

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ENERGIA

Rodrigo Minatto Cherubini

**Revisão dos Modelos de Veículos Elétricos para a Avaliação da Confiabilidade de
Sistemas de Geração considerando Fontes de Energia Renováveis**

Araranguá

2023

Rodrigo Minatto Cherubini

Revisão dos Modelos de Veículos Elétricos para a Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração considerando Fontes de Energia Renováveis

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Ph.D.

Araranguá

2023

Rodrigo Minatto Cherubini

Revisão dos Modelos de Veículos Elétricos para a Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração considerando Fontes de Energia Renováveis

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr. (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Aline Rodrigues, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Prof. Carla De Abreu D'aquino, Dr.
Coordenador do Curso

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Orientador

Rodrigo Minatto Cherubini
Autor

Araranguá, 27 de março de 2023.

Revisão dos Modelos de Veículos Elétricos para a Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração considerando Fontes de Energia Renováveis

Review of the Electric Vehicles Charging Strategies to Generation Systems Reliability Assessment considering Renewable Energy Sources

Rodrigo Minatto Cherubini

RESUMO

A crescente busca pela diminuição da emissão dos gases causadores do efeito estufa, a mudança nas formas de geração de energia que estão sendo adotadas (modo centralizado para o descentralizado), a migração da utilização de fontes de energia provenientes de combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis que está em constante evolução.

Os tradicionais veículos a combustão que estão gradativamente sendo substituídos por veículos elétricos, este cenário, representa diversas ações que a humanidade vem realizando com o intuito de aliviar o impacto ambiental do constante desenvolvimento industrial e tecnológico.

Essas ações, também representam a evolução de um setor não sustentável que caminha na direção da sustentabilidade energética. Diante deste cenário, diversos estudos vêm sendo realizados no âmbito do setor elétrico para encontrar soluções que viabilizem a introdução de novas tecnologias no sistema elétrico, garantindo o suprimento de energia elétrica a um baixo custo. Os veículos elétricos, nos últimos anos, ganharam incentivo social e econômico e são vistos como uma evolução na troca da tecnologia no domínio da mobilidade sustentável.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma revisão dos modelos e estratégias de carregamento dos veículos elétricos que permitem realizar os estudos de análise de confiabilidade dos sistemas elétricos. É também objetivo deste trabalho a apresentação de um modelo que representa a figura de um agente agregador como responsável pela gestão de uma frota dos veículos elétricos, que seja capaz de mitigar o impacto do carregamento das baterias dos veículos na confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência através de um melhor aproveitamento das unidades geradoras provenientes de fontes renováveis como a Energia Eólica, por exemplo.

O estudo foi realizado utilizando a metodologia de Monte Carlo, realizando simulações envolvendo três cenários de carregamento para os veículos elétricos, carregamento direto, carregamento no vale e carregamento controlado, ou *vehicle-to-grid* (V2G). Através das simulações é possível observar os diferentes comportamentos e impactos desta nova carga nos índices de confiabilidade do sistema de elétrico.

Palavras-chave: veículos elétricos, agente agregador, sistema elétrico de potência, energias renováveis, Monte Carlo, *vehicle-to-grid*.

ABSTRACT

The growing search for the reducing the emission of gases that cause the greenhouse effect, the change in the forms of energy generation that are being adopted (centralized to decentralized mode), the migration of the use of energy sources from fossil fuels to renewable energy sources that is constantly evolving, traditional combustion vehicles are gradually being replaced by electric vehicles, this scenario represents several actions that humanity has been

carrying out in order to alleviate the environmental impact of constant industrial and technological development.

These actions also represent the evolution of a non-sustainable sector that is moving towards energy sustainability. Faced with this scenario, several studies have been carried out within the scope of the electricity sector to find solutions that enable the introduction of new technologies in the electricity system, guaranteeing the supply of electricity at a low cost. Electric vehicles, in recent years, have gained social and economic incentives and are seen as an evolution in the exchange of technology in the field of sustainable mobility.

Therefore, it is essential to develop models that allow carrying out impact studies of introducing this demand into the system. In this way, the objective of this work is to present a review of the models and charging strategies of electric vehicles that allow carrying out reliability analysis studies of electrical systems. It is also the objective of this work to present a model that represents the figure of an aggregator agent responsible for managing a fleet of electric vehicles, which is capable of mitigating the impact of vehicle battery charging on the reliability of the Electric Power System through better use of generating units from renewable sources such as wind energy, for example.

The study was carried out using the Monte Carlo methodology, performing simulations involving three charging scenarios for electric vehicles, direct charging, valley charging and controlled charging, or vehicle-to-grid (V2G). Through the simulations it is possible to observe the different behaviors and impacts of this new load on the reliability indexes of the electrical system.

Keywords: electric vehicles, aggregator agent, electrical power system, renewable energies, Monte Carlo, vehicles-to-grid.

1 INTRODUÇÃO

Conforme a demanda pelo consumo de energia elétrica e combustíveis aumenta, a constante busca por soluções inovadoras e sustentáveis são necessárias. Da mesma forma, o planejamento dos sistemas elétricos de potência deve considerar essas soluções.

As fontes de energia renováveis fazem parte das soluções que vêm transformando a maneira de satisfazer a crescente demanda. Essas fontes, têm a característica de serem limpas, gratuitas e renováveis. Por outro lado, possuem características que tornam a operação dos sistemas elétricos mais complexa, como: variação dos recursos primários, incertezas na produção de energia elétrica, a não capacidade de colaborar com a dinâmica do sistema, etc.

A incerteza quanto ao comportamento desses recursos, levam a soluções de armazenamento de energia elétrica que, atualmente, são caros e demandam espaços físicos grandiosos. Portanto, os veículos elétricos são vistos como uma futura alternativa para armazenamento de energia elétrica, uma vez que, do ponto de vista do sistema, são considerados como uma carga.

Este trabalho, propõe a realização de uma revisão dos modelos de estratégias de carregamento e armazenamento de energia dos veículos elétricos para a avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração

Para tanto, será descrito o papel de um Agente Agregador que será responsável por fazer a gestão de uma frota de veículos elétricos ligados pelo conceito de veículos conectados à rede (V2G), com o intuito de apresentar todos os recursos envolvidos, seus desafios e por fim os potenciais benefícios que podem ser alcançados com sua implementação, para isso será apresentado uma abordagem geral de todos os setores envolvidos no âmbito de veículos elétricos para apresentar um embasamento teórico e contextualizar a situação.

1.1 Objetivos Geral e Específico

Este trabalho tem o intuito de avaliar o comportamento dos modelos e estratégias de carregamento dos veículos elétricos implementados no âmbito da análise da confiabilidade dos SEP em sistemas com grande inclusão de energia renovável.

1.1.1 Objetivos específicos

1. Estudar as atuais estratégias de carregamento dos veículos elétricos e definir em que âmbito o V2G é utilizado na literatura.
2. Desenvolver um modelo matemático de um Agente Agregador que possibilite definir a disponibilidade dos veículos elétricos para realizar V2G, armazenando energia elétrica provinda de fontes renováveis em momentos que essa energia seria desperdiçada.

1.1.2 Organização do Trabalho

O Capítulo 2, apresenta o referencial teórico necessário para o desenvolvimento deste trabalho. No capítulo 3, apresenta-se a Metodologia utilizada para o desenvolvimento dos estudos. O capítulo 4, discorre sobre os resultados e, por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistemas Elétricos de Potência

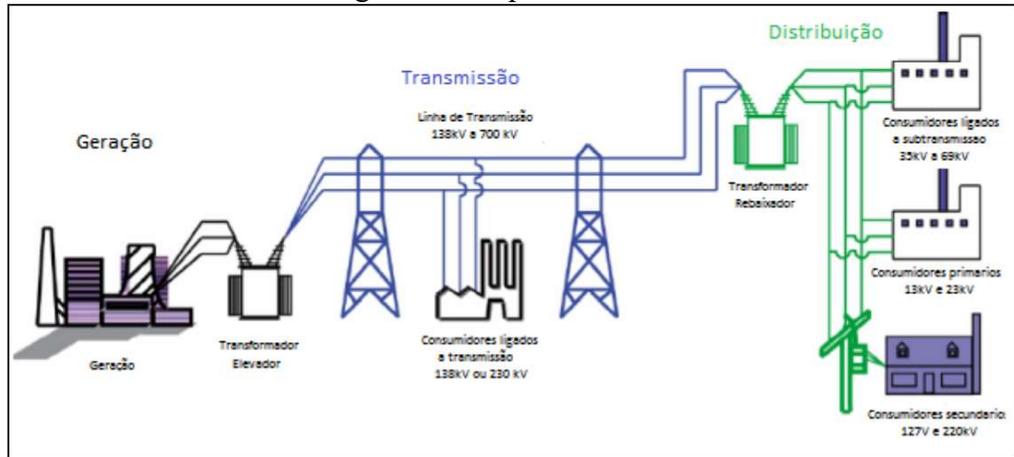
A energia representa um fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico as ações humanas. Reflete também um dos fatores de infraestrutura disponível a toda a população para definir um país como desenvolvido (ANEEL,2008).

