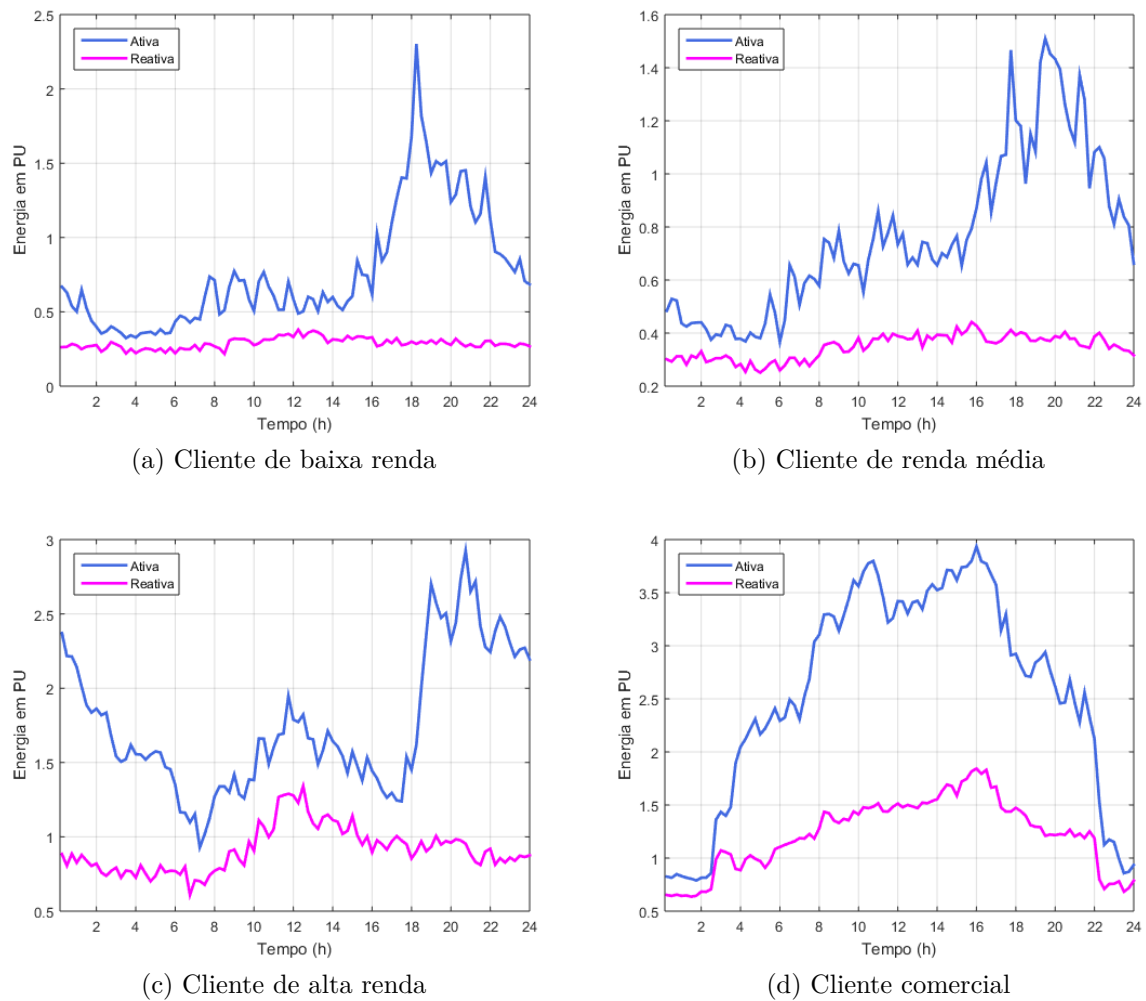


Figura 3.2 – Curvas típicas dos clientes da CEMIG a alguns anos

definição da demanda de cada barra, a curva típica da classe de cliente que está alocado naquela barra é multiplicada por um valor aleatório confinado dentro de limites pré-estabelecidos de forma empírica. De uma forma geral tem-se:

Comercial barra 840 que contém um shopping com 2000 placas de *PV*.

Residencial média renda barras 818, 820, 822 e 864 cada barra com 5 clientes com 10 placas *PV* e 1 *PEV* cada.

Residencial baixa renda barras 810, 826, 856 e 838 cada barra com 5 clientes com 5 placas *PV* e 1 *PEV* cada.

Condomínio barra 848 com 60 clientes de alta renda com 7 placas *PV* e 1 *PEV* cada.

Residencial alta renda todas as demais barras que não tenham geração térmica, hídrica ou eólica. Cada barra com 15 clientes com 20 placas *PV* e 1 *PEV* cada.

A definição da quantidade de clientes por barramento, onde cada tipo de cliente foi alocado e a quantidade de *PEV* por cliente acompanhou o proposto por Rodrigues[8] em seu trabalho o qual incorporou-se a dispersão dos *PVs* por todas as barras onde não havia geração anteriormente.

Do trabalho de Oliveira[65] e Rodrigues[8], também foram aproveitadas as 3 segmentações de clientes com respeito a prioridade de corte, que são detalhadas a seguir.

Lv1 Nível mais baixo de prioridade. São as primeiras cargas a serem cortadas caso a quantidade de energia disponível não seja capaz de suprir a demanda total do *microgrid*. Somente a carga é cortada, caso exista geração nesta barra a mesma continuará podendo servir ao *microgrid*. São normalmente caracterizadas por cargas residenciais.

Lv2 Nível intermediário de prioridade. São as cargas que devem ser cortadas se mesmo com o corte das cargas de Lv1 a energia disponível não seja possível de suprir a carga remanescente. Assim como no Lv1, as gerações, caso existentes, continuam a servir ao *microgrid*. São normalmente caracterizadas por cargas do tipo industrial e comercial.

Lv3 Nível mais alto de prioridade. São as últimas cargas a serem cortadas e somente o serão se, mesmo cortando as cargas de Lv2, a energia na *microgrid* não for capaz de suprir a demanda gerada por elas. São normalmente representadas por cargas do tipo medicinal, transporte, comunicação e iluminação pública.

A Tabela 3.1 resume o considerado quanto aos consumidores.

3.1.2 Veículos elétricos

Foram considerados 3 tipos de veículos elétricos que diferem na capacidade de sua bateria e da potência de seu carregador, como apresentado na Tabela 3.2.

Os veículos foram primeiramente distribuídos pela *microgrid* nas quantidades conforme descrito nas características de cada classe de renda definida para cada barramento da mesma. Feito isto os tipos de veículos que cada consumidor terá é também sorteado e o *SoC* inicial de cada *PEV* é estabelecido também de uma forma aleatória, de tal modo que o valor inicial do *SoC* fique dentro do intervalo

$$SoC_{min} \leq SoC < SoC_{max}$$

e calculada segundo a Equação 3.1.

$$SoC_{ini} = 85\% - rand[1 \leq SoC \leq DoD_{max}] \quad (3.1)$$

O fato de limitar-se a carga inicial máxima do *PEV* vem da recomendação da Tesla [62] que nos manuais de seus veículos sugere não carregar mais de 90% da capacidade da

Tabela 3.1 – Consumidores - alocação, ativos e classificação

Barra	Fase	Renda	Lv3	Lv2	Lv1	Paineis	PEVs
802	ABC	Alta	*	*	*	300	15
806	ABC	Alta	*	*	*	300	15
808	ABC	Alta	*	*	*	300	15
810	B	Média	*	*	*	50	5
812	ABC	Alta	*	*	*	300	15
814	ABC	Alta	*	*	*	300	15
850	ABC	Alta	*	*	*	300	15
816	ABC	Alta	*	*	*		15
818	A	Baixa	*	*	*	25	5
820	A	Baixa	*	*	*	25	5
822	A	Baixa	*			25	5
824	ABC	Alta	*			300	15
826	B	Média	*			50	5
828	ABC	Alta	*			300	15
830	ABC	Alta	*	*	*	300	15
854	ABC	Alta	*	*	*	300	15
852	ABC	Alta	*	*	*	300	15
832	ABC	Alta	*	*		300	15
858	ABC	Alta	*	*			15
834	ABC	Alta	*	*		300	15
842	ABC	Alta	*	*		300	15
844	ABC	Alta	*	*		300	15
846	ABC	Alta	*			300	15
848	ABC	Alta	*			420	60
860	ABC	Alta	*			300	15
836	ABC	Alta	*			300	15
840	ABC	Alta	*			2000	
862	ABC	Alta	*				15
838	B	Média	*			50	5
864	A	Baixa	*			25	5
888	ABC	Alta	*	*		300	15
890	ABC	Alta	*	*		300	15
856	B	Média	*	*			5

Tabela 3.2 – Veículos elétricos considerados

Tipo	Bateria (kWh)	Carregador interno (kW)
1	60	7,2
2	75	11,5
3	100	17,3

bateria do mesmo para não prejudicar a vida útil da mesma. Carregar a mais de 90% somente no caso de uma grande viagem e, preferencialmente, chegar a 100% justo antes de iniciar seu percurso. Portanto as baterias não são carregadas a mais de 90% de sua capacidade, seja na estimativa inicial de carga SoC_{ini} ou durante o carregamento do *PEV*, quando conectado na rede. Todos os *PEVs* da *microgrid* participam do *V2G* até que o seu SoC alcance 30%, quando o *PEV* deixa de ser elegível para fornecer energia ao sistema e fica à espera de haver sobra de energia no sistema para poder ter sua bateria recarregada. Na Equação 3.1 o valor de DoD_{max} foi estabelecido em 70%.

A decisão de interromper a participação do *PEV* no *V2G* quando o SoC de sua bateria chega a 30% vem ao encontro de, caso o proprietário venha a necessitar do veículo antes que ele tenha a sua bateria carregada, o mesmo possa ter uma capacidade razoável de deslocamento.

Tanto a recarga quanto a descarga é considerada como sendo feita pelo carregador interno do veículo, cuja potência é indicada na Tabela 3.2. É também considerado que o carregador interno do *PEV* seja capaz de carregar e descarregar a bateria a $1C$ -rate e na sua capacidade máxima.

3.1.3 Critério de corte de carga

O critério de corte de carga adotado é o mesmo que foi considerado por Rodrigues[8]. Já o de corte de carga, que somente é considerado no caso de a *microgrid* encontrar-se desconectado da rede principal, busca respeitar a prioridade de cargas resumidas na Tabela 3.1 e tentar garantir que as cargas de maior prioridade sejam as menos afetadas por uma incapacidade de geração em uma situação de rede isolada da principal.

Para a definição, se um nível de carga deve ou não ser cortado, leva-se em consideração a demanda projetada no tempo das cargas Lv1, Lv2 e Lv3, assim como a previsão de geração e quantidade de energia armazenada disponível. A Tabela 3.3 mostra o tempo mínimo que se espera que cada carga seja capaz de ser suprida, para que a sobra de energia seja disponibilizada para o nível seguinte de menor prioridade.

Ou seja, somente será disponibilizada energia para o Lv2 se as cargas do Lv1 tiverem a garantia de poderem ser supridas por no mínimo 120 minutos e as cargas do Lv3 somente poderão ser atendidas caso as cargas do nível anterior, Lv2, tiverem a

Tabela 3.3 – Requerimentos das prioridades de corte

Nível de Prioridade	Tempo de garantia (min)
Lv1	120
Lv2	60
Lv3	0

garantia de poderem ser atendidas por no mínimo 60 minutos. Com este processo, busca-se, no caso da *microgrid* estar isolada da rede principal, garantir energia para as cargas de maior prioridade, desligando-se cargas de menor prioridade. As estimativas de carga de cada nível de prioridade podem ser vistas na Figura 3.3.

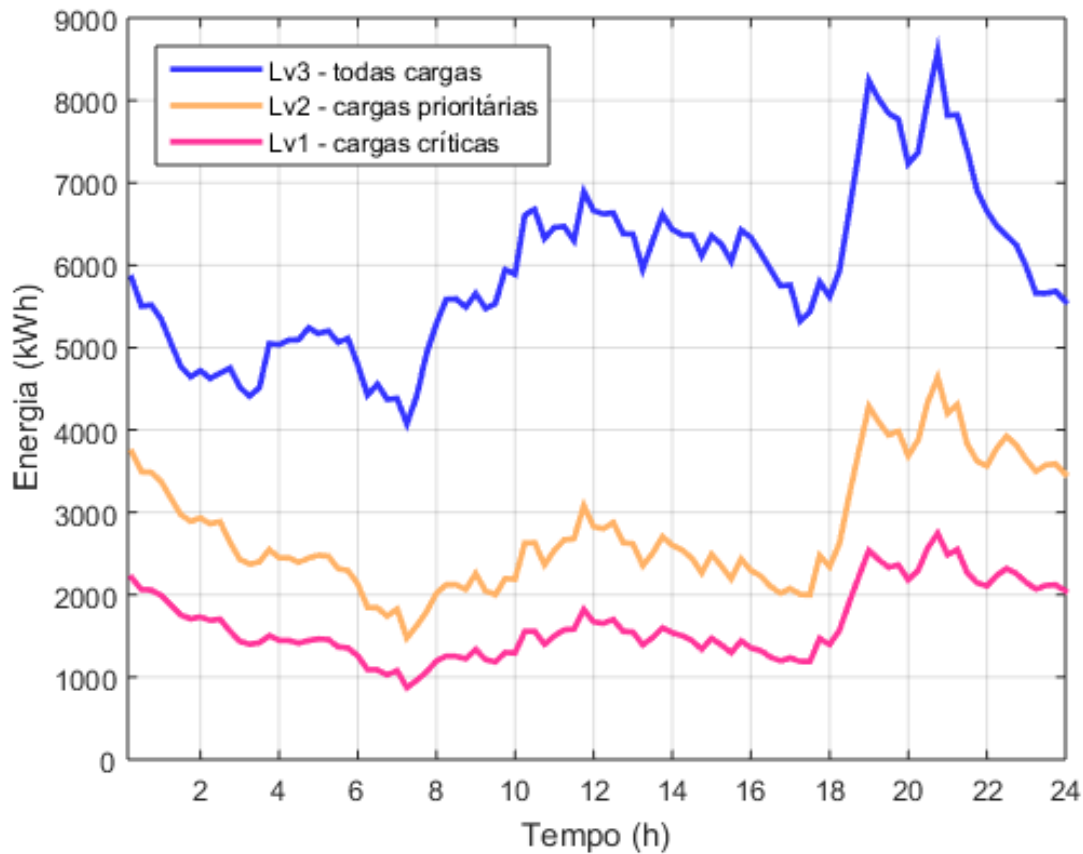


Figura 3.3 – Demanda de cada nível de prioridade

3.1.4 Geração

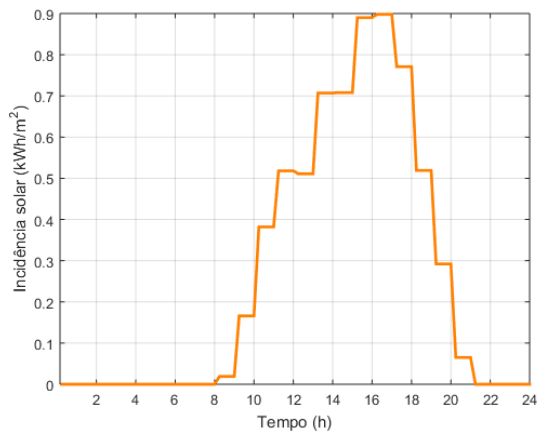
A *microgrid*, além da capacidade de geração por meio dos *PV* mostrados na Tabela 3.1, possui também capacidade de geração por fonte hídrica, térmica e eólica, como mostra a Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Capacidade de geração da *microgrid*

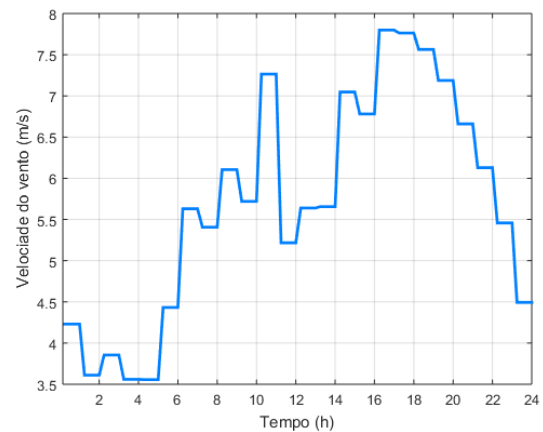
Barra	Fase	Potência máxima nominal (kVA)			
		hídrica	térmica	eólica	solar
800	ABC	2.000			
802	ABC				36
806	ABC				36
808	ABC				36
810	B				6
812	ABC				36
814	ABC				36
850	ABC				36
816	ABC			450	
818	A				3
820	A				3
822	A				3
824	ABC				36
826	B				6
828	ABC				36
830	ABC				36
854	ABC				36
852	ABC				36
832	ABC				36
858	ABC			225	
834	ABC				36
842	ABC				36
844	ABC				36
846	ABC				36
848	ABC				50,4
860	ABC				36
836	ABC				36
840	ABC				240
862	ABC			450	
838	B				6
864	A				3
888	ABC				36
890	ABC				36
856	B		750		

Sabe-se que a geração eólica e solar dependem da velocidade do vento e da incidência solar na área onde os respectivos equipamentos de geração estão localizados.

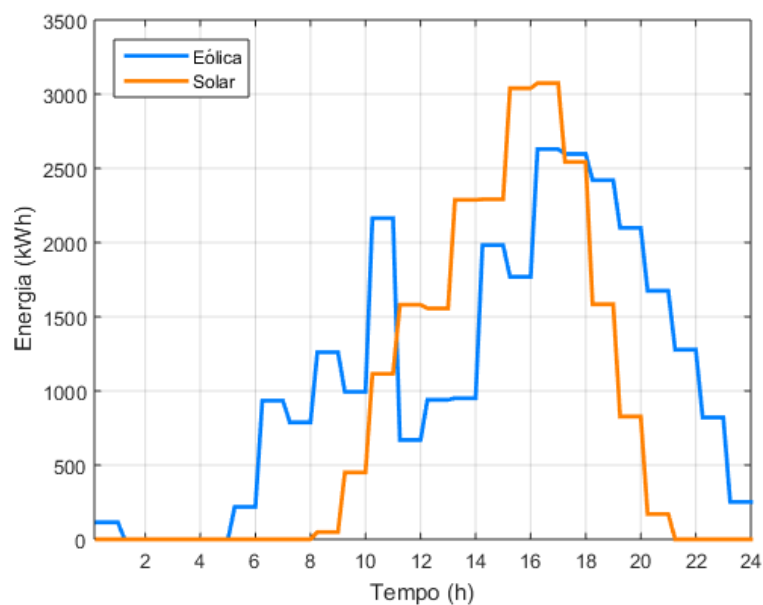
Na Figura 3.4c tem-se o resultado da aplicação das curvas das Figuras 3.4b e 3.4a nos respectivos modelos matemáticos de conversão da velocidade do vento e incidência solar em energia elétrica.



(a) Incidência solar



(b) Velocidade do vento



(c) Energia solar e eólica gerada

Figura 3.4 – Curvas de vento e insolação e sua geração de energia

As gerações podem ser analisadas como sendo 4 fontes distintas de energia, conforme estabelecido na Tabela 3.5, pois as mesmas se relacionam em bloco e tomada de decisão como: de despacho das fontes **ES2**, uso da fonte **ES4**, corte de carga, etc, não se dá, segundo cada fonte individualmente, mas conforme o comportamento de todo o bloco de energia a que cada fonte pertence.

Tabela 3.5 – Fontes energéticas da *microgrid*

ES1	Energia renovável não tradicional eólica e solar
ES2	Energia elétrica tradicional de fonte hídrica e térmica
ES3	Energia fornecida pelo sistema quando conectado ao mesmo
ES4	Energia fornecida pelos veículos no conceito <i>V2G</i>

3.1.5 Conexão da *microgrid* com a rede principal

Na *microgrid*, têm-se duas fontes de energia despacháveis: **ES2**, que compreende a geração térmica e a geração hídrica que contabiliza uma potência máxima de 2.750 kVA, a **ES1**, energias não despacháveis, com a eólica com seus 1.125kVa de potencial de geração e a solar, com 1.004 kVA de potencial de geração, como pode ser verificado na Tabela 3.1. O potencial de geração solar é possível de ser obtido por 8.370 painéis de 120 W cada.

Na Figura 3.4c, que dá a geração de **ES1** com base nos dados apresentados nas Figuras 3.4a e 3.4b. A geração de **ES1** é muito variável no tempo, assim como o é a demanda dos consumidores verificada individualmente, como pode-se ver na Figura 3.2 ou em conjunto, como vê-se na Figura 3.3.

Tendo isto em vista, foi estabelecido um cenário com 4 períodos de ilhamento para o período de um dia. O cenário foi elaborado com diferentes durações de ilhamento e os mesmos ocorrendo em todos os períodos do dia. A Tabela 3.6 resume os cenários de ilhamento considerados.

Com estes cenários, logra-se averiguar o impacto nas baterias dos *PEVs* que, atuando no conceito *V2G*, suportam a *microgrid* enquanto esta, em uma situação de ilhamento, tem que enfrentar distintas configurações de demanda dos seus consumidores e capacidade de geração das suas fontes não tradicionais (**ES1**).

3.2 Metodologia

A metodologia aplicada pode ser vista de uma forma global na Figura 3.5, que é composta por basicamente de duas etapas: uma inicial, de coleta e organização dos dados referentes as previsões de demanda e geração de todas as fontes de energia, previsão de isolamento da *microgrid* da rede principal e definição das reservas iniciais de energia nos *PEVs*, ou seja, a primeira etapa é uma coleta de dados sobre o funcionamento da *microgrid* e do estado de seus componentes.

O detalhamento das tarefas da primeira etapa é apresentado a seguir.

A primeira etapa - Coleta de dados

1. Definição da curva de carga para cada barramento da *microgrid*. As curvas de carga

Tabela 3.6 – Cenários de desconexão da *microgrid* da rede principal

Madrugada (0 h a 6 h)			Manhã (7 h a 12 h)		
Duração (h)	Início (h)	Fim (h)	Duração (h)	Início (h)	Fim (h)
1	1	2	1	7	8
2	1	3	2	7	9
3	1	4	3	7	10
4	1	5	4	7	11

Tarde (13 h a 18 h)			Noite (17 h a 24 h)		
Duração (h)	Início (h)	Fim (h)	Duração (h)	Início (h)	Fim (h)
1	13	14	1	18	19
2	13	15	2	18	20
3	13	16	3	18	21
4	13	17	4	18	22

de cada barramento deve levar em consideração os níveis de prioridades de cada, conforme apresentado na Tabela 3.1.

- Definição da contribuição esperada das fontes de geração renováveis não tradicionais (**ES1**) para o período sob análise, cujos os fatores de influência da geração esperada dos mesmos estão apresentados na Figura 3.4.
- Definição da energia esperada nas baterias dos *PEVs* participantes do conceito *V2G* e conectados à *microgrid*, que poderá ser utilizada no caso de operação isolada da rede principal. A energia das baterias é definida pela aplicação da Equação 3.1.
- Definição dos períodos de conexão e desconexão da *microgrid* da rede principal como apresentado na Tabela 3.6.
- Definição da capacidade de geração de energia da *microgrid* para cada uma das suas fontes energéticas, contidas na Tabela 3.5.

A segunda etapa inicia-se tão logo finda a primeira etapa e, nela, analisa-se o comportamento da *microgrid* durante o período de 24 h. Cada hora do dia é dividida em 4 períodos de 15 minutos cada, o que gera um total de 96 períodos de análise.

A segunda etapa - Comportamento da *microgrid* e das baterias durante cada um dos 96 ciclos de 15 minutos cada.

- Verificação se a *microgrid* está operando conectada ou ilhada da rede principal.

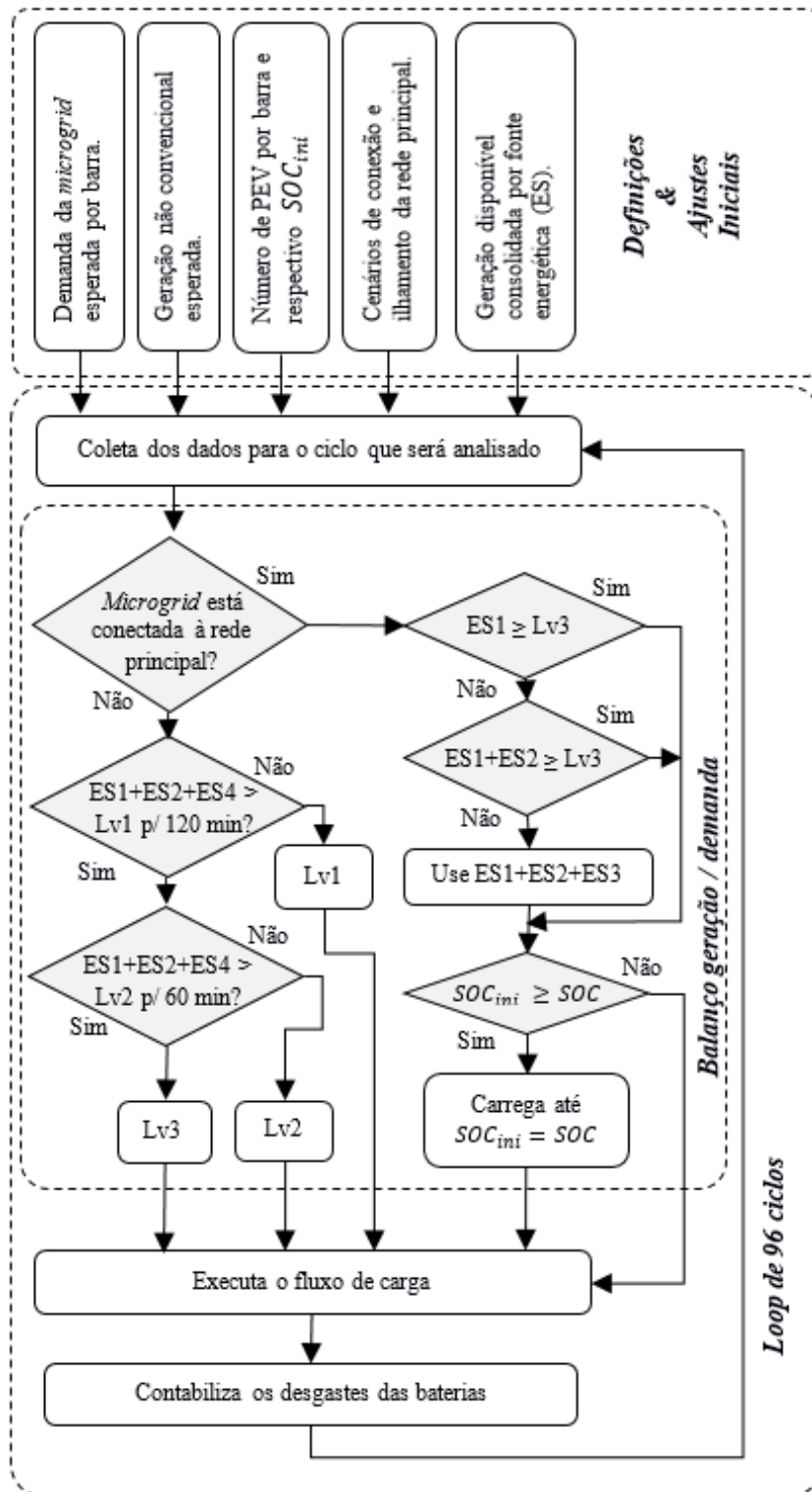


Figura 3.5 – Fluxograma da metodologia

6.1. Caso esteja operando conectada à rede principal, verifica-se a capacidade de suprir a demanda.

6.1.1. Primeiramente, utiliza-se a energia proveniente das fontes não despacháveis da *microgrid* ES1.

- 6.1.2. Se estas não forem suficientes para a o suprir a demanda, soma-se a **ES1** a energia proveniente das fontes despacháveis **ES2**.
- 6.1.3. Se este conjunto de **ES1+ES2** não forem suficientes para a suprir a demanda, utiliza-se a energia da rede principal **ES3**.
- 6.1.4. Caso o *PEV* tenha participado no *V2G* e sua bateria esteja com

$$SoC \neq SoC_{ini}$$

a mesma é recarregada até que

$$SoC = SoC_{ini}$$

e não passando de ponto.