No Brasil, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) é fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

A ANEEL é responsável por regular e fiscalizar os três pilares do sistema elétrico de potência brasileiro, a geração, transmissão e distribuição. O órgão também é responsável por atividades envolvendo a comercialização de energia elétrica, mas tal setor não será abordado nesse trabalho.

O sistema elétrico de potência é interligado formando o sistema interligado nacional (SIN), que abrange a maior parte do território nacional: as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Norte. A região Norte do país existe os chamados sistemas isolados, estes sistemas ainda não estão conectados ao SIN, e são supridos em sua grande maioria por geradores à óleo diesel.

Figura 1 – Esquema do SEP.



Fonte: Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica - Universidade Federal do Ceará. 2009 p. 17

A Figura 1, apresenta um esquema tradicional do SEP, onde é observado a geração de energia elétrica centralizada e longe dos centros consumidores, passando pelas linhas de transmissão com tensão elevada até a distribuição, onde a tensão é reduzida e repassada aos consumidores finais. Este modelo, ainda atual, começa a ser alterado com a inclusão de Geração Distribuída (GD) no sistema de distribuição. No futuro, outros elementos como banco de baterias, veículos elétricos, fontes de energia renováveis, também farão parte massiva do sistema de distribuição, tornando o sistema de geração descentralizado.

2.2 Sistemas de Geração

O setor de geração é o responsável pela produção de energia. O Brasil possui no total 9523 empreendimentos das mais diversas fontes geradoras de energia elétrica totalizando 179.209.565,03 kW de potência outorgada, e uma conta com mais 1229 empreendimentos em construção ou com a construção ainda não iniciada que irão prover um aumento de 51.932.881,52 kW de potência outorgada (ANEEL, 2021).

Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira

O total de geração no Brasil é de

195.164 megawatts* (MW)

Hídrica	109.528 MW	53,9%
Eólica	21.953 MW	10,80%
Solar fotovoltaica	16.414 MW	8,1%
Gás natural	16.373 MW	8,10%
Biomassa + Biogás	16.309 MW	8%
Petróleo e outros fósseis	9.016 MW	4,30%
Carvão mineral	3.583 MW	1,80%
Nuclear	1.990MW	1%
Undi-elétrica	0,05 MW	0,00002%

Fonte: Aneel, 2022

É importante salientar que, conforme descrito acima na tabela 2, 80,8% da matriz elétrica Brasileira provem de fontes renováveis de energia, destacando-se as fontes hídricas, responsáveis por 53,9% desta cota (ANEEL, 2022).

2.3 Sistemas de Transmissão

O setor de transmissão é o segmento que realiza a conexão entre os centros produtores de energia e as empresas de distribuição, o transporte dessa energia é dada por meio das linhas de transmissão que operam como redes de alta tensão, no Brasil são divididas em três classes, A1, com tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV, A2, com tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV e A3, com tensão de fornecimento de 69 kV.

Figura 3 – Esquema do SEP



Fonte: SINDAT, 2021, <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>

A Figura 3, apresenta as linhas de transmissão em operação no Brasil em 2021, é possível analisar com a imagem que a região centro-oeste do país tem a maior concentração de linhas em operação, já na região norte do país, existem poucas linhas em operação, fato que dificulta a chegada de energia na região.

2.4 Sistemas de Distribuição

Este é o setor responsável pela conexão entre o sistema elétrico e os consumidores finais, composto por concessionárias de energia que realizam a adequação da tensão elétrica para fornecer energia elétrica dentro dos padrões necessários aos consumidores finais, sejam eles grandes indústrias ou pequenas residências.

As distribuidoras de energia representam o elo entre o sistema elétrico e a sociedade. Essas concessionárias recebem o suprimento fornecido pelas transmissoras e repassam a consumidores de todos os portes. Nas subestações dessas corporações, ocorre o rebaixamento da tensão advinda das transmissoras, a qual chega a maioria dos clientes finais em 127 ou 220 volts (TORRES, 2018).

2.5 Planejamento dos Sistemas Elétricos de Potência

O uso da energia elétrica foi uma revolução na forma de se transmitir energia. Com ela, tornou-se possível que a fonte de energia esteja em um local e o consumidor esteja em outro com uma facilidade de transporte muito maior. Entretanto, o armazenamento de energia na forma de energia elétrica é custoso, por isso, na grande maioria dos casos a energia é produzida à medida que existe uma demanda para esta. Caso a demanda fosse fixa, este seria um problema bastante simples, todavia este não é o caso (Gsepi, 2022).

O planejamento de operação determina como o sistema e as usinas irão operar, de modo a atender à variação, em curto prazo, da carga com o menor custo possível. Este planejamento é feito essencialmente considerando um sistema hidrotérmico que compreende a maior parte da geração de energia do país além de serem os tipos de geração dos quais se tem um controle maior (EPE, 2022).

O consumo de energia elétrica é afetado por diversos fatores que o SEP não pode controlar e devido ao alto custo para armazenamento de energia, sua operação necessita de um planejamento elaborado envolvendo diversos fatores para atender a demanda e não colapsar o sistema e também tomar as decisões visando os fatores econômicos, as termelétricas demandam um custo maior para a geração da mesma quantidade de energia quando se compara com as hidrelétricas, o que é chamado de custo presente, entretanto não se pode usar a energia das hidrelétricas indiscriminadamente, pois os reservatórios acabarão vazios prejudicando a geração futura e ainda causando uma dificuldade no abastecimento de água para a população, o que é chamado de custo futuro (Gsepi, 2022).

O SEP conta com o apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que foi criada com o objetivo de resgatar a responsabilidade constitucional do Estado nacional em assegurar as bases para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país.

A atuação da EPE consolidou-se como parte fundamental de um ciclo de atividades que se inicia com as definições de políticas e diretrizes no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Ministério de Minas e Energia. A partir dessas definições materializam-se os estudos e as pesquisas que irão efetivamente orientar o desenvolvimento do setor energético brasileiro e com isso desenvolver o planejamento de operação e também expansão do SEP.

2.6 Operação dos Sistemas Elétricos de Potência

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004 (ONS, 2022).

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de:

(a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel;

(b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;

(c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

2.7 Energias Renováveis

A inserção de energias provenientes de recursos primários e renováveis como o ar, o vento ou a água, cada vez mais estão sendo explorados e incluídos nas matrizes energéticas da grande maioria dos países, buscando mitigar os impactos no meio ambiente em meio ao constante avanço das civilizações.

Tanto suas eficiências de geração quanto a constante queda no custo de geração com o avanço tecnológico, também tem influenciado a reformulação das matrizes enérgicas para aumentar a participação das energias eólicas, hídricas e solar.

Diferente das tradicionais termelétricas que são consideradas de despacho lento e de custo extremamente elevado, mas com certezas de geração, as renováveis dependem do comportamento dos recursos primários, com isso se tornam dependente de fatores que fogem ao controle do operador do sistema, como as condições climáticas, sol, chuvas e a intensidade do vento, por exemplo, impactando no planejamento e na operação do SEP.