- 6.1.5. Sob determinadas circunstâncias, o fluxo de energia entre a rede principal **ES3** e a *microgrid* pode fluir desta para a rede principal **ES3**. Isto ocorre quando a geração de **ES1**, que são não despacháveis, superar a demanda da *microgrid*. Desta forma evita-se o desbalanceamento entre geração e demanda e seus problemas inerentes como sobre frequência por exemplo.
- 6.2. Caso a *microgrid* esteja operando ilhada ou desconectada da rede principal.
- 6.2.1. Primeiramente, utiliza-se a energia proveniente das fontes não despacháveis da *microgrid* **ES1**.
- 6.2.2. Se estas não forem suficientes para a o suprir a demanda, soma-se a **ES1** a energia proveniente das fontes despacháveis **ES2**.
- 6.2.3. Caso a geração de **ES1** ou do conjunto **ES1+ES2** for ou maior que a demanda, cabe a **ES2** realizar o controle do balanço energético, reduzindo a sua geração ou consumindo a sobra de energia.
- 6.2.4. Se **ES1+ES2** não for suficiente para a suprir a demanda utiliza-se, através do conceito *V2G*, a energia proveniente dos *PEVs* ,**ES4**, se a mesma estiver disponível,
- 6.2.4.1. Caso a energia disponível em **ES1+ES2+ES4** é suficiente para suprir a demanda das cargas de prioridade Lv1 e sua projeção para os próximos 120 minutos mais as cargas de prioridade Lv2 por 60 minutos mais as cargas de prioridade Lv3, não haverá corte de carga neste ciclo.
- 6.2.4.2. No caso de não ser possível o apresentado em 6.2.4.1. porque a energia disponível em **ES1+ES2+ES4** é suficiente para Lv1 e sua projeção por 120 minutos mais Lv2 e sua projeção por 60 minutos mas não para as cargas de Lv3, estas serão cortadas do ciclo e **ES2** poderá ser usado para realizar o balanço energético da *microgrid*.
- 6.2.4.3. Caso a energia disponível em **ES1+ES2+ES4** seja suficiente para suprir a demanda das cargas de prioridade Lv1 e sua projeção para

os próximos 120 minutos mas não as cargas de prioridade Lv2 por 60 minutos, estas deverão ser cortadas do ciclo juntamente como as de nível Lv3 e **ES2** ficará responsável pelo balanço energético.

- 6.2.4.4. Uma vez definido o nível de prioridade que poderá ser atendido no ciclo, o fluxo de potência é executado é definida a quantidade de energia que cada fonte energética deverá fornecer ou consumir.
- 6.3. Caso os *PEVs* tenham participado do ciclo seja fornecendo ou recebendo de volta a energia fornecida em ciclos anteriores, é calculada a degradação de em suas baterias individualmente.
- 6.4. Terminado um ciclo, outro é iniciado até que os 96 ciclos sejam avaliados.

4 Resultados

Ao analisar os resultados das simulações realizadas, será visto primeiro a efetividade de poder contar com as baterias dos *PEVs* como uma reserva de energia para os momentos de ilhamento da *microgrid* da rede principal de tal forma que a energia utilizada deverá ser devolvida para as baterias tão logo cesse o ilhamento e a *microgrid* volte a conectar-se com a rede principal. Lembrando-se que o uso da energia armazenada no *PEV* respeitará uma reserva mínima na mesma de tal forma que o proprietário possa usufruir do seu veículo caso necessite.

Como visto, toda bateria perde capacidade de carga desde o momento que é ativada, pelo que se denomina de *Calendar Ageing*, sendo que também a bateria se degrada pelo uso o que se denomina *Cycle Ageing*. A segunda fase da análise é verificar o desgaste que ocorre na bateria quando o *PEV* é utilizado no conceito *V2G*.

4.1 Relevância dos *PEVs* na *microgrid* quando ilhada.

As análises se farão comparando cada cenário apresentado na Tabela 3.6 com o comportamento da *microgrid*, considerando a energia e a capacidade de atendimento das demandas segundo as regras contidas na Tabela 3.3 e nas intensidades apresentadas na Figura 3.3, em situações com a utilização ou não dos *PEVs*.

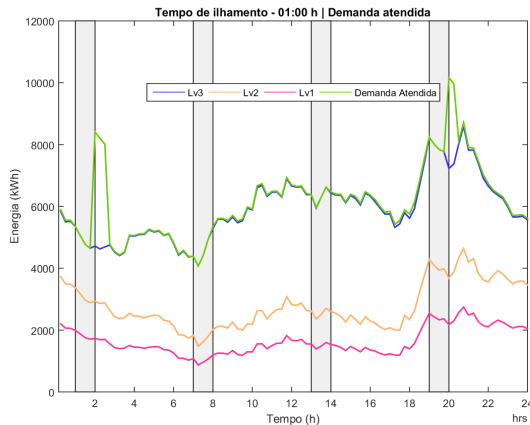
Quanto à energia, observa-se o comportamento das fontes **ES1**, **ES2** e **ES4**, onde as demandas *Lv1*, *Lv2* e *Lv3* são primeiramente supridas por **ES1** depois **ES2** para então a **ES4**, caso a *microgrid* estiver ilhada, ou **ES3**, caso contrário. Quando o sistema estiver ilhado, visualiza-se **ES2** realizando o balanceamento energético com a redução de despacho e, até mesmo, consumindo o excesso de geração que pode ocorrer inclusive em situação em que cargas de menor prioridade estão cortadas, em virtude da necessidade de garantir a energia para as cargas de maior prioridade.

Na demanda, será visto quais níveis de prioridade de carga a *microgrid* será capaz de atender, para cada um dos 96 períodos, quando considera-se, ou não, a utilização da bateria dos *PEVs* durante os períodos de ilhamento. Durante o ilhamento, será visto como se comportará o corte de carga quando este se mostrar necessário, como a demanda atendida varia entre as curvas de demanda dos 3 níveis de prioridade de carga, quando se usa ou não a energia das baterias dos *PEVs*, e como se comporta durante a recomposição da carga das baterias.

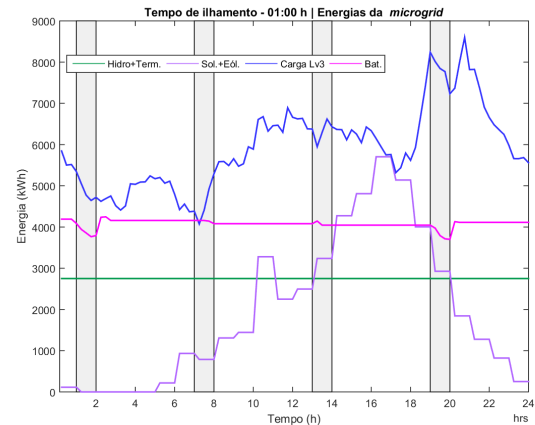
Nas figuras, os períodos ilhados são representados por uma faixa vertical acinzentada que pode-se chamar de ilhamento 1 (**il**) o ilhamento da madrugada, ilhamento 2

(i2) o ilhamento da manhã, ilhamento 3 (i3) o ilhamento da tarde e ilhamento 4 (i4) o ilhamento da noite.

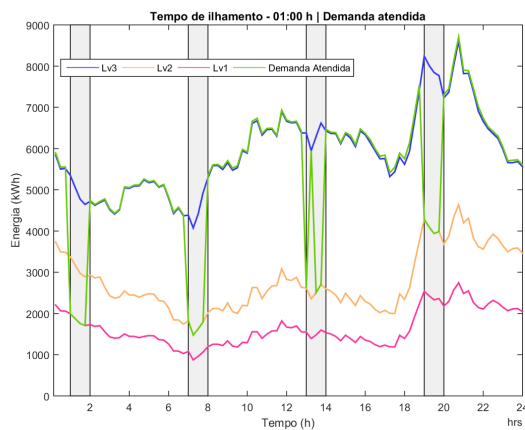
4.2 Cenário de ilhamentos com 1 hora de duração.



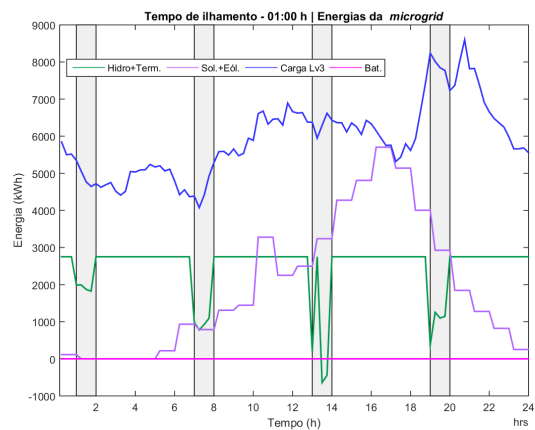
(a) Demanda com PEV



(b) Energia com PEV



(c) Demanda sem PEV



(d) Energia sem PEV

Figura 4.1 – Influência dos PEV na Demanda e Energia da *microgrid* em ilhamentos de 1h

4.2.1 Demanda

Em i1, as cargas Lv3 e Lv2 são cortadas diretamente quando PEV não está presente. Já em i2 e i4, a carga Lv2 é mantida e, por fim, i3 Lv3 é cortada salvo por um período de 15 minutos na primeira metade do ilhamento, Figura 4.1c. Na Figura 4.1a, onde PEV está presente, não é verificado corte de carga e é mostrado um aumento da demanda logo após a reconexão de i1 e i4.

4.2.2 Energia

Na Figura 4.1d, é visto que, em **i1**, **i2** e **i4**, há redução do despacho de **ES2** para o balanceamento energético da *microgrid*. Em **i3**, na primeira metade o ilhamento passa por uma redução de despacho seguido de um despacho total quando a carga Lv3 é reconectada, como vemos em 4.1d indo a seguir a um corte de Lv3 e **ES2** tendo que consumir energia do sistema, que é o que significa a ponta do gráfico na área de energia negativa. Na Figura 4.1b, onde temos o *PEV* em *V2G*, a energia das baterias são usadas durante **i1** e **i4**, que é o que gera o pico de demanda mostrado em 4.1a logo após **i1** e **i4** que representa devolução às baterias da energia usada durante o período de ilhamento.

4.3 Cenário de ilhamentos com 2 horas de duração.

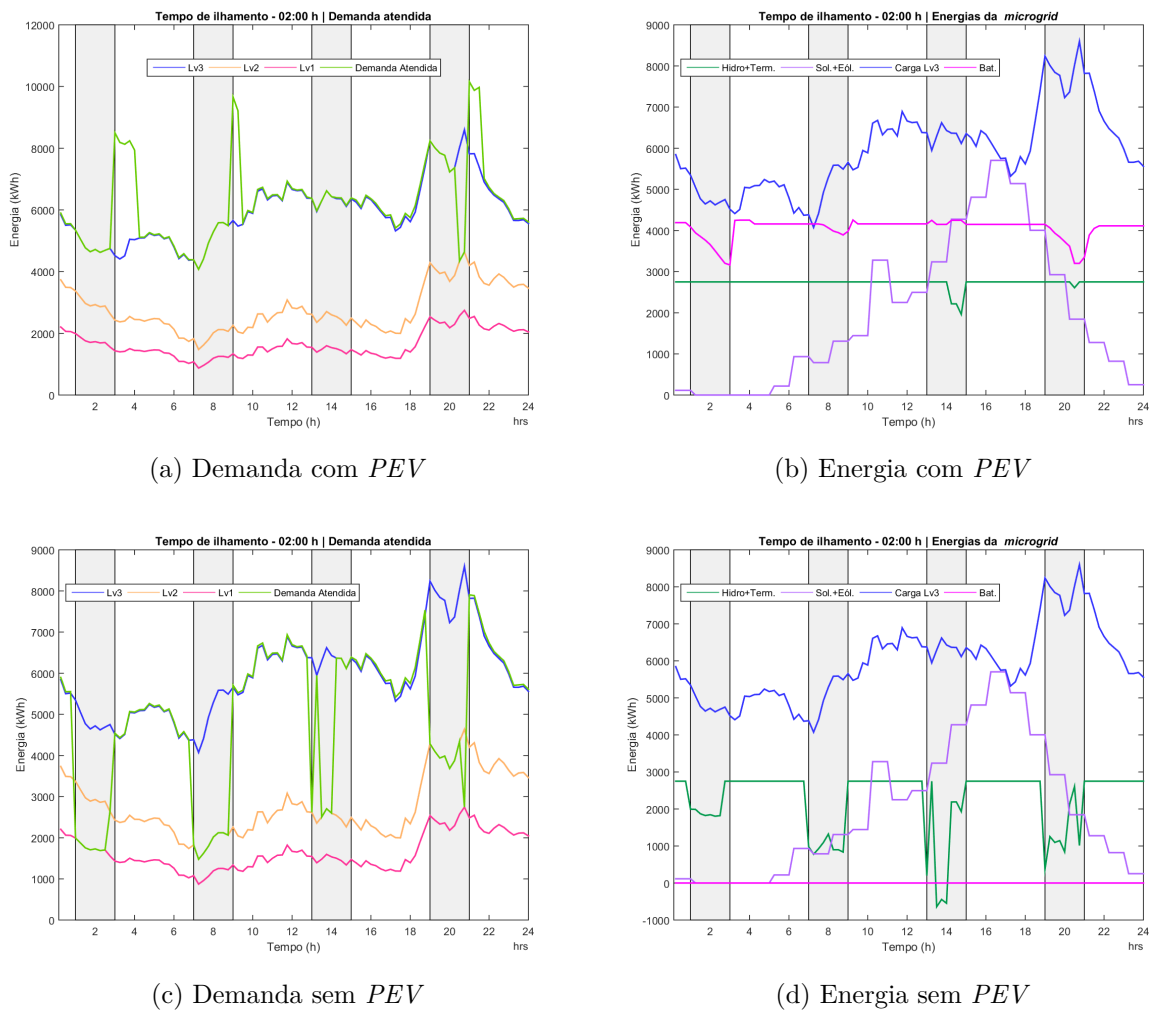


Figura 4.2 – Influência dos *PEV* na Demanda e Energia da *microgrid* em ilhamentos de 2h

4.3.1 Demanda

Para um cenário sem os *PEVs*, o comportamento da demanda no caso de 2 horas de ilhamento é muito parecido com o caso de 1 hora. Os dois casos se diferenciam na duração do corte de Lv3 em **i1** e **i2** e do corte chegando ao Lv2 em **i4**. Em **i3**, não houve alteração quanto à duração e abrangência do corte.

Ao incluir os *PEVs*, é verificado um incremento da duração da demanda para o recarregamento das baterias após o fim do ilhamento em **i1** e **i4** além do aparecimento deste incremento de demanda aos **i2**. Durante **i4** presencia-se o primeiro corte de Lv3 para o sistema operando com *V2G*.

4.3.2 Energia

Para o sistema sem os *PEVs*, observa-se uma vez mais o **ES2** atuando para balancear a oferta de energia com a demanda, reduzindo o seu despacho durante **i3**, tendo que consumir energia após o corte de Lv3.

Com os *PEVs* durante **i3**, **ES2** teve que reduzir seu despacho para compensar sobras de geração de **ES1**. Durante **i4**, **ES4** também teve que diminuir seu despacho durante o corte de Lv3 para balancear o consumo com a demanda de energia na *microgrid*. Verifica-se que a energia dos *PEVs* foi usada durante todo o período de **i1** e durante cerca de 3/4 do período de **i4**.

4.4 Cenário de ilhamentos com 3 horas de duração.

4.4.1 Demanda

Sem os *PEV*, Lv2 foi cortada por aproximadamente 2 horas durante **i1** e 2 vezes por 15 minutos durante a segunda metade **i4**. Lv3 foi cortado durante a última hora de **i1** na totalidade de **i2** e outras 2 vezes, uma por 15 minutos e outra por 30 minutos durante a primeira hora de **i3**.

Com os *PEVs*, há corte de Lv3 durante os últimos 15 minutos de **i1** e durante a segunda metade de **i4**. A recarga das baterias levou quase 2 horas após **i1** e por cerca de 1 hora após **i2** e **i3**.

4.4.2 Energia

Sem os *PEVs*, é visto uma grande flutuação do despacho de **ES2** durante todos os 4 períodos de ilhamento, inclusive tendo que, uma vez mais, compensar sobra de geração de **ES1** quando do corte de Lv3 durante **i3**

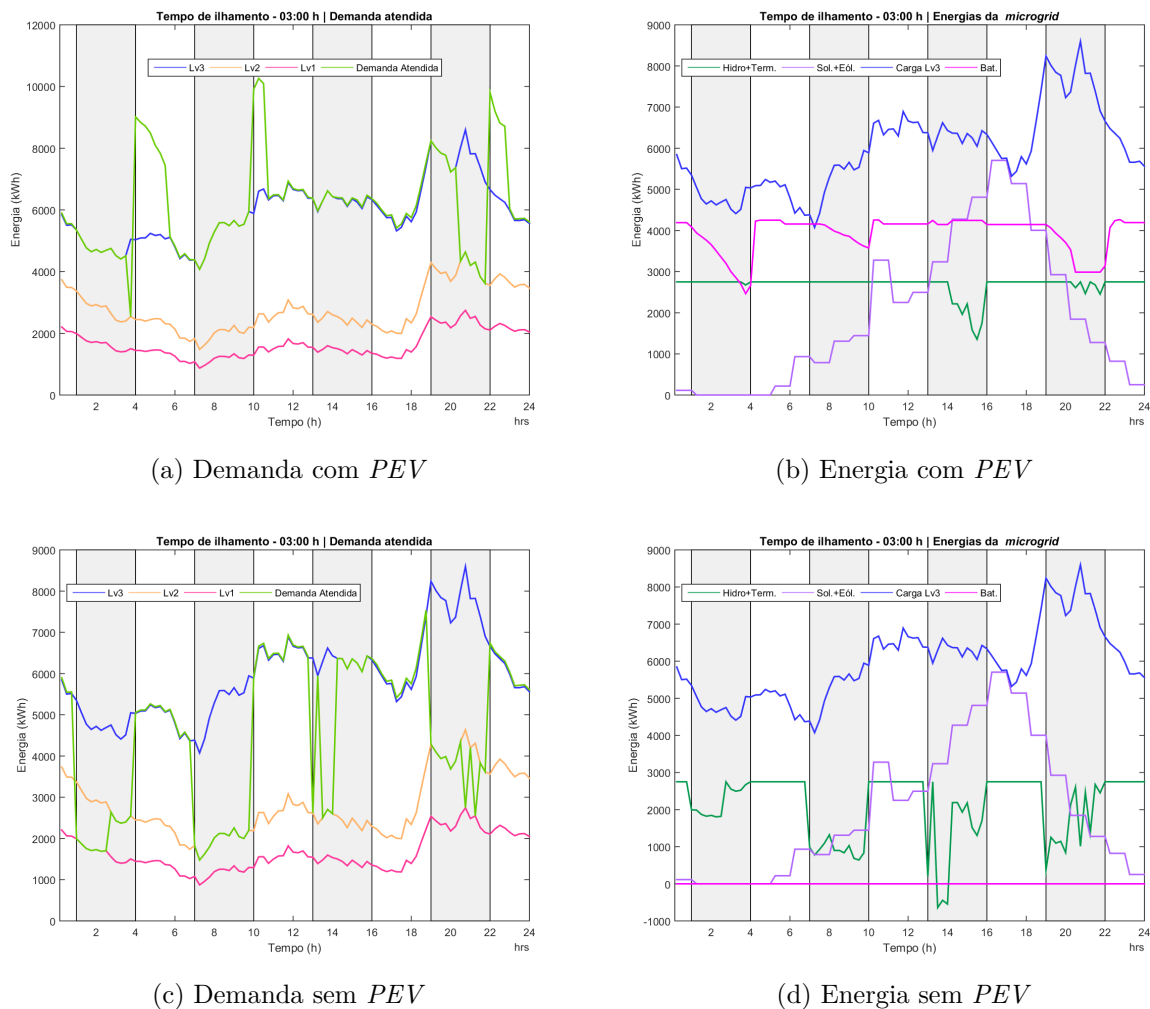


Figura 4.3 – Influência dos *PEV* na Demanda e Energia da *microgrid* em ilhamentos de 3h

Com os *PEVs*, é durante **i1** que a maior quantidade da energia das baterias foram usadas até agora. Ela foi menos intensivamente usada durante **i2** e mais profundamente usada durante **i4** que, quando houve o corte de Lv3, parou-se de usar a energia das baterias. Isto pode ser afirmado devido a flutuação do despacho de **ES2** durante o período em questão.

4.5 Cenário de ilhamentos com 4 horas de duração.

4.5.1 Demanda

Com o ilhamento de 4 horas e sem os *PEVs*, as cargas Lv3 somente podem ser supridas no quando existe uma grande oferta de energia vindo de **ES1**, que ocorre na segunda metade de **i3**. Este fenômeno vem sendo observado para todas as durações de ilhamento visto até o momento quando **V2G** não é uma opção. Entretanto, com 4 horas

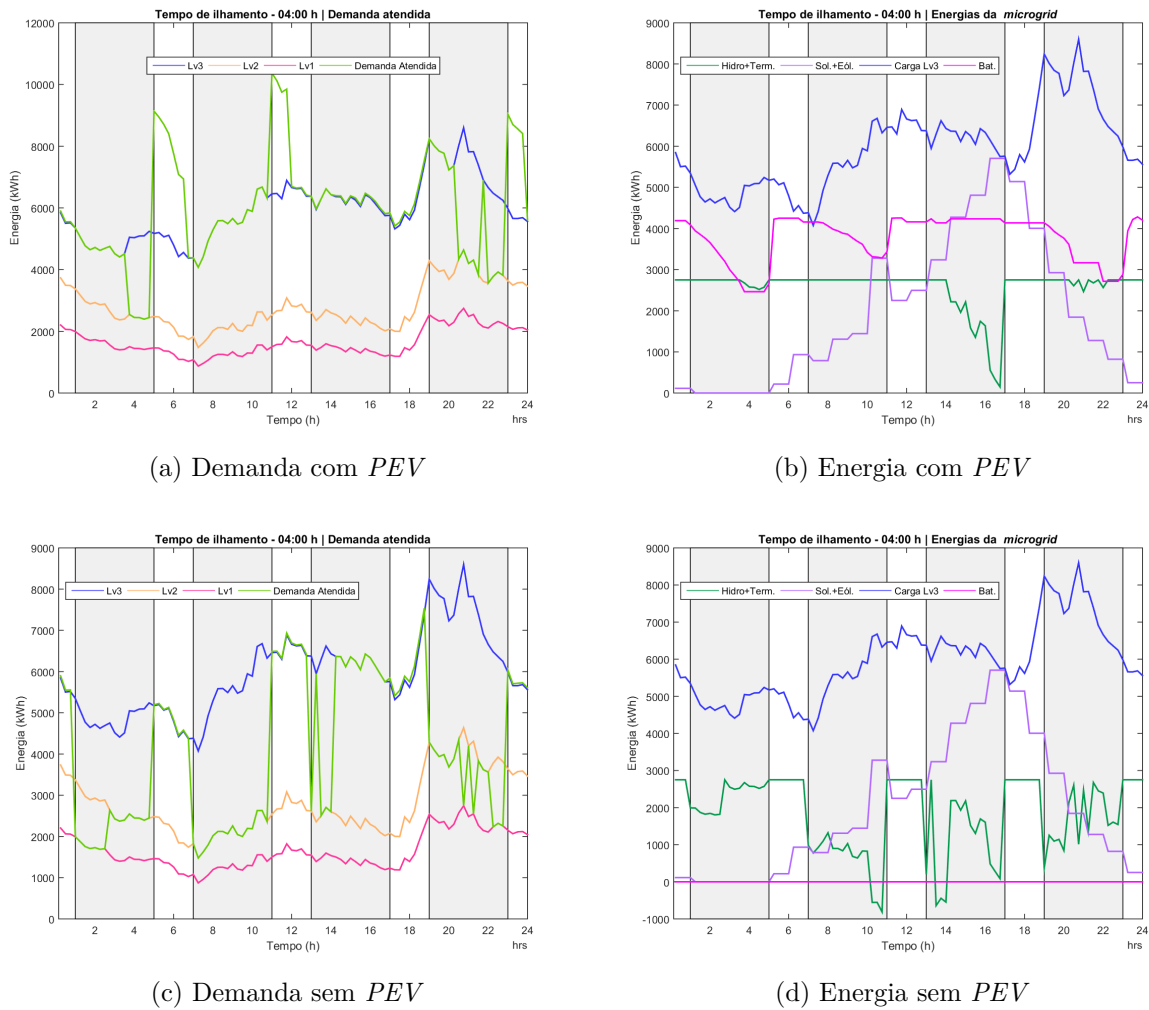


Figura 4.4 – Influência dos PEV na Demanda e Energia da *microgrid* em ilhamentos de 4h

de desconexão da rede principal, o suprimento de Lv2 fica bastante incerto na segunda metade de **i4**, quando a mesma é conectada de desconectada.

Com a presença dos PEVs, Lv3 somente é cortada no final de **i1** e **i4**. O tempo de recomposição da energia das baterias é basicamente o mesmo que durante o ilhamento de 3 horas, pois tanto durante **i1** quanto no primeiro corte de **i4**, quando Lv3 foi cortada, a energia das baterias não foram mais necessárias. Entretanto, mais energia das baterias foi usada durante o segundo corte de **i4**. O aumento da demanda para devolver toda a energia usada não aparece totalmente na Figura 4.4a.

4.5.2 Energia

Sem a energia dos PEVs, é visto que **ES2** tem que entrar tanto em **i2** quanto em **i3** para consumir excesso de energia entregue por **ES1**, e praticamente zerando o despacho quando **ES1** iguala-se a Lv3 no final de **i3**.

Podendo contar com $V2G$, **ES2** praticamente zera seu despacho no final de **i3** e **ES2** trabalha duro com seu despacho para balancear a *microgrid* durante **i1**, **i3** e **i4**. É difícil pela Figura 4.4b afirmar qual período de ilhamento contribuiu com mais energia para a rede se durante **i1** ou **i4**. Mas pode-se afirmar que a recuperação da energia durante **i4** foi mais lenta que durante **i1**.

4.6 Corte de carga

Nas figuras a seguir retratam o comportamento da demanda atendida referente às cargas Lv3, Lv2 e Lv1 representado pela curva de cor laranja. O montante de carga corta a cada período é representado como valor positivo da curva de Demanda Cortada. Os grandes picos da curva verde representa o adicional de demanda que o sistema teve que suportar para repor a energia consumida das baterias dos *PEVs*.

A figura de comparativo do nível de corte com e sem o *PEVs* tem-se apresenta a sobreposição das duas curvas laranjas das figuras anteriores ou seja, apresenta o corte de demanda para a situação onde a energia armazenada dos *PEV* esta disponível e indisponível para o sistema.

Nas tabelas tem-se os valores totais da demanda efetivamente cortada para cada período do dia considerado na análise e levando-se em conta acesso, ou não, à energia das baterias dos *PEVs*.

Desta forma pode-se verificar visualmente e numericamente a influência do acesso às energias armazenadas nos *PEVs* na prevenção do corte de carga nas condições impostas neste estudo.

4.6.1 Cenário de ilhamento de 1 horas de duração

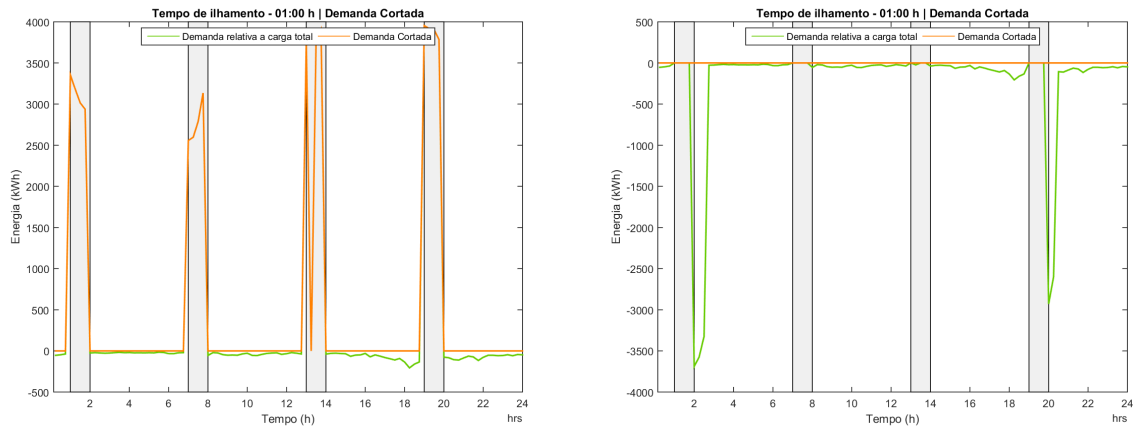
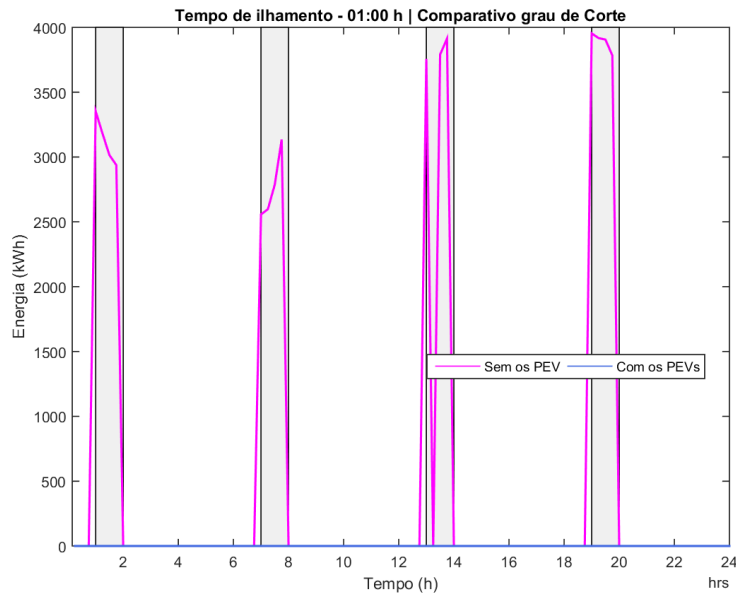
(a) Corte da demanda sem os *PEVs*(b) Corte da demanda com os *PEVs*(c) Comparativo do nível de corte com e sem *PEVs*