Bremermann (2014) cita que sistemas elétricos com grande penetração de energia renováveis em sua matriz, tendem a aumentar o seu nível de incertezas, assim afetando sua confiabilidade, contudo, com análises estatísticas e probabilísticas é possível modelar um sistema para operar com utilização de energias renováveis protegidos por reservas de energia.

A produção de energia elétrica com base nas fontes de energia renováveis apresenta uma característica muito peculiar: não há controle da fonte primária. Logo, o sistema pode não demandar energia em momentos que haja muita produção de energia elétrica de fontes renováveis. Este “excesso” de produção abre um nicho de negócio para os Agentes Agregadores, àqueles que negociam a compra e venda de energia no mercado de energia elétrica.

2.7.1 Energia Solar

Energia solar corresponde à energia proveniente da radiação emitida pelo Sol, esta radiação pode ser aproveitada na forma de energia solar fotovoltaica ou energia solar térmica, a segunda sendo menos explorada.

Por ser considerada uma fonte de energia limpa, a energia solar é uma fonte renovável que está se desenvolvendo, sendo isto devido a facilidade de implementação no ramo residencial e industrial e também devido a evolução tecnológica que cada vez mais eleva sua eficiência, que em 1954, onde foi anunciada a primeira placa solar fotovoltaica utilizando silício atingindo 6%, comparando as placas atuais chegando a mais de 24% eficiência é notável o aumento em sua eficiência, tornando uma opção atrativa aos consumidores (ABSOLAR, 2022).

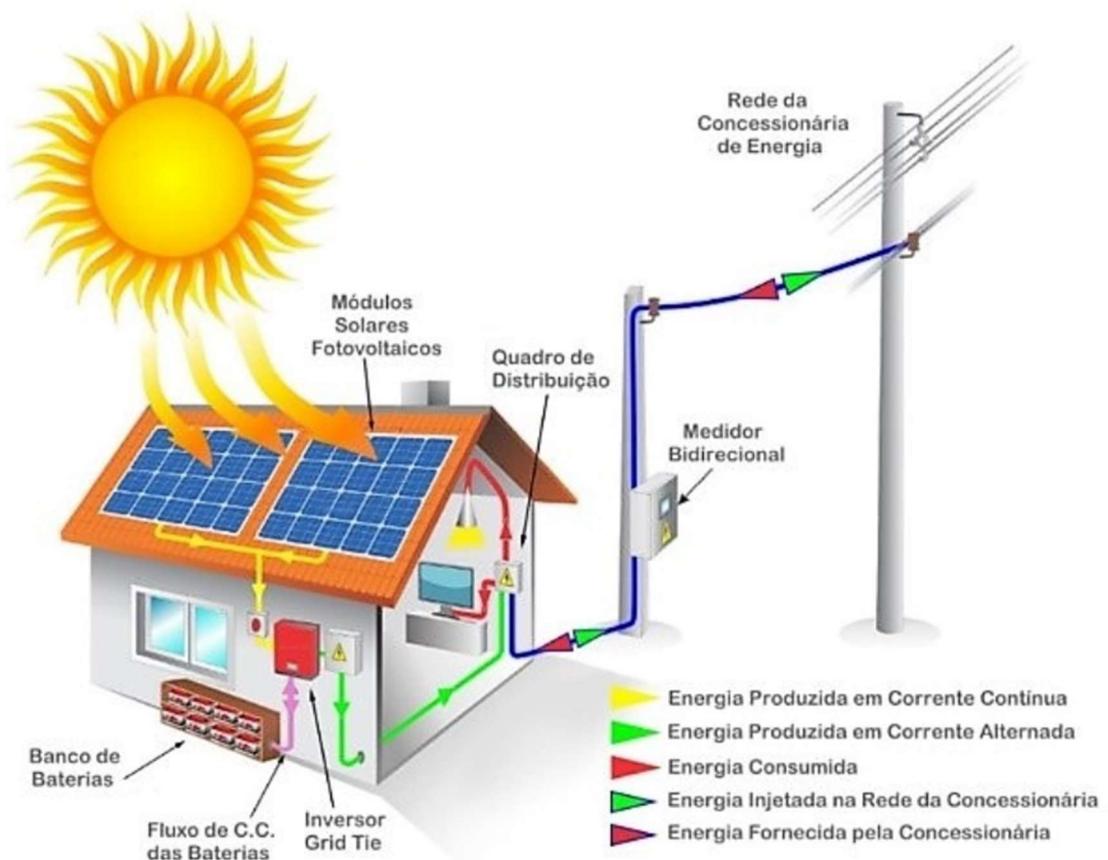
Dependendo do tipo de célula fotovoltaica considerada, a natureza renovável desta energia é discutível, pois a fabricação de painéis fotovoltaicos requer energia em grande quantidade, cuja origem é atualmente essencialmente não renovável. De fato, os países que produzem a quase totalidade dos painéis fotovoltaicos instalados no mundo (China, Estados Unidos, Japão, Índia) têm balanços energéticos dominados por energias não renováveis; por exemplo, a China, que produziu 70% dos painéis instalados no mundo em 2018 e obteve 90,8% de sua energia de fontes não renováveis em 2017. A taxa de retorno de energia dos sistemas fotovoltaicos melhorou graças aos avanços tecnológicos. Dependendo das

tecnologias utilizadas, um sistema fotovoltaico produz 20 a 40 vezes mais energia em sua vida útil (equivalente primário) do que foi usado para fabricá-lo (ALVES, 2019).

A figura 3 apresenta um esquema de funcionamento de um sistema solar fotovoltaico residencial, identificando os fluxos de energia, os equipamentos necessários para seu funcionamento.

A energia solar vem aumentando sua participação na matriz elétrica brasileira tanto com a geração distribuída quanto como grandes usinas geradoras, contudo, não iremos levar em consideração sua implementação neste estudo.

Figura 4 – Esquema Energia Solar Fotovoltaica.



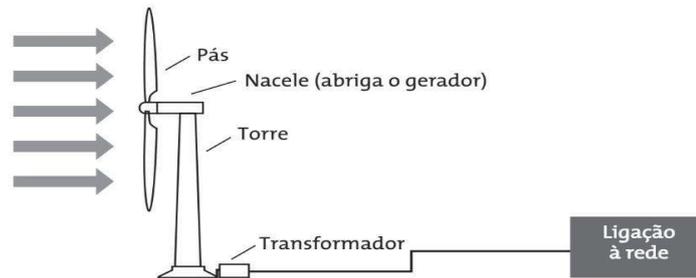
Fonte: BIGSUN, 2019: <https://www.bigsun.com.br/energia-solar-fotovoltaica-como-funciona/>

2.7.2 Energia Eólica

A energia eólica é a utilização do vento como fonte de energia, captando a energia cinética proveniente da força dos ventos em energia mecânica através dos aerogeradores.

Os aerogeradores são compostos basicamente por pás, que fazem a captação da energia cinética, a nacelle, que abriga o rotor e os geradores que irão converter a energia mecânica em energia elétrica para geração de eletricidades e a torre que é responsável pela sustentação do conjunto conforme apresentado na Figura 5 (LAGE, 2013).

Figura 5: Componentes de um aerogerador.
Componentes de um aerogerador



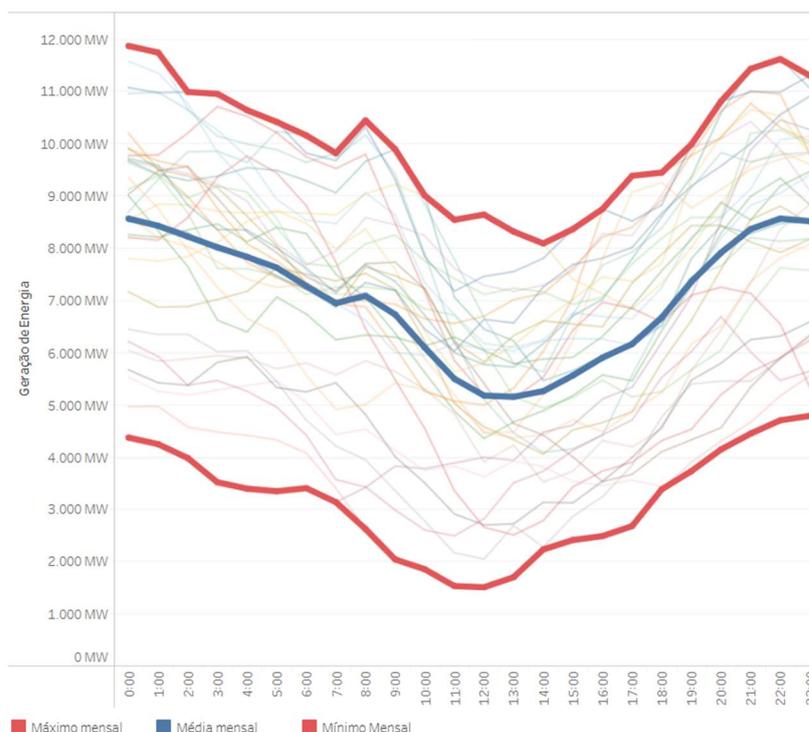
Fonte: LAGE, Elisa Salomão; PROCESSI, Lucas Duarte. Panorama do setor de energia eólica. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, n. 39, p. 183-205, jun. 2013

O Brasil teve um crescimento significativo em sua capacidade instalada na última década, muito em função do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) e o mecanismo de leilões de energia lograram êxito em aumentar a participação eólica na matriz energética brasileira (LAGE, 2013), fato que se manteve até hoje visto a grande participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira.

Em 2019, a matriz energética brasileira dentre as outras fontes, teve participação de 9% de sua geração de energia proveniente da energia eólica, e segundo o plano decenal de geração de energia, em 2029 essa participação será elevada para 16% (EPE, 2022).

A geração de energia eólica tem seus picos de geração nos períodos de vale do SEP, com isso causando certos desafios de manejo para grande penetração de energia eólica na matriz.

Figura 6: Geração Média Horária (Todos os Dias de março de 2022) (ONS 2022).



Fonte: ONS 2022, <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>

A figura 6 apresenta as médias de geração de energia Eólica no mês de março de 2022 por hora no Brasil, com as três linhas de médias representadas no gráfico, é evidente que os períodos de maior geração são nos momentos de vale do consumo de energia elétrica do SEP, tornando assim um obstáculo a ser vencido para que seja possível aumentar a participação das fontes geradores eólicas na matriz energética sem que a confiabilidade do sistema seja afetada.

A geração de energia eólica no Brasil está em constante crescimento, através do boletim anual de 2021 divulgado pela ABEEólica, foi apresentado um aumento de 29,7% em percentual de crescimento da geração eólica em relação ao ano de 2020.

Figura 7: Boletim anual 2021

Região	2020		2021		% de crescimento
	Geração (TWh)	Representatividade	Geração (TWh)	Representatividade	
Sudeste	0,05	0,1%	0,06	0,1%	4%
Sul	6,33	11,5%	6,20	8,7%	-2%
Nordeste	47,00	85,6%	63,20	88,7%	34%
Norte	1,50	2,7%	1,76	2,5%	17%
Total	54,89	100%	71,22	100%	29,7%

Fonte: ABEEólica 2021, <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>

Também segundo a ABEEólica, a perspectiva de aumento da geração eólica está em larga expansão, e com a tendência da exploração dos ventos offshore, estes números serão cada vez maiores, com isso será cada vez mais necessários estratégias para um melhor aproveitamento de toda essa geração que é dada em sua maioria nos períodos onde o consumo do SEP é menor, nos períodos de vale.

2.7.3 Veículos Elétricos

Conforme apresentado acima na figura 2, as fontes geradoras de energia, apesar de em grande parte já ser proveniente de fontes renováveis, ainda existe considerável presença de fontes não renováveis, ou seja, fontes que utilizam combustíveis fósseis como petróleo, gás natural e carvão para a geração de energia elétrica.

Tendo em vista à Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira para o Acordo do Clima de Paris apresentada em dezembro de 2020 que pretende zerar as emissões de dióxido de carbono até 2060 (CHIAPPINI, 2021), sendo assim é realçada a importância do incentivo as fontes renováveis de energia, e a redução da utilização dos combustíveis fósseis.

Nesse contexto, os veículos elétricos (VE), aparecem como uma tecnologia alternativa para reduzir as emissões e simultaneamente para diminuir a hegemonia dos veículos a combustão no mercado, se apresentando assim como uma solução que poderá auxiliar na meta de zerar as emissões até 2060.

Veículos elétricos (VE) são aqueles acionados por pelo menos um motor elétrico. O INEE atua no sentido de valorizar e promover a difusão do emprego da energia elétrica no acionamento de veículos automotivos por serem muito mais eficientes que os convencionais

acionados exclusivamente por motores de combustão interna. Como há dezenas de milhões de veículos convencionais circulando no país, o VE pode reduzir consideravelmente desperdícios evitáveis de combustíveis, sobretudo de origem fóssil.

Diferentes dos veículos a combustão convencionais, movidos a combustíveis fósseis, os VE são movidos a partir de energia elétrica armazenada em suas baterias internas. Conforme as tecnologias estão se desenvolvendo, o mercado conta com uma variedade cada vez maior de VE e baterias, como por exemplo dos 41 kWh de capacidade na bateria do Renault Zoe, aos 100 kWh do Model S da Tesla, também é necessário enfatizar que veículos elétricos não é restrito apenas a carros, temos os patinetes elétricos que estão cada vez mais entrando na mobilidade das grandes cidades com suas baterias menores de 10 A, até os mais robustos ônibus elétricos como o moderno articulado Mercedes-Benz eCitaro G com sua bateria de 441 kWh capaz de transportar até 146 passageiros.

As preocupações relacionadas aos poluentes emitidos pela queima dos combustíveis fósseis vêm enfatizando cada vez mais a necessidade de alternativas tanto aos veículos a combustão, como a geração de energia elétrica a partir de termelétricas. Para os veículos a combustão, os VE estão gradativamente conquistando seu reconhecimento na sociedade, podem ter somente motores elétricos ou possuir motores a combustão em conjunto com motores elétricos, ambos necessitam se conectar à rede de energia elétrica para recarregar suas baterias. Dessa forma, o veículo consumirá energia do sistema atuando como carga elétrica quando visto pelo operador do sistema elétrico.

Visto isso, uma das barreiras que geram certas dúvidas quanto a viabilidade dos VE, quais os impactos que seriam causados em uma possível inserção de um número considerável de VE na ruas teria no SEP, caso uma quantidade significativa de VE forem conectados para recarga ao mesmo tempo e sem coordenação na rede, o SEP poderá sofrer certas complicações como problemas de estabilidade de tensão e frequência, sobrecarga nas linhas de transmissão e aumento da demanda durante períodos de pico (SALDANHA, 2017).

Mediante tais problemas, quando o operador do sistema identifica um aumento de demanda durante períodos de pico, esse evento pode resultar no despacho de mais energia na rede para suprir essa demanda, e tal energia poderá provir de fontes não renováveis, reduzindo assim o impacto positivo que seria causado pela substituição dos veículos a combustão convencionais pelos VE.

É visto o impacto que pode ser causado com o carregamento desordenado dos VE, mas ao mesmo tempo, um potencial incrível quando bem administrado, quando em grandes quantidades, e tratados com uma grande carga ao SEP, visando o benefício da rede elétrica, também pode ser utilizado para prestar serviços auxiliares. Tais veículos são denominados de V2G, do inglês vehicle-to-grid. Os V2Gs podem fornecer regulação de tensão e frequência, dar suporte para entrada de fontes alternativas de energia elétrica e minimizar perdas de energia em redes elétricas de distribuição, entre outros benefícios. Nesse contexto, visando mitigar impactos e beneficiar o sistema elétrico de potência, é importante realizar o controle da recarga dos veículos elétricos plug-in (SALDANHA, 2017). Também podem ser utilizados como armazenadores de energia elétrica (em suas baterias). A disponibilidade para armazenamento poderá ser explorada pelos agentes agregadores.