Figura 4.5 – Corte de demanda com ilhamento de 1 hora

Tabela 4.1 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 1 hora

Período	Corte com <i>PEV</i> (kWh)	Corte sem <i>PEV</i> (kWh)
Madrugada	0	12.485
Manhã	0	11.077
Tarde	0	11.460
Noite	0	15.560

4.6.2 Cenário de ilhamento de 2 horas de duração

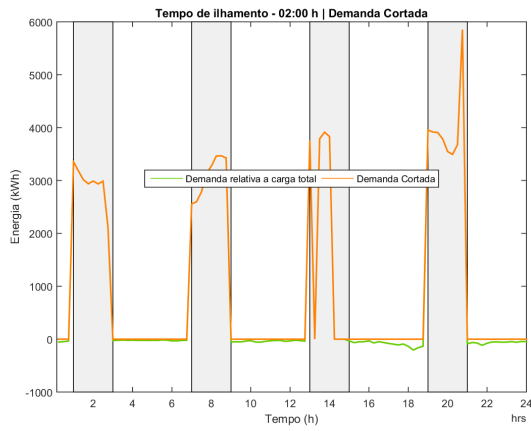
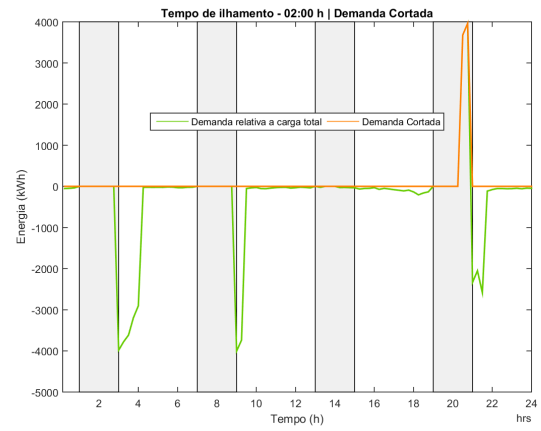
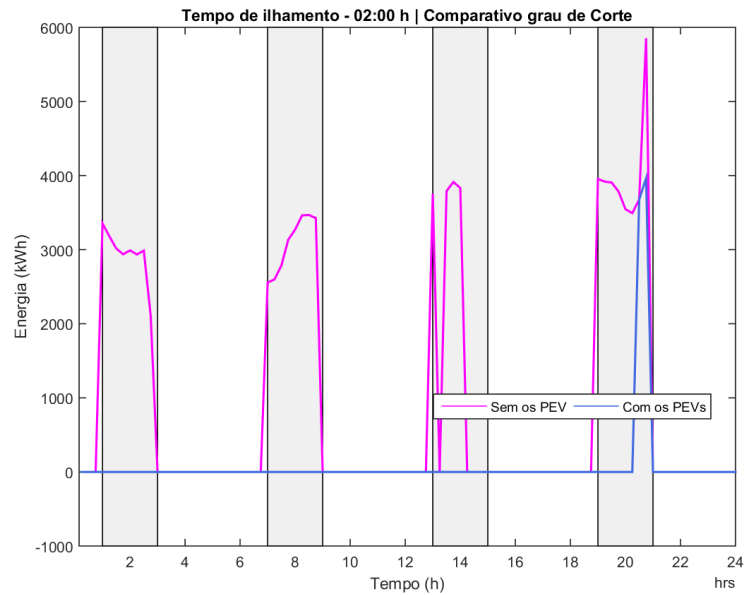
(a) Corte da demanda sem os *PEVs*(b) Corte da demanda com os *PEVs*(c) Comparativo do nível de corte com e sem *PEVs*

Figura 4.6 – Corte de demanda com ilhamento de 2 hora

Tabela 4.2 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 2 horas

Período	Corte com <i>PEV</i> (kWh)	Corte sem <i>PEV</i> (kWh)
Madrugada	0	23.510
Manhã	0	24.704
Tarde	0	15.291
Noite	7.637	32.128

4.6.3 Cenário de ilhamento de 3 horas de duração

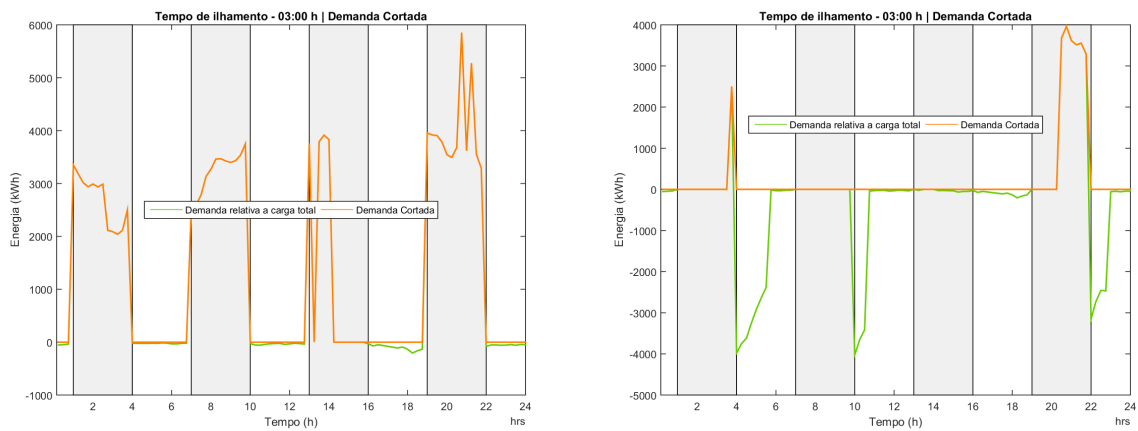
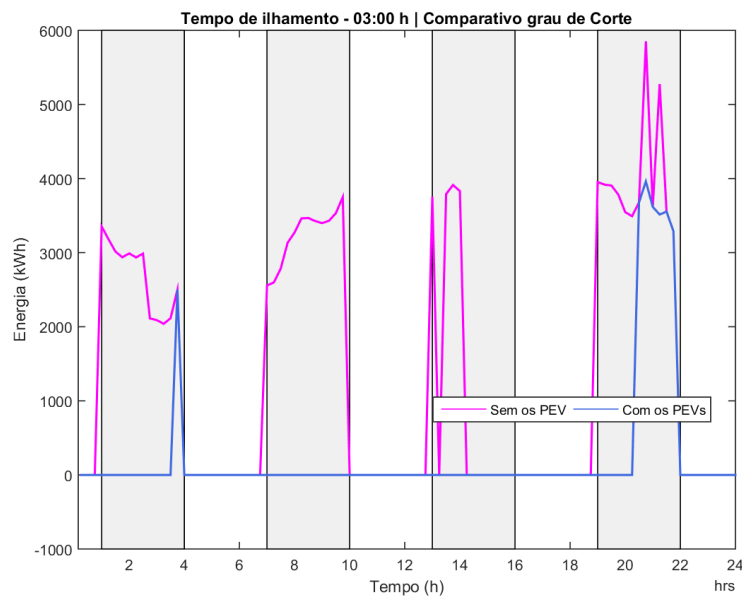
(a) Corte da demanda sem os *PEVs*(b) Corte da demanda com os *PEVs*(c) Comparativo do nível de corte com e sem *PEVs*

Figura 4.7 – Corte de demanda com ilhamento de 3 hora

Tabela 4.3 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 3 horas

Período	Corte com <i>PEV</i> (kWh)	Corte sem <i>PEV</i> (kWh)
Madrugada	2.501	32.254
Manhã	0	38.815
Tarde	0	15.290
Noite	21.610	47.863

4.6.4 Cenário de ilhamento de 4 horas de duração

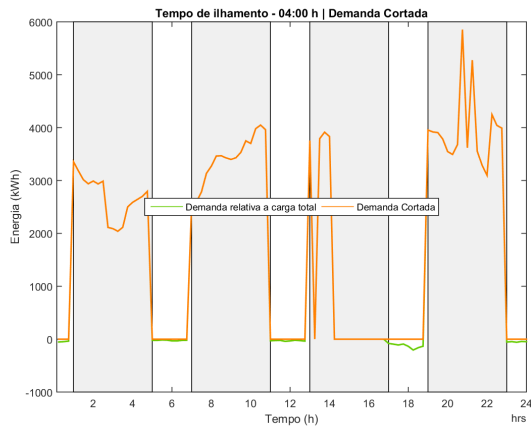
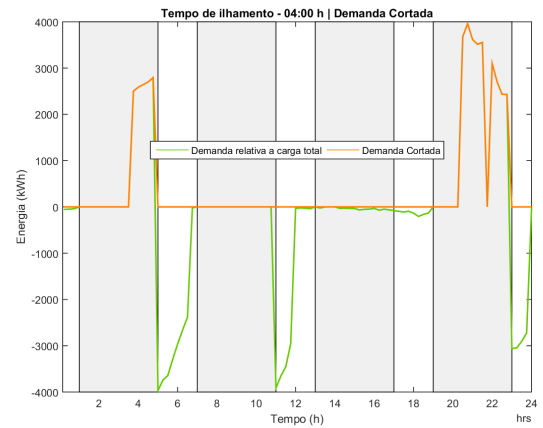
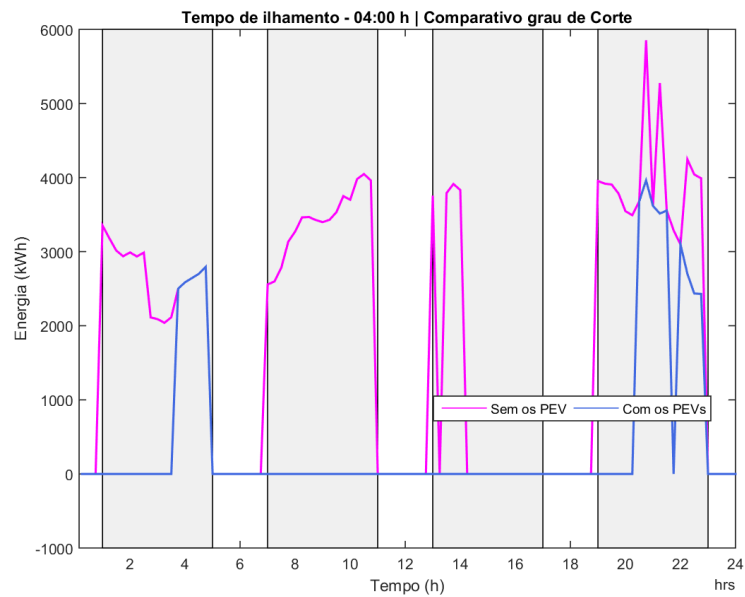
(a) Corte da demanda sem os *PEVs*(b) Corte da demanda com os *PEVs*(c) Comparativo do nível de corte com e sem *PEVs*

Figura 4.8 – Corte de demanda com ilhamento de 4 hora

Tabela 4.4 – Energia efetivamente cortada com período de ilhamento de 4 horas

Período	Corte com <i>PEV</i> (kWh)	Corte sem <i>PEV</i> (kWh)
Madrugada	13.226	42.979
Manhã	0	54.503
Tarde	0	15.291
Noite	28.988	63.238

4.7 Impacto na Bateria

Fica a pergunta: Como a bateria reage, uma vez submetida, neste regime de utilização? Como visto, a bateria corre o risco e passar por dois tipos de desgaste: um relacionado ao tempo, que é contado desde a sua ativação, e foi apresentada pela Equação 2.4, e o outro é diretamente relacionada à utilização. Segundo Sarasketa-Zabala, as Equações 2.5 e 2.6 são expressões do comportamento dos desgastes.

Se consideradas as perdas de capacidade pelo tempo (*calendar ageing*) de todas as baterias em cada período e mostrando graficamente o resultado para as perdas de capacidades máxima, média e mínima, teria-se apresentado algo como a Figura 4.9a. As figuras como a 4.10b apresentam a perda de capacidade das baterias participantes do *V2G* devido à sua utilização *cycle ageing*, fornecendo energia a *microgrid* durante seu ilhamento e sendo ressarcida posteriormente, quando findado o ilhamento, do mesmo montante de energia fornecido.

Considerando que, uma vez sofrida uma perda de capacidade, esta situação é irreversível, mais interessante que a deterioração a cada período é a informação de como esta se acumula no tempo. Isto é o que mostra as figuras 4.9c 4.10c 4.11c 4.12c para o *calendar ageing*. Chama a atenção o perfil linear desta curva quando se leva em conta que se trata de um somatório de valores que geraram curvas como as 4.9a, estas apresentam uma diminuição do desgaste sofrido pelas baterias conforme cai a quantidade de energia nelas armazenada que, durante os momentos de descarregamento e carregamento das baterias apresentam perfis nada lineares. A linearidade justifica-se quando levamos em conta a diferença brutal nas escalas dos eixos de perda de capacidade. Esta diferença não permite a visualização do decremento do somatório da deterioração, mesmo quando este é mais pronunciado como é o caso do cenário com 4 horas de ilhamento.

Nas figuras como a 4.9d 4.10d 4.11d 4.12d, tem-se a visualização do desgaste acumulado pelo uso das baterias (*cycle ageing*). Nelas vê-se claramente o impacto de cada uso no histórico de desgaste das baterias, mesmo nos cenários onde o ilhamento ocorre por menos tempo. O mesmo impacto ocorre tanto no momento de entrega da energia quanto no momento da restituição da mesma, sendo que, neste, o impacto é maior que no anterior. Em outras palavras, por este modelo matemático adotado, as baterias têm sua capacidade de carga comprometida mais pelo processo de carregamento que pelo processo de descarga da sua energia armazenada.

Nos gráficos, os valores máximos, médios e mínimos são calculados levando-se os valores encontrados e cada período de simulação (ciclo). Como não há, para os valores máximos e mínimos, o compromisso de estarem relacionados ao mesmo veículo entre um ciclo e outro, então eles delimitam a faixa onde poderão ser encontrados os valores de desgaste de todas as demais baterias durante aquele ciclo.