Pensando em matrizes energéticas movidas somente por fontes renováveis de energia, um dos desafios é a confiabilidade do sistema gerado, quando analisadas as fontes eólicas e solar por exemplo, tanto o vento, quanto a radiação solar não são constantes em termos de geração e ambas as fontes não são de despacho rápido como um termoeletrica por exemplo, tais fatos são empecilhos para o ideal de uma matriz energética 100% renovável, o sistema de V2G pode ser um solucionador para este problema de confiabilidade de um sistema 100%

renovável, seu potencial de armazenamento de carga pode fazer o papel de uma grande reserva de energia provida pela energia limpa gerada pelas fontes eólicas e solares durante o dia, e passar de um grande banco de baterias à um fornecedor de energia para a rede em horários de pico, ou em períodos que a geração eólica ou solar não conseguirem suprir a demanda requerida pela rede. Para tal, seria necessária uma logística de carregamento inteligente para os V2G.

2.8 Confiabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência

A metodologia de análise da confiabilidade dos SEP é, em geral, atribuída aos estudos do Planejamento dos SEP. Os resultados desta análise permitem verificar a adequação dos SEP em relação a oferta versus demanda.

Com os avanços tecnológicos e o crescimento dos centros urbanos, essa demanda por energia vem crescendo e o SEP para conseguir manter sua segurança, seu fornecimento e sua confiabilidade precisa ampliar sua matriz de geração e, com isso, criar um ambiente completamente novo para a gestão da forma correta destes geradores.

Este problema já é assunto recorrente e um problema reconhecido, várias técnicas e critérios para responder a este problema vêm sendo desenvolvidos. As primeiras técnicas utilizadas foram bases determinísticas, onde critérios típicos são:

- Capacidade de Planejamento de Geração: Capacidade instalada é igual a soma da máxima demanda e uma porcentagem fixa da mínima demanda esperada.
- Capacidade de Operação: Demanda de carga esperada somada a uma reserva de segurança.

O primeiro método que incluiu a ideia de análise de risco para calcular a reserva de geração foi o PJM. O objetivo é dimensionar a probabilidade de que a geração irá atender ou não a demanda do sistema em um período (BREMERMANN, 2014).

A análise é baseada em que as falhas e reparos são exponencialmente distribuídas ao passar do tempo. O cálculo nos fornece um índice de risco que se destona da probabilidade em que a capacidade de geração não atenda a demanda de carga esperada, em um período T (Tempo de espera) e/ou a probabilidade em que o operador do sistema não irá adotar uma ação para reparar algum gerador com problemas acionando outra fonte geradora (DA SILVA, 2010) (ALLAN, 2013).

O índice representa a medida da perda de carga associada com o planejamento das reservas de geração. Para uma única unidade, a probabilidade de falha em um intervalo $[0, T]$, $P_{\text{down}}(T)$ pode ser calculado através da Equação 01:

$$P_{\text{down}}(T) \approx P(t_{\text{up}} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (1)$$

Onde λ representa a taxa de falha para uma dada unidade geradora.

A principal característica da utilização de critérios determinísticos é que eles não levam em conta a natureza estocástica do comportamento do sistema, das demandas dos clientes e falhas dos componentes, são levados em conta aspectos como as taxas de interrupção forçadas das unidades geradoras, e decisões de planejamento de operação baseadas em previsão de carga. (BREMERMANN, 2014). Por outro lado, as metodologias probabilísticas, que se dividem em analíticas e de simulação, podem, de maneira geral, incluir essas características na formulação do problema da confiabilidade dos SEP.

A combinação de geração convencional e não convencional com previsibilidade de propriedades e a variabilidade do consumo torna a tarefa de incluir mais geradores de energia renováveis na matriz elétrica mais difícil devido à variabilidade do consumo e as incertezas de geração desse tipo de fonte. Tal incertezas acabam impactando na confiabilidade do sistema. Por mais que as fontes hídricas e térmicas consigam a partir de sua tecnologia estabelecida e confiável fornece um suporte de regulação de tensão e frequência ao sistema, quando incluímos cada vez mais fontes não tão previsíveis como a eólica e solar na matriz elétrica, que são fontes com uma certa incerteza em termos de geração, acabamos reduzindo a confiabilidade do sistema, ampliando assim a necessidade de uma reserva maior para suprir possíveis falhas.

Este comportamento estocástico e cronológico é bem adaptado para metodologias de simulação de Monte Carlo, que visa construir um espaço de estados, visitando cada estado para avaliar o balaço de potência do sistema e verificar a adequação do SEP frente às falhas das unidades geradoras e a variação das cargas.

2.9 Estratégias de Carregamento

Os VE, são movidos devido à carga armazenada em suas baterias internas, estas com diferentes valores de capacidade devido a sua tecnologia e a seu dimensionamento. Tais características em conjunto com as especificações do veículo nos fornecem dados de autonomia e desempenho.

Este capítulo irá apresentar a metodologia atual e estratégias de carregamentos das baterias dos VE divididas em carregamento direto e em vale.

2.9.1 Tecnologia de Carregamento

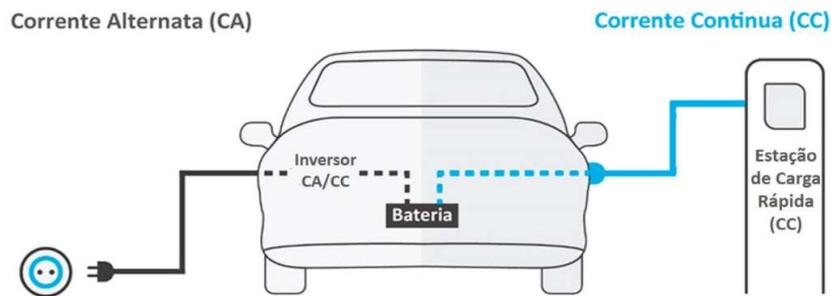
Como já apresentado, para efetuar a carga das baterias presentes nos VE é necessária à sua conexão à rede de energia elétrica, com os avanços das tecnologias, surgem novos carregadores e estratégias para otimizar esse processo de carregamento.

As baterias acumulam eletricidade para uso futuro, ela desenvolve tensão a partir de uma reação química entre um polo positivo e outro negativo, baterias tanto recebem energia para acumulação ou liberam energia na forma de corrente contínua (CC).

No modelo do SEP atual, as concessionárias disponibilizam somente energia elétrica na forma de corrente alternada (CA), enquanto as baterias em geral conseguem apenas armazenar energia em corrente contínua, por este é o motivo para efetuar o carregamento dos VE existe um inversor que converte a corrente alternada da rede em corrente contínua para alimentar a bateria. O inversor, ou conversor, fica localizado dentro do veículo e é comumente chamado de inversor integrado ou carregador de bordo sendo este é o método mais comum para carregar.

A diferença entre o carregamento em corrente alternada e corrente contínua é onde a energia para carregar a bateria é convertida: dentro ou fora do carro. Diferente do carregador em CA, o carregador em CC possui um inversor próprio em seu interior. Isso significa que ele pode alimentar diretamente a bateria do veículo, sem precisar passar pelo carregador de bordo para fazer a conversão da corrente. Por conta disso, os carregadores em corrente contínua são mais rápidos que os carregadores em corrente alternada (WANG, 2013).

Figura 8 – Tipos de carregamento



Fonte: ABVE 2018

A Figura 8 apresenta o esquema de funcionamento dos carregadores para VE, uma vez que as baterias operam com corrente contínua, as mesmas devem ser alimentadas por corrente contínua, logo quando utilizarmos uma fonte de corrente alternada, deve ser utilizado um inversor de corrente.

Além do tipo de corrente empregado para realizar a carga das baterias, existem outros fatores relevantes que tem sua função durante essa operação, a potência que o cabo utilizado consegue transportar, influenciando diretamente no tempo de recarga das baterias, a tensão que é fornecida pela rede elétrica, a capacidade da bateria, a potência do carregador, a combinação de todos esses fatores determina o tempo de recarga necessário para carga completa das baterias.

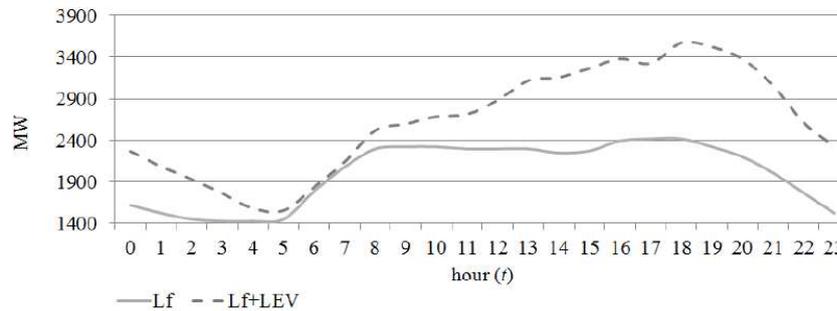
A empresa NeoCharge, especializada em soluções para baterias de VE, apresenta que com todos esses fatores acima já citados, em uma simulação feita para determinar o tempo de recarga da bateria de um VE com bateria de 24 kWh, seu tempo de recarga pode variar entre 14 horas com tensão monofásica com um carregador de 2 kW até 30 minutos com fornecimento de tensão trifásica e um carregador de 43 kW (WANG, 2013).

Diante de diferentes equipamentos de carregamento, é necessário analisar o impacto destes no SEP. Bremermann (2014), subdivide estratégias de carregamento em controladas e não controladas. O carregamento direto e carregamento no vale, são apresentadas como estratégias de carregamento não controladas, ou seja, com pouca ou nenhuma inferência direta de um terceiro agente no carregamento, sendo este, responsável pela gestão de carregamento das baterias.

2.9.2 Carregamento Direto

Esta estratégia de carregamento consiste em um modelo onde o proprietário do VE executa o carregamento da bateria no momento em que o mesmo chega em casa após o expediente de trabalho sem nenhuma estratégia específica para tal.

Figura 9: Curva de carga carregamento direto



Fonte: BREMERMANN, L. E. (2014). Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply

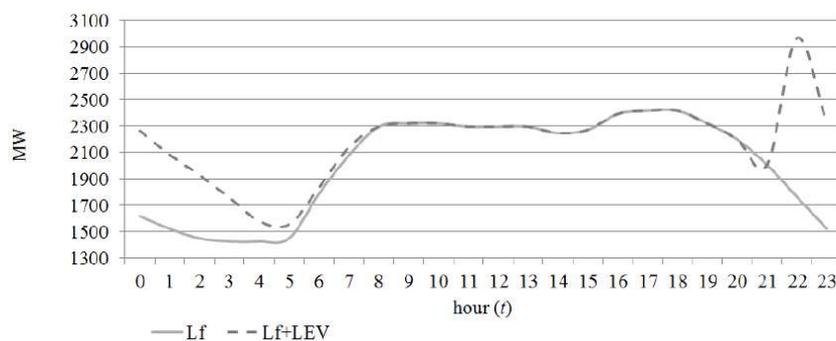
A figura 9 apresenta a curva característica de carga quando adotado o carregamento direto apresentada por Bremermann (2014) onde “Lf” representa a carga convencional da rede e Lf + LEV, se a carga total quando inserido o carregamento dos VE de forma direta, sendo LEV a carga requerida para o carregamento dos VE.

O carregamento direto das baterias, acarretaria um aumento do pico de demanda no sistema elétrico de potência, fato que é indesejado para o operador do sistema que diretamente influenciaria no aumento do custo final da energia para o consumidor final e devido às limitações da matriz elétrica brasileira implicaria no despacho termoelétricas para suprir esse pico de demanda causado.

2.9.3 Carregamento no Vale

Contextualizando, períodos de “vale” são momentos em que a demanda de energia elétrica pelos consumidores é menor, basicamente são os horários entre as 22:00 horas e 5:00 horas, variando conforme regiões. Em tais períodos como o consumo de energia elétrica é bem reduzido, assim o controlador do sistema tem que desativar geradores de energia nesses horários para evitar o desperdício dos recursos, e tal ato acaba causando prejuízos para os geradores de energia e consequentemente para o sistema em si.

Figura 10: Curva de carga carregamento em vale



Fonte: BREMERMANN, L. E. (2014). Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply

A figura 10 apresenta a curva característica de carga quando adotado o carregamento em vale apresentada por Bremermann (2014) onde “Lf” representa a carga convencional da rede e Lf + LEV, se a carga total quando inserido o carregamento dos VE adotando a

estratégia de carregamento em vale, sendo *LEV* a carga requerida para o carregamento dos VE.

A estratégia de carregamento no vale consiste em inserir o carregamento das baterias dos VE nesses horários de vale, tal estratégia iria trazer benefícios de operação para o sistema elétrico causando uma manutenção da demanda de carga do sistema e não causando o pico de demanda que seria causado com o carregamento direto acima citado.

2.9.4 Carregamento Controlado

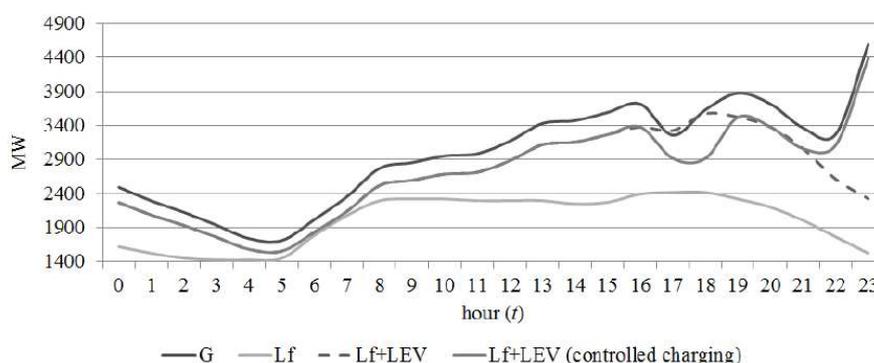
Como apresentado, o SEP necessita de previsibilidade para ter sua operação otimizada, e para tal, se confirmadas as previsões sobre o aumento da frota de veículos elétricos, como Wang (2013) apresenta que se a frota de veículos dos Estados Unidos da América tiver um equivalente à 25% desta frota composta por VE, e com o carregamento descontrolado dela, seria necessária a ligação de 160 novas plantas de geração de energia para suprir os picos de demanda que seriam gerados.

A realidade do Brasil neste aspecto é completamente diferente dos EUA, conforme cita Pablo Di Si, executivo VW, “Os americanos estão acelerando o processo de converter seus veículos para elétricos, o que inclui a criação de mais indústrias. Nos EUA, em cinco, dez anos, o setor de veículos elétricos deverá ser maior que o de modelos com motor a combustão (OLIVEIRA, 2022).

Enquanto no Brasil praticamente não existem incentivos nem infraestrutura suficiente hoje para um aumento na frota de VE, de toda forma, em ritmo inferior aos EUA, mas essa mudança irá acontecer como prevê a ABVE, apresentando que no ano de 2021, o mercado de VE superou todas as previsões feitas para o mesmo ano e afirma que o ano de 2022 será ainda melhor.

Portanto, estratégias precisam ser desenvolvidas para acompanhar esse crescimento de maneira ordenada e estruturada que possam proporcionar todos os benefícios trazidos pelos VE sem causar problemas ao SEP.

Figura 11: Perfil de carga do sistema com estratégia de carregamento



Fonte: BREMERMAN, L. E. (2014). Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply

A figura 11 apresenta a curva de carga do sistema quando adotado estratégias de carregamento, *G* representa a curva de geração de energia elétrica disponível no sistema, *Lf* a curva de carga do sistema sem VE, *Lf + LEV*, a carga total quando inserido o carregamento dos VE de forma direta e a forma quando adotado uma estratégia de carregamento controlada, aproveitando para efetuar a carga dos VE em momentos em que a geração de energia “*G*” do

sistema está superior a carga necessária, com isso aproveitando melhor os recursos e equilibrando o sistema (BREMERMANN, 2014).

Com isso, uma estratégia para proporcionar ao SEP a absorção de todas essas novas cargas a serem inseridas na rede, surge a figura de um agente agregador, que fará a gestão desta frota, ou melhor, desta carga.