4.7.1 Cenário de ilhamentos com 1 hora de duração.

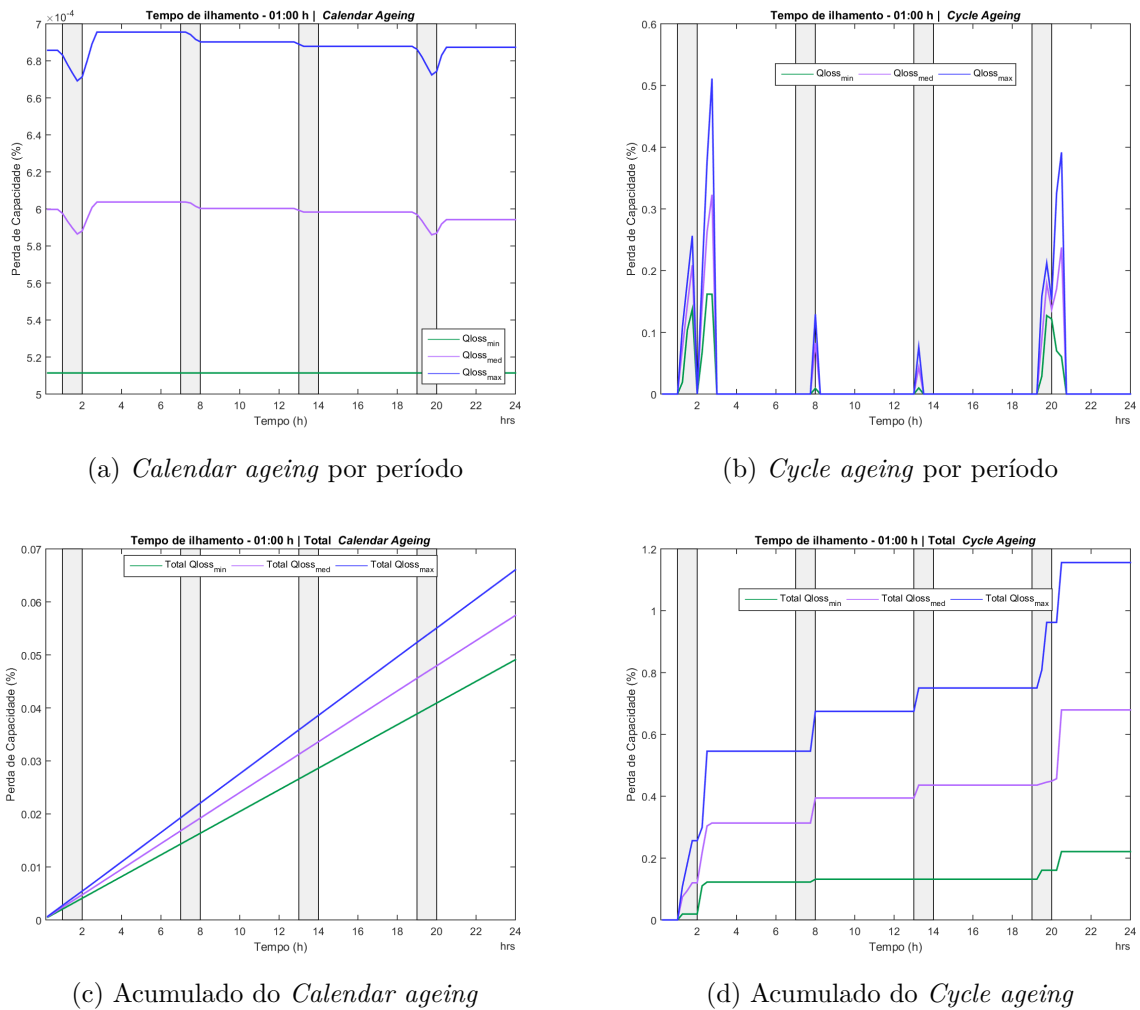


Figura 4.9 – Perda de capacidade (*Ageing*) das baterias para ilhamento de 1h

Na Figura 4.9a, é visto que, após a recarga, o desgaste da bateria é superior ao que a mesma apresentava antes de contribuir para a rede. Isto deve-se por uma limitação do modelo matemático adotado que, como mostrado na Figura 2.15b, é inconsistente para *DoD* inferiores a 0,7821. Portanto, para evitar problemas com os resultados obtidos, não foi permitido que nenhuma descarga ou recarga fosse realizada com *DoD* igual ou inferior a este valor.

Este comportamento está presente em maior ou menor nível em todos os gráficos de *Calendar ageing* por período.

4.7.2 Cenário de ilhamentos com 2 hora de duração.

Como esperado, nota-se um decaimento do *calendar ageing* nos períodos de ilhamento devido à menor quantidade de energia armazenada nas baterias.

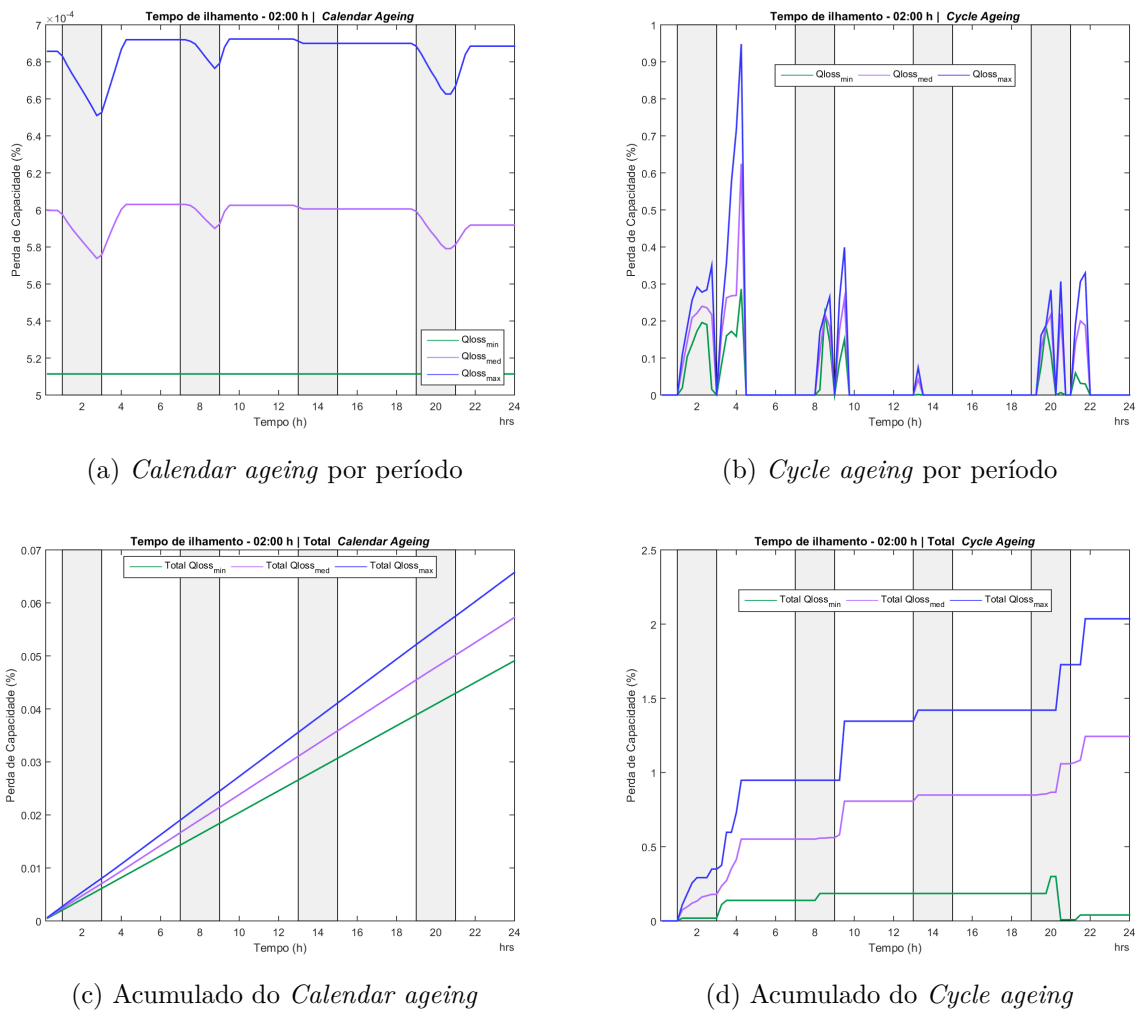


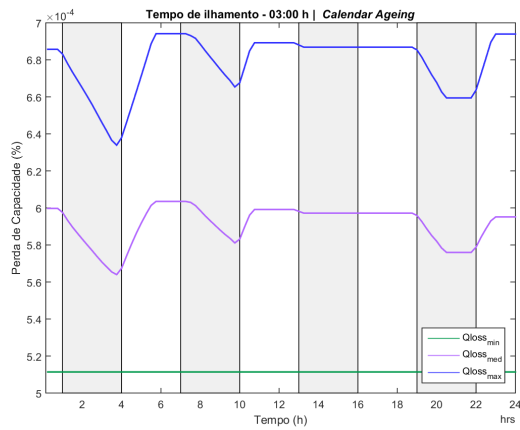
Figura 4.10 – Perda de capacidade (*Ageing*) das baterias para ilhamento de 2h

Em contra-partida, o *cycle ageing* incrementa muito devido à maior solicitação da energia armazenada nas baterias, passando o acumulado médio de desgaste de um valor por volta de 0,7%, da Figura 4.9, para um valor por volta de 1,2% da Figura 4.10.

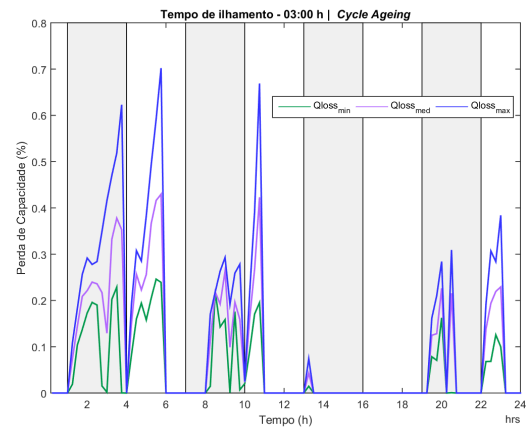
4.7.3 Cenário de ilhamentos com 3 hora de duração.

Na Figura 4.11a, é visto que, em **i4**, aparece um patamar onde se estabiliza o *calendar ageing*. Este comportamento deve-se ao corte da carga Lv3, como apresentado na Figura 4.3a, e à não necessidade da energia da bateria, como mostrado na Figura 4.3b, ambos em **i4**.

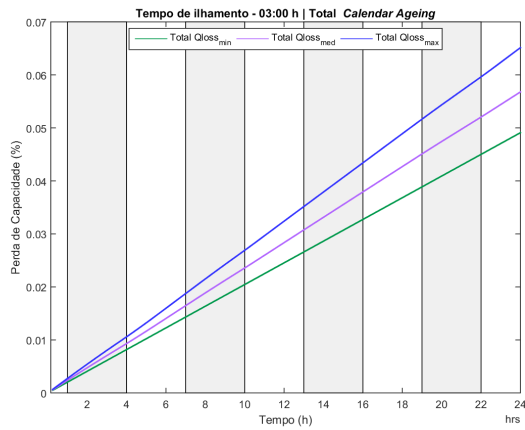
O *cycle ageing* médio passa de 1,2% encontrado com o ilhamento de 2 horas para algo em torno de 1,5% no ilhamento de 3 horas.



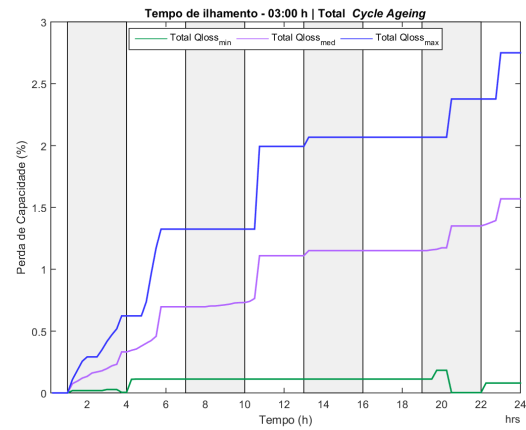
(a) Calendar ageing por período



(b) Cycle ageing por período



(c) Acumulado do Calendar ageing



(d) Acumulado do Cycle ageing

Figura 4.11 – Perda de capacidade (*Ageing*) das baterias para ilhamento de 3h

4.7.4 Cenário de ilhamentos com 4 horas de duração.

Os patamares de *calendar ageing* agora aparecem em **i1**, **i2** e **i4**, sendo que este último com 2 níveis distintos. No caso de **i1**, o motivo é o mesmo que o exposto para o patamar para o ilhamento de 3 horas. O segundo patamar de **i2** deve-se ao crescimento da oferta de **ES2**, fontes não convencionais, que cessou com a necessidade de uso da energia das baterias. Este mesmo efeito causou o segundo patamar de **i4** pois, após um breve período de 1 ciclo onde a demanda total pode ser suprida por **ES1**, a energia das baterias foi novamente necessitada ainda com o corte de Lv3, como pode ser visto nas Figuras 4.4a e 4.4b.