2.9.5 Agente Agregador

O conceito do agregador inicialmente foi pensado como um agente que controlasse uma quantidade significativa de VEs para poder participar no mercado de energia através da tecnologia V2G; através desta tecnologia, os VEs podem descarregar as baterias e ofertar energia no mercado. No entanto, uns poucos VEs participando de forma independente no mercado de energia não representariam uma quantidade significativa de potência, portanto não poderiam participar no mercado elétrico (BESSA, 2010)

A figura de um agente agregador para a frota de veículos elétricos já é um assunto recorrente na literatura, sendo uma figura por vários autores esboçado com várias abordagens diferentes em relação ao papel a ser desempenhado pelo mesmo e até onde iria o papel desta figura. Para Wang 2013, a função do agente agregador é controlar os processos de carregamento e regulação de frequência de um grupo de VE.

A verdade é que, até hoje a figura deste agente agregador para os VE ainda não saiu do papel, em sua maioria devido ainda à pequena proporção da frota de VE, seja no Brasil ou no mundo, mas também devido à falta de um papel bem definido e maduro para sua implementação.

Contudo, a figura deste agente agregador em 23 de agosto de 2021, por mais que não relacionada aos VE, foi incluída na Portaria Normativa nº 22/GM/MME, esta portaria é referente ao programa de Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia que surgiu no Brasil devido à crise Hídrica que o país estava enfrentando.

É uma medida liderada pelo Ministério de Minas e Energia – MME e implementada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para reduzir o consumo de energia de consumidores livres como recurso adicional para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

O mecanismo prevê ofertas de redução de demanda de energia elétrica por consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou agentes agregadores de demanda desses consumidores (geradores, comercializadores e consumidores) (ONS, 2022).

Resumidamente, o programa aceita que um grupo de consumidores se juntem para que juntos consigam se adequar aos requisitos para entrar no programa através da figura de um agente agregador, ou seja, várias pequenas cargas se unindo para gerar uma carga maior.

Esse agregador funcionaria na forma de um gestor, administrando a frota dos veículos elétricos dos proprietários, montando uma estrutura previsível para ditar os momentos de conexão dos veículos à rede controlando os períodos onde eles, veículos elétricos, passariam a ser uma fonte de energia elétrica para a rede, ou uma carga conectada à rede, fazendo assim um manejo da demanda de energia, proporcionando uma estabilidade à rede mesmo quando um aumento do número de veículos elétricos que implicam somente em um aumento de carga para a rede (GUILLE, 2008).

A partir dos cálculos, Guille 2008, aponta que para ocorrer um impacto significativo na rede, é necessário que o número de veículos elétricos conectados à rede tem que ser grande para impactar a carga de forma considerável, existindo essa possibilidade, é possível criar um ambiente onde a inserção de tal volume de veículos consiga entregar benefícios tanto para a

rede quanto aos proprietários dos veículos elétricos, desde que essa inserção seja de forma controlada, através de um agente agregador.

Clairand (2018) apresentou uma estratégia de coordenação de carga dos VEs através de um agente agregador na qual a potência de carga dos VEs é ajustada através de restrições técnicas impostas pelo operador da rede enquanto os VEs são carregados com um custo baixo. Nesta estratégia, os proprietários dos VEs podem selecionar a taxa de carga das baterias de acordo com suas preferências, para isto o agregador apresenta opções relacionadas à rapidez com que os VEs devem ser carregados, o preço por essa carga, que é diretamente proporcional ao tempo de carga. Desta forma os proprietários escolhem as opções que estão dispostos a pagar em relação a sua preferência de carga.

Guzman (2021) afirma que seria desejável desenvolver estratégias de agregação dos recursos de energia distribuídos nas quais seja possível controlar a carga dos VEs, a operação das unidades de geração distribuída, oferecer serviços auxiliares, colaborar com a operação ótima do sistema de distribuição de energia elétrica, incentivar o uso da energia renovável para carregar os VEs num entorno de edifícios inteligentes. Além disso, o agregador pode lucrar através dos gerenciamentos oferecidos e também oferecer estratégias de carga aos VEs que resultem em pagamentos de energia economicamente viáveis.

A figura do Agente Agregador vem ganhando forma conforme as tecnologias evoluem e a quantidade de VE cresce, Makeen (2023) traz em seu trabalho a figura de um agente agregador robusto que é descrito como uma figura robusta e com o intuito de otimizar através de um algoritmo de controle uma proposta de modelo que minimize a degradação da bateria dos VE, se torne rentável para seus proprietários quando utilizados como fornecedor de carga a rede em períodos de altas demandas e consuma energia da rede em períodos de grande oferta, apresenta uma ideia de tecnologia que traga benefícios para ambos os lados, a rede e o VE, *grid-to-vehicle* (G2V) e V2G, os índices atingidos por seu modelo direcionado a frota de VE no Egito se mostra eficiente e economicamente viável para ambas as partes.

Diferentes estratégias estão sendo propostos para um agente agregador, propostas para redução de custos de carregamento, melhor aproveitamento da vida útil das baterias, fornecimento de carga para a rede em momentos de alto de consumo, regulação de frequência do SEP e minimização de custos, Amamra (2019) apresenta a figura de um Agente Agregador para trabalhar em conjunto com o SEP fornecendo previsões de demanda e fornecimento, G2V e V2G, com isso dando autonomia ao controlador do sistema para integrar a frota de VE e assim provendo um dispositivo que proporcionara a rede uma maior estabilidade, redução de custos, controle de frequência e carga e também funcionando como uma reserva de carga que proporcionará uma maior integração de energias renováveis na matriz elétrica.

Amamra (2019) especifica que a forma operacional deve operar sobre uma supervisão que sera responsável pelo planejamento do sistema V2G, os carregamentos devem ser programados diariamente, sempre atualizando a programação para o dia seguinte a cada hora, foram apresentados dois cenários, utilização dos VE apenas como suporte para regulação de frequência, e o segundo, utilizando os VE como suporte para regulação de tensão e frequência, ambos os cenários foram simulados na rede de energia elétrica do Reino Unido, o resultado obtido para ambos apresentou resultados satisfatórios.

3 METODOLOGIA

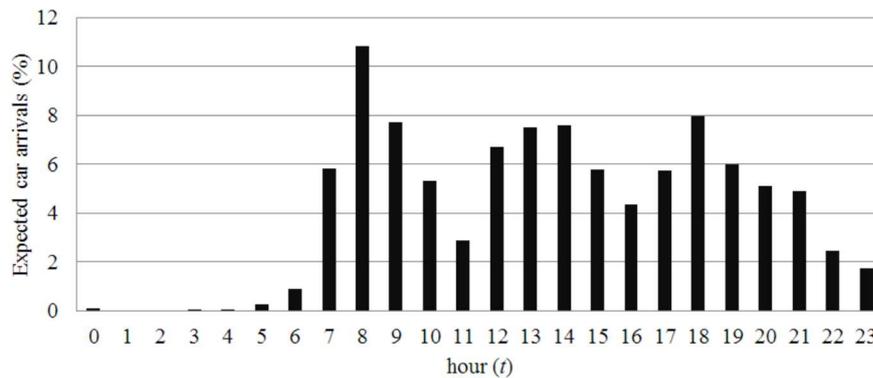
Este capítulo tem o objetivo de apresentar os modelos de veículos elétricos revisados a partir do referencial teórico apresentado para inclusão na simulação de avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração.

Estes modelos foram implementados em uma ferramenta de análise de confiabilidade denominada Modelo Reservas, cuja finalidade é avaliar a continuidade do fornecimento de sistemas de geração a partir de modelos que descrevem o comportamento dos elementos que constituem o sistema elétrico de potência.

3.1 Modelo da Mobilidade Elétrica

O comportamento da mobilidade elétrica é modelado a partir da mobilidade urbana da população. A partir de dados publicados pelo INE (Instituto Nacional de Estatísticas de Portugal) é possível estimar o percentual de deslocamentos, no horizonte horário, da população de uma determinada região. A Figura 12, apresenta os horários de deslocamento da população portuguesa. Não foram encontrados dados no Brasil e, por este motivo, o modelo considera os dados portugueses para realizar as simulações. Entretanto, o modelo matemático é genérico e pode ser aplicado a qualquer região.