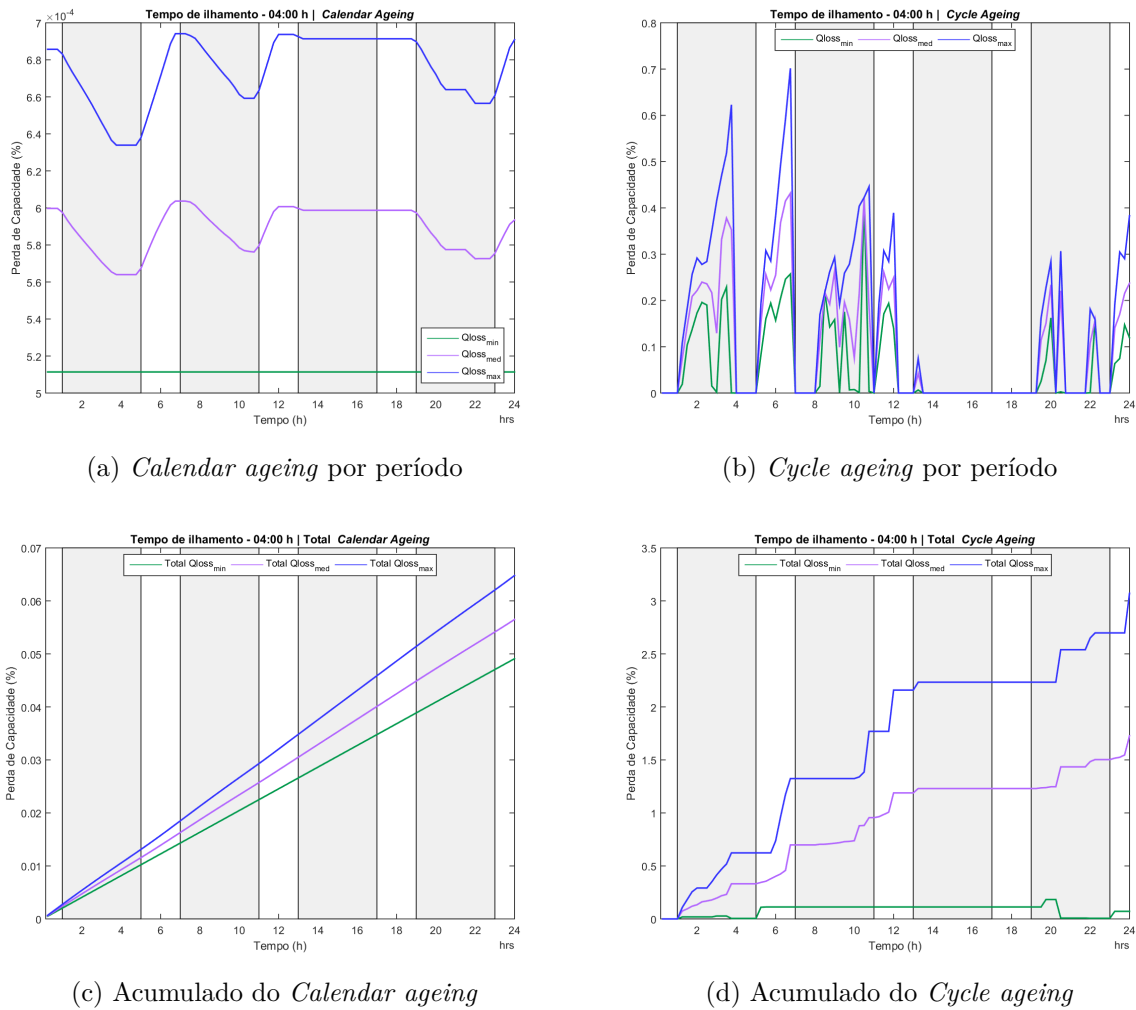


Figura 4.12 – Perda de capacidade (*Ageing*) das baterias para ilhamento de 4h

4.8 Análise carro a carro

Analisando os dados carro a carro e os desgastes que a sua bateria sofreu por fornecer energia à *microgrid* quando a mesma ficou ilhada da rede principal, é possível montar a Tabela 4.5. Nesta, para cada cenário de tempo de ilhamento, é mostrado o maior desgaste por uso (*cycle ageing*) de uma ou mais baterias de *PEV* que participaram do *V2G*, assim como o menor desgaste que uma bateria sofreu e a média dos desgastes de toda as baterias que participaram do *V2G*.

Para o cálculo do desgaste sofrido para cada intervalo de ilhamento, foi utilizada a diferença entre o desgaste total acumulado pelo *cycle ageing* de cada bateria, ao final do processo de recarga da energia, que foi fornecida durante o ilhamento, e o total desgaste que cada bateria apresentava antes de começar a fornecer energia para demanda da *microgrid* quando ilhada.

Decidiu-se considerar somente o *cycle ageing* e ignorar o *calendar ageing*, devido

Tabela 4.5 – *Cycle ageing* dos *PEVs* para cada cenário de ilhamento

Madrugada (0 h a 6 h)				Manhã (7 h a 12 h)			
Duração (h)	Menor (%)	Média (%)	Maior (%)	Duração (h)	Menor (%)	Média (%)	Maior (%)
1	0,0676	0,1834	0,3054	1	0,0093	0,0828	0,1294
2	0,0835	0,2232	0,3831	2	0,0144	0,2566	0,4467
3	0,0829	0,3662	0,7021	3	0,0203	0,4142	0,6689
4	0,0821	0,6375	0,7017	4	0,0819	0,4927	0,8353

Tarde (13 h a 18 h)				Noite (17 h a 24 h)			
Duração (h)	Menor (%)	Média (%)	Maior (%)	Duração (h)	Menor (%)	Média (%)	Maior (%)
1	0,0099	0,0435	0,0760	1	0,0893	0,2431	0,4264
2	0,0014	0,0422	0,0741	2	0,0318	0,4160	0,6332
3	0,0147	0,0429	0,0741	3	0,0681	0,4501	0,6891
4	0,0065	0,0422	0,0741	4	0,0638	0,5455	0,8663

à maior relevância do primeiro frente ao segundo e também pelo fato do crescimento do segundo ser basicamente linear, como já analisado.

Verifica-se que, como era de se esperar, que os maiores desgastes ocorrem nos maiores períodos de ilhamento e nos períodos onde há um maior defasamento entre a oferta de energia não convencional nas fontes **ES1** e a demanda da *microgrid*. A discrepância entre a oferta de **ES1** e a demanda ocorre principalmente durante **i1** e **i4**, sendo que é mais crítico em **i1** a ponto de o valor médio do desgaste estar muito próximo do maior valor encontrado. Isto ocorre tanto no cenário de ilhamento de 2 horas como no de 4 horas. Em nenhum outro cenário isto volta a ocorrer.

Vale ressaltar que, como pode ser visto nas Figuras 4.1b, 4.2b, 4.3b e 4.4b, antes do início de um novo cenário de ilhamento, as condições de carga das baterias estão praticamente idênticas, permitindo realizar a comparação acima exposta.

Para a realização de uma análise quantitativa do valor encontrado, é preciso levar em conta que os projetos dos *PEV* têm como objetivo que os mesmos sejam equipados com baterias que tenham a capacidade de durar uma média de 10 anos, até que sua vida útil termine. Sabe-se que uma bateria é considerada como encerrada a sua vida útil no momento em que a capacidade de armazenar energia da mesma seja 80% do valor que tinha quando nova. Portanto, por projeto, as baterias deveriam desgastar-se no total 2% ao ano.

Considerando-se que um fabricante sobredimensione a capacidade da bateria de

um *PEV* em 10%, ter-se-ia uma possível margem de 0,2% da capacidade de baterias para o *V2G* por ano.

Em um sistema como o utilizado e na condição de *SoC* considerado, em média, habilitaria o *PEV* a participar de um processo de *V2G* para em uma situação de grande disparidade de geração / demanda, como em **i1** ou **i4**, por 1 hora anual. Ou de duas a três vezes por ano, também durante 1 hora, em um sistema de discrepância geração / demanda médio como o encontrado em **i2**.

5 Conclusão

5.1 Conclusão

A disponibilidade de energia sempre foi um fator limitante do desenvolvimento humano. Até por volta da metade do século XIX, a principal fonte energética utilizada era a chamada de biocombustíveis tradicionais. A partir desta época, uma série de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), começaram tomar força e, já no início do século XX, tornaram-se a principal fonte energética do mundo.

No início da década de 70, na Suécia, a ONU iniciou um painel para abordar o homem e o meio ambiente. Buscava primeiramente entender a interação entre os dois e o impacto em cada lado com respeito ao desenvolvimento humano e à possibilidade do mesmo nos levar à degradação do meio ambiente de modo irreversível, impedindo-o de viver neste planeta. Uma segunda etapa desta preocupação levou a uma nova reunião no Rio de Janeiro, em 92, onde uma série de compromissos foram acordados. Estes levaram ao compromisso de Kyoto, de 99, que somente foi entrar em vigor em 2005 quando foi aceito por uma série de países. Tais países, representavam um percentual mínimo dos geradores de gases de efeito estufa de tal forma que a atuação deles, segundo o estabelecido no Protocolo de Kyoto, pudesse fazer diferença no desenvolvimento do meio ambiente. Este grande engajamento mundial somente foi possível graças a grupos, criados e mantidos pela ONU, que tinham como tarefa suprir os seus países membros com dados para a elaboração de uma conscientização e de uma política ambiental.

Este movimento de conscientização levou a países atuarem na alteração de sua matriz energética, mudando de fontes ricas em carbono, como as fósseis, para fontes com menor emissão. Os principais pontos de atuação na alteração da matriz energética foram na geração de energia elétrica e no transporte.

Na geração elétrica, a substituição carvão por outras fontes, umas ainda fósseis, porém menos poluidoras, como o gás natural ou por fontes realmente renováveis, como a hídricas. Optou-se também por fontes não tradicionais, como a eólica e a solar, nesta ordem.

Na área de transporte, a substituição também deu-se no combustível dos *ICEVs* por outro menos poluentes como do diesel por: diesel S10, diesel S50, biodiesel ou gasolina de gasolinapor uma mistura desta com etanol ou até etanol puro, ou ainda na substituição dos *ICEV* por *PEV*. Esta última vêm sendo impulsionada por políticas ambientais, como a proibição de circulação de *ICEV* nos grande centros, ou por incentivos financeiros.

O incremento da geração de energia elétrica por fontes não tradicionais e, por

consequência, sua maior participação na matriz energética, traz consigo um problema que as fontes hídricas, térmicas e nuclear não tinham: a imprevisibilidade de sua geração. Logo, estas são fontes de energia não despacháveis e, quanto maior a participação destas na matriz energética, maior o desafio de operar o sistema elétrico, pois o montante gerado pode tanto superar a demanda como não ser suficiente para a mesma sem aviso prévio. Uma maneira de superar este problema é armazenar sobras de energia para serem usadas em um momento de crise energética.

Um fato interessante é que, nos grande centros, a substituição do *ICEV* por *PEV* e a popularização da geração elétrica própria vem acontecendo quase que concomitantemente.

Nos centros urbanos, os veículos particulares tem um comportamento em comum, sejam estes *ICEV* ou *PEV*, que é o fato de ficarem, em média, 90% ou mais do seu tempo parado ou sem uso. E todo *PEV* tem uma bateria e uma tomada que poder ficar conectada à rede elétrica.

Este trabalho teve duas propostas:

- Verificar se o uso da energia das baterias dos *PEVs* pode ajudar na operação de uma *microgrid* operando ilhada da rede principal.
- Verificar o efeito nas baterias dos *PEVs* quando atuando em *V2G*.

A relevância de utilizar um modelo semi-empírico para a avaliação do desgaste da bateria foi apresentada, assim como um modelo matemático que permite estimar o desgaste de baterias tipo *LFP* com base em dados de fácil obtenção na operação da rede.

Foi apresentado o processo de obtenção dos parâmetros de ajuste do modelo de desgaste de baterias utilizado, visto que, os mesmos não foram informados pelo autor nos trabalhos publicados. Demonstrou-se que com a aplicação dos parâmetros encontrados, logrou-se reproduzir bem os resultados apresentados pelo autor do modelo. A apresentação dos parâmetros torna agora o modelo útil para a comunidade acadêmica, desde que respeitado os limites de aplicação apresentados.

Com o intuito de explorar as propostas deste trabalho, foi escolhido o sistema de distribuição teste de 34 barras do IEEE, Neste são implementados alterações como a inserção de parques com gerações hídrica, térmica e eólica. As gerações solares foram distribuídas nas barras onde há residência e comércio, onde também inseriu-se *PEV*.

As cargas foram divididas em níveis de prioridades. Também foi adotado uma lógica de corte, de forma a manter as cargas mais críticas por 120 minutos para então manter as de prioridades inferior por 60 minutos, suprimindo, por fim, as de menor prioridade.

Para verificar a utilidade de energia extra armazenada nas baterias dos *PEVs* e suprir a demanda, foi estabelecido 16 cenários distintos, onde a *microgrid* foi ilhada da rede principal por quatro períodos de tempo distintos. Cada um dos cenários foi testado com e sem a possibilidade do uso da energia dos veículos. Quando usada, a energia retirada das baterias começava a ser repostas imediatamente após o fim do ilhamento.

Verificamos que a aplicação do conceito *V2G* pode ser de grande valia para a operação de uma *microgrid* quando encontrar-se ilhada da rede principal, pois possibilitou a minimização do corte de carga quando comparada com operar o sistema sem esta energia extra.

Para verificar o impacto na redução da capacidade da bateria, primeiro, foi tomado o cuidado de preservar a bateria, não permitindo as mesmas de serem carregadas acima de 85% de suas capacidade. Foi constatado que o uso da energia armazenada nos *PEV* tem consequência no que diz respeito à diminuição da vida útil das mesmas pois, antecipa, de uma forma muito rápida, a chegada ao índice de 80% da capacidade energética da bateria quando nova. Uma bateria com 80% da capacidade original é considerada uma bateria no final de sua vida útil. Assumindo a existência de certo sobredimensionamento no projeto dos veículos no que se refere à capacidade da bateria, foi verificado que poderia-se utilizar o *PEV* para *V2G* de 1 a até 3 períodos anuais de 1 hora cada.

Vale ressaltar que, como apresentado nas Equações 2.5 e 2.6, existe um fator k que atua como um fator de amortecimento do *cycle ageing* quando os processo de descarga e recarga ocorrem em um regime de alta alternância e antes que a bateria alcance níveis muito altos ou muito baixos de energia armazenada. Apesar de este regime de trabalho ser similar ao proposto nos cenários simulados. Na formulação utilizada, o fator k foi deixado em $k = 1$. Pode ser que com um fator k devidamente quantificado seja possível descobrir que há uma maior flexibilidade de uso de *PEV* no *V2G* pois o impacto deste na bateria estaria melhor quantificado.

5.2 Proposta de trabalhos futuros

A diversificação das fontes energéticas e o crescimento da inserção de fontes energéticas não tradicionais nas matrizes energéticas de vários países tem levado inúmeros pesquisadores a desbravarem esta nova fronteira de como melhor usar estas fontes energéticas que são abundantes e estão presentes em toda parte da superfície terrestre. Muito deste estudo está recaindo sobre as baterias pois ela faz o link entre dois setores muito importante na economia de qualquer país, a energia e o transporte.

As baterias de lítio devem ser um dos objetos mais estudados nos últimos anos. Afirimo isto por ser sobre ela o primeiro livro editado totalmente por computadores e seus algoritmos, sem nenhuma participação do homem, e isto só é possível se uma gigantesca

massa de estudos estiver disponível.

Tendo isto em consideração vejo os seguintes potenciais de estudos partindo do que foi apresentado durante o trabalho:

- Encontrar o fator k que faria com que o *cycle ageing* melhor representasse o desgaste da bateria.
- Desenvolver a mesma metodologia de avaliação do desgaste para outros tipos de baterias de lítio que não a *LFP*.
- Aplicar a metodologia apresentada neste trabalho para outros tipos de sistemas de distribuição e verificar se a configuração do sistema ou a localização influi no desgaste da bateria.
- Expandir este trabalho considerando a possibilidade das baterias armazenarem o excesso de geração não tradicional e a devolver depois ao sistema.
- Incluir o estudo de desgaste das baterias em uma proposta de tarifa para *V2G* e verificar quais condições devem ser cumpridas para a existência de um equilíbrio, se é que possível.

Referências

- 1 SARASKETA-ZABALA, E. *A novel approach for Li-ion battery selection and lifetime prediction*. Tese (Doutorado) — Mondragon Goi Eskola Politeknikoa, 2014. 11, 13, 41, 44, 48, 65, 66, 67, 72, 74, 75, 76, 78, 122
- 2 YONG, J. Y. et al. A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Elsevier, v. 49, p. 365–385, 2015. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.130>>. 15, 37, 38, 45
- 3 JOHN, J. S. et al. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. 2015. 511–536 p. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>>. 15, 57
- 4 ZUBI, G. et al. The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, v. 89, n. March, p. 292–308, 2018. ISSN 18790690. 15, 38, 58, 59, 60, 74
- 5 ERIK, S. et al. A Practical Longevity Model for Lithium-Ion Batteries: De-coupling the Time and Cycle- Dependence of Capacity Fade. *J. Electrochem. Soc.*, v. 140, p. 208, 2005. Disponível em: <<http://ma.ecsdl.org/content/MA2005-02/4/239.abstract>>. 15, 48, 63
- 6 SOLAR, B. *BP SX 120*. 2001. 1 – 4 p. 17, 92
- 7 NASCIMENTO, B. D. N. *Uma proposta de metodologia de corte de carga em microrredes ilhadas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade federal de Itajubá, 2016. 17, 90, 91, 93, 94, 95, 98
- 8 RODRIGUES, Y. R. *Ferramenta para análises estáticas, planejamento e operação de micro redes em diversos modos operacionais*. Dissertação (Mestrado) — Universidade federal de Itajubá, 2017. 17, 87, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 98, 100, 102
- 9 RITCHIE, H.; ROSE, M. *Energy Production & Changing Energy Sources*. 2019. 1–4 p. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources>>. 28, 29, 33
- 10 STAFFELL, I. et al. *Energy Revolution : A Global Outlook Headline messages*. [S.l.], 2018. 30, 31, 32, 34, 36, 37
- 11 Unitedes Nations. *IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change*. [S.l.], 2001. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/https://www.ipcc.ch/working-group/wg2/>>. 29
- 12 Unitedes Nations. *Earth Summit*. [S.l.], 1997. Disponível em: <<https://www.un.org/geninfo/bp/enviro.html>>. 29
- 13 United Nations. *Agenda 21: Earth Summit: The United Nations Programme of Action from Rio*. [S.l.], 1993. v. 1, 300 p. Disponível em:

- <https://www.dataplan.info/img{_}upload/7bdb1584e3b8a53d337518d988763f8d/agenda21-earth-summit-the-united-nations-programme-of-action-from-rio> 30
- 14 Unitedes Nations. *Kyoto Protocol - Targets for the first commitment period / UNFCCC*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol>>. 30
- 15 SITU, L. Electric Vehicle Development: The Past, Present & Future. *2009 3rd Int. Conf. Power Electron. Syst. Appl.*, IEEE, p. 3, 2009. ISSN 1516-635X. 35
- 16 MATULKA, R. *The History of the Electric Car / Department of Energy*. 2014. Disponível em: <<https://www.energy.gov/articles/history-electric-car>>. 35
- 17 AHMADIAN, A. et al. Plug-in electric vehicle batteries degradation modeling for smart grid studies: Review, assessment and conceptual framework. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Elsevier Ltd, v. 81, n. July 2016, p. 2609–2624, 2018. ISSN 18790690. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.067>>. 36, 39, 45, 47, 48, 55, 56, 61, 63, 65, 66, 86, 87, 88, 89
- 18 AGENCY, I. E. Global EV Outlook 2018. *Glob. EV Outlook 2018*, 2018. ISSN 16738527. 37, 41
- 19 ALARCO, J.; TALBOT, P. *The history and development of batteries*. 2015. Disponível em: <<https://phys.org/news/2015-04-history-batteries.html>>. 38, 40
- 20 JIN, X. et al. Applicability of available Li-ion battery degradation models for system and control algorithm design. *Control Eng. Pract.*, v. 71, p. 1–9, 2018. ISSN 09670661. 38, 48
- 21 BRAIN, M. *Inside a Lithium-ion Battery Pack and Cell - How Lithium-ion Batteries Work / HowStuffWorks*. 2006. Disponível em: <<https://electronics.howstuffworks.com/everyday-tech/lithium-ion-battery1.htm>>. 39
- 22 Battery University. *Information on the Invention of the Battery - Battery University*. 2010. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/learn/article/when{_}was{_}the{_}battery>. 39, 40
- 23 SASAKI, T.; UKYO, Y.; NOVÁK, P. Memory effect in a lithium-ion battery. *Nat. Mater.*, Nature Publishing Group, v. 12, n. 6, p. 569–575, 2013. ISSN 14764660. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1038/nmat3623>>. 41
- 24 NITTA, N. et al. Li-ion battery materials: Present and future. *Mater. Today*, Elsevier Ltd., v. 18, n. 5, p. 252–264, 2015. ISSN 18734103. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.mattod.2014.10.040>>. 41
- 25 LAM, A. Y.; LEUNG, K. C.; LI, V. O. Capacity estimation for vehicle-to-grid frequency regulation services with smart charging mechanism. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 7, n. 1, p. 156–166, 2016. ISSN 19493053. 43, 47
- 26 STARN, J. *Negative Prices in Power Market as Wind Solar Cut Electricity - Bloomberg*. 2018. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-08-06/negative-prices-in-power-market-as-wind-solar-cut-electricity>>. 43

- 27 ZHANG, K.; BATTERMAN, S. Air pollution and health risks due to vehicle traffic. *Sci. Total Environ.*, v. 450-451, p. 307–316, 2013. ISSN 00489697. 44
- 28 QIAN, K. et al. Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 26, n. 2, p. 802–810, 2011. ISSN 08858950. 44, 45, 47, 48
- 29 SARASKETA-ZABALA, E. et al. Calendar ageing analysis of a LiFePO₄ / graphite cell with dynamic model validations : Towards realistic lifetime predictions. *J. Power Sources*, v. 272, p. 45–57, 2014. 44, 48, 65, 66
- 30 SARASKETA-ZABALA, E. et al. Cycle ageing analysis of a LiFePO₄/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions. *J. Power Sources*, Elsevier B.V, v. 275, p. 573–587, 2015. ISSN 03787753. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.10.153>>. 44, 48, 65, 66, 74, 77, 78
- 31 SARASKETA-ZABALA, E. et al. Realistic lifetime prediction approach for Li-ion batteries. *Appl. Energy*, Elsevier Ltd, v. 162, p. 839–852, 2016. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.115>>. 44, 49, 65
- 32 MARONGIU, A.; ROSCHER, M.; SAUER, D. U. Influence of the vehicle-to-grid strategy on the aging behavior of lithium battery electric vehicles. *Appl. Energy*, Elsevier Ltd, v. 137, p. 899–912, 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.063>>. 45, 65
- 33 LI, B. et al. Real-time energy management in microgrids with reduced battery capacity requirements. *IEEE Trans. Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 1928–1938, 2019. ISSN 19493053. 45
- 34 ZHOU, C. et al. Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems. *IEEE Trans. Energy Convers.*, v. 26, n. 4, p. 1041–1050, 2011. ISSN 08858969. 45, 46, 47, 57, 61, 88, 89
- 35 ZHANG, H. et al. Evaluation of Achievable Vehicle-to-Grid Capacity Using Aggregate PEV Model. *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 32, n. 1, p. 784–794, 2017. ISSN 08858950. 45, 47
- 36 UDDIN, K. et al. On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system. *Energy*, v. 133, n. 15 August 2017, p. 710–722, aug 2017. ISSN 03605442. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544217306825>>. 45, 47, 65
- 37 JIN, C.; TANG, J.; GHOSH, P. Optimizing electric vehicle charging: A customer’s perspective. *IEEE Trans. Veh. Technol.*, v. 62, n. 7, p. 2919–2927, 2013. ISSN 00189545. 46
- 38 XU, Z. et al. A Hierarchical Framework for Coordinated Charging of Plug-In Electric Vehicles in China. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 7, n. 1, p. 428 – 438, 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7017597>>. 46, 61
- 39 FARZIN, H.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; MOEINI-AGHTAIE, M. A Practical Scheme to Involve Degradation Cost of Lithium-Ion Batteries in Vehicle-to-Grid Applications. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, v. 7, n. 4, p. 1730–1738, 2016. ISSN 19493029. 46

- 40 BISHOP, J. D. et al. Estimating the grid payments necessary to compensate additional costs to prospective electric vehicle owners who provide vehicle-to-grid ancillary services. *Energy*, v. 94, p. 715–727, 2016. ISSN 03605442. 46
- 41 WANG, J. et al. Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells. *J. Power Sources*, Elsevier B.V., v. 196, n. 8, p. 3942–3948, 2011. ISSN 03787753. 46, 48, 62, 63
- 42 GOUGH, R. et al. Vehicle-to-grid feasibility: A techno-economic analysis of EV-based energy storage. *Appl. Energy*, Elsevier Ltd, v. 192, p. 12–23, 2017. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.102>>. 47
- 43 AGENCY, I. E. *Technology Roadmap - Electric and plug-in hybrid electric vehicles*. [S.l.], 2009. 1–23 p. 47
- 44 ANDERSSON, G. et al. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 9, n. 2, p. 1131–1140, 2016. ISSN 1949-3053. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7488267>>. 47, 48, 63, 64
- 45 ABDEL-MONEM, M. et al. Lithium-ion batteries: Comprehensive technical analysis of second-life batteries for smart grid applications. *2017 19th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2017 ECCE Eur.*, v. 2017-Janua, p. 1–16, 2017. 47
- 46 JU, C. et al. A two-layer energy management system for microgrids with hybrid energy storage considering degradation costs. *IEEE Trans. Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 6, p. 6047–6057, 2018. ISSN 19493053. 47
- 47 S.GAO et al. Integrated Energy Management of Plug-in Electric Vehicles in Power Grid With Renewables. *IEEE Trans. Veh. Technol.*, v. 63, n. 7, p. 3019–3027, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6784479>>. 47
- 48 Recalde Melo, D. F. et al. Robust electric vehicle aggregation for ancillary service provision considering battery aging. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 9, n. 3, p. 1728–1738, 2018. ISSN 19493053. 47
- 49 BISHOP, J. D. et al. Evaluating the impact of V2G services on the degradation of batteries in PHEV and EV. *Appl. Energy*, Elsevier Ltd, v. 111, p. 206–218, 2013. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.04.094>>. 47
- 50 BARRÉ, A. et al. A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. *J. Power Sources*, v. 241, p. 680–689, 2013. ISSN 03787753. 48, 56, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 74
- 51 NAUMANN, M. et al. Analysis and modeling of calendar aging of a commercial. *J. Energy Storage*, Elsevier Ltd, v. 17, p. 153–169, 2018. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2018.01.019>>. 48, 65, 66
- 52 BAZERMAN, M. H.; MOORE, D. A. *Judgment in managerial decision making*. [S.l.]: Wiley, 2013. 277 p. ISBN 1118065700. 54
- 53 TEAM, M. E. V. A Guide to Understanding Battery Specifications. *Current*, n. December, p. 1–3, 2008. ISSN 03787753. Disponível em: <web.mit.edu/evt/summary/battery_specification>. 55, 56

- 54 BOURLOT, S.; BLANCHARD, P.; ROBERT, S. *Investigation of aging mechanisms of high power Li-ion cells used for hybrid electric vehicles*. 2011. 6841–6846 p. 62, 65
- 55 PETIT, M.; PRADA, E.; SAUVANT-MOYNOT, V. *Development of an empirical aging model for Li-ion batteries and application to assess the impact of Vehicle-to-Grid strategies on battery lifetime*. 2016. 398–407 p. 65
- 56 SARASKETA-ZABALA, E. et al. Validation of the methodology for lithium-ion batteries lifetime prognosis. *2013 World Electr. Veh. Symp. Exhib. EVS 2014*, p. 1–12, 2014. 65, 67
- 57 DUBARRY, M.; QIN, N.; BROOKER, P. Calendar aging of commercial Li-ion cells of different chemistries – A review. *Curr. Opin. Electrochem.*, v. 9, n. June 2018, p. 106–113, 2018. 66
- 58 GARCIA-VALLE, R.; LOPES, J. A. *Electric vehicles integration into Modern Power Networks*. [S.l.: s.n.], 2013. 330 p. ISBN 9781461401346. 86
- 59 RAJAKARUNA, S.; GHOSH, A.; SHAHNIA, F. *Plug In Electric Vehicles in Smart Grids - Integration Techniques*. [s.n.], 2015. v. 89. 107–127 p. ISSN 18604676. ISBN 978-981-287-316-3. Disponível em: <<https://www.springer.com/gp/book/9789812873163>>. 86
- 60 STORIES, C.; UPDATES, G.; CHARGER, O. *Support Onboard Charger*. 2018. 2–3 p. 86
- 61 CHEVROLET. *BOLT EV Owner's Manual*. 2017. 1–350 p. Disponível em: <<https://my.chevrolet.com/content/dam/gmownercenter/gmna/dynamic/manuals/2017/Chevrolet/BOLTEV/Owner'sManual.pdf>>. 86
- 62 TESLAPEDIA. *Planning longer trips – energy management*. 2018. 1–11 p. Disponível em: <<http://teslapedia.org/model-s/tesla-driver/planning-longer-trips-energy-management/>>. 87, 100
- 63 WARREN, P. A review of demand-side management policy in the UK. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Elsevier, v. 29, p. 941–951, 2014. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.009>>. 88
- 64 DOE. Renewable Energy - An Overview. *Design*, n. March, p. 9–11, 2001. 89, 90
- 65 OLIVEIRA, D. Q. *Sistema de gerenciamento de energia para operação resiliente de microrredes em modo ilhado*. Tese (Doutorado) — Universidade federal de Itajubá, 2015. 90, 91, 95, 98, 100
- 66 ZHANG, J. et al. A Non-Cooperative Game Based Charging Power Dispatch in Electric Vehicle Charging Station and Charging Effect Analysis. In: *2nd IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr. EI2 2018 - Proc.* [S.l.: s.n.], 2018. ISBN 9781538685495. 97
- 67 ZHANG, J. et al. An Optimal Design and Analysis of a Hybrid Power Charging Station for Electric Vehicles Considering Uncertainties. In: . [S.l.: s.n.], 2019. p. 5147–5152. 97

-
- 68 ALAM, M. J.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. Effective Utilization of Available PEV Battery Capacity for Mitigation of Solar PV Impact and Grid Support with Integrated V2G Functionality. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 7, n. 3, p. 1562–1571, 2016. ISSN 19493053. 97
- 69 GOUVEIA, C. et al. Coordinating storage and demand response for microgrid emergency operation. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 4, n. 4, p. 1898–1908, 2013. ISSN 19493053. 97
- 70 STANKOVIC, A. The Definition and Quantification of Resilience. *IEEE PES Ind. Tech. Support Task Force*, n. April, p. 4, 2018. Disponível em: <https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-publications/technical-reports/PESTR0065{_}04-18.h>. 97