Figura 12: Mobilidade Elétrica dos VE.



Fonte: O Autor

A Figura 12, mostra que, por exemplo, há quase 11 % de deslocamentos ocorridos às 8h, enquanto 8 % deslocam-se às 18h. estes deslocamentos podem ocorrer por diversas razões, como: da casa para a escola, da casa para o trabalho, do trabalho para casa, etc.

Esta pesquisa nacional, também resultou nas distâncias médias diárias percorridas pela população. A partir desses dados, foi possível desenvolver um modelo de estimativa de carga e descarga das baterias dos VE.

Para o tempo de carregamento, o VE segue o seguinte comportamento:

$$Tempo = (MaxSOC - SOC) * (CapacidadeBateria * EficiênciaCarregamento) \quad (3)$$

onde, Tempo é o tempo de carregamento em [horas], MaxSOC é o máximo estado de carga da bateria (do inglês State of Charge) em [kWh], SOC é o estado atual da bateria em [kWh], CapacidadeBateria é a capacidade da bateria do VE em [kWh] e EficiênciaCarregamento é a eficiência de carregamento em [h/kWh].

Por outro lado, o cálculo do consumo de energia elétrica em função dos deslocamentos é dado por:

$$SOC1 = SOC - \frac{Distância}{EficiênciaVE * CapacidadeBateria} \quad (4)$$

onde, $SOCI$ é o estado de carga da bateria ao final de um deslocamento em [kWh], Distância é a quilometragem percorrida para o deslocamento em [km], $Eficiência_{VE}$ é a eficiência da descarga da bateria em [km/kWh].

Desta forma é possível estimar a carga e descarga das baterias devido aos deslocamentos diários dos VE.

3.2 Modelo do Agregador para Armazenamento de Energia

Diferentemente da estratégia de carregamento controlado, apresentada na seção 2.9.4, o modelo aqui desenvolvido estabelece os momentos em que, os proprietários de veículos elétricos que fazem parte do acordo de armazenamento de energia nas baterias dos seus veículos, deverão estar conectados na rede para realizar o armazenamento/descarga da energia elétrica de suas baterias.

Esta situação nos leva a criar algumas hipóteses, tais como:

- os proprietários aptos a realizarem V2G serão geridos por uma entidade denominada Agente Agregador que estabelecerá os momentos de carga/descarga dos veículos;
- os proprietários dessa forma, farão parte de um negócio dentro do mercado de energia elétrica;
- o modelo determina a hora de saída e a necessidade, em termos de capacidade, para realizar a viagem com base nos dados de mobilidade elétrica;
- o modelo determina a disponibilidade para realizar armazenamento de energia, bem como, as horas em que o proprietário deverá estar conectado para realizar;
- este período é imediatamente anterior a hora de saída de uma viagem.

No âmbito do Planejamento dos SEP, a figura do Agregador tem por objetivo disponibilizar capacidade de produção de energia elétrica para o sistema (armazenada nas baterias), a um custo mínimo para o mercado de energia elétrica. No Brasil, este despacho de energia elétrica é calculado no horizonte semanal.

Portanto, o desenvolvimento deste modelo passa pela necessidade de incluir os custos do mercado de energia elétrica no problema da determinação dos momentos de carga/descarga dos veículos. Neste sentido, foi desenvolvido o modelo matemático da figura do Agregador como segue:

$$Disponibilidade(t) = Capacidade - Demanda(t) \quad (5)$$

Onde, a capacidade é constante e dada pelo parâmetro do tipo de bateria do veículo e a demanda é o valor agregado de demanda dos veículos que fazem V2G e que estão conectados no sistema no instante t , o valor é em MW. A disponibilidade de armazenamento é então suprida a cada instante t de acordo com o desperdício da geração proveniente de fontes de energia renovável. Logo, o armazenamento se dará conforme Equação 6:

$$Armazenamento(t) = Disponibilidade(t) - CapacidadeDespedida(t) \quad (6)$$

O tempo de carregamento é dado pela Equação 5:

$$TempoArmazenamento[i] = Armazenamento(t)/taxadeCarregamento. \quad (7)$$

Desta forma, o modelo calcula, durante a simulação o armazenamento horário das baterias dos veículos elétricos.

3.3 Método de Simulação de Monte Carlo

Esta seção tem por objetivo apresentar o método de simulação de monte carlo que permite a realização de simulações que avaliam a confiabilidade dos sistemas de geração de forma probabilística.

O método de Monte Carlo pode ser considerado um método de simulação ou um método probabilístico, ele estima índices de confiabilidade através de processos de simulação atuais e eventos aleatórios, proporcionando assim uma boa leitura quando usado no sistema elétrico de potência, analisando a capacidade de geração, a demanda do sistema e incluindo nos cálculos eventos de falhas, neste trabalho será utilizado o método de Monte Carlo definido por (ALLAN, 2013).

O SMCS fornece probabilidades envolvendo requisitos de reserva e incertezas de geração conectadas ao problema de balanço de carga na rede. Utilizando dados de histórico do sistema, relacionando modelos de incertezas de geração com a penetração de renováveis na matriz.

Dentro de sua metodologia podem ser seguidos dois tipos de abordagens para aplicar o método, sequencial, que utiliza dados em ordem cronológica para suas simulações ou o método não sequencial, que abrange períodos aleatórios cronologicamente para suas simulações, sem seguir uma ordem específica.

A metodologia a ser seguida do SMCS irá avaliar cada estado do sistema, calcular índices de performance e então calcular a probabilidade de falha do sistema, onde y_u é a sequência dos estados do sistema no ano u , $G(y_u)$ é a avaliação da função de teste de confiabilidade em y_u , N é o número de anos simulados e G é uma variável livre para mapear os índices da função $G(y_u)$ como apresenta a equação 8.

$$\hat{E}[G] = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N G(y_u) \quad (8)$$

As incertezas presentes na equação 8 são dadas pela equação 9.

$$V(\hat{E}[G]) = \frac{\hat{E}[G] - \hat{E}[G]^2}{N} \quad (9)$$

A convergência deste processo estocástico é testada usando o coeficiente de variação da equação 10.

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\hat{E}[G])}}{\hat{E}[G]} \cdot 100\% \quad (10)$$

A aplicação da metodologia irá monitorar situações de falhas e sucessos das reservas estáticas e operacionais, com elas, os índices de confiabilidade serão calculados.

Para analisar a capacidade de adequação e resposta do sistema em circunstâncias diversas, (ALLAN, 2013) definiu alguns índices de confiabilidade a serem calculados para a adequação dos sistemas de geração, são eles:

LOLE: Expectativa da perda de carga, representa o tempo em que a perda de carga do sistema é maior que a sua capacidade de geração.

LOLP: Este índice fornece a probabilidade de redução de carga.

EPNS: Expectativa de potência não fornecida, representa a quantidade de potência requerida pela rede que não foi atendida.

EENS: Expectativa de energia não fornecida, representa a quantidade de energia requerida pela rede que não foi atendida.

LOLF: Perda de frequência da rede, representa o número de eventos em um dado período de tempo que houve queda na frequência da rede.

LOLD: Perda de duração de carga, representa o tempo em que houve redução da carga por ocorrência de acontecimentos.

O índice LOLE é calculado utilizando a equação 11, onde N_{year} é o número de anos simulados, t é o número de horas no ano u , e F é uma variável que pode assumir dois valores, 1 caso a demanda requerida pela rede seja maior que a capacidade de geração, ou seja, quando for ocorrer uma falha, em outros caso será adotado o valor 0 para a variável.

$$LOLE = \frac{1}{N_{year}} \sum_{u=1}^{N_{year}} \sum_{t=1}^{8760} F(u, t) \quad (11)$$

O índice EPNS é calculado com equação 12, onde $L_f(u, t)$ é a demanda de carga da rede, $G(u, t)$ é a capacidade de geração disponível, e o índice F , assim como na equação 11, quando a demanda for superior à capacidade de geração, F será 1, em demais situações F será 0.

$$EPNS = \frac{1}{8760} \frac{1}{N_{year}} \sum_{u=1}^{N_{year}} \sum_{t=1}^{8760} (L_f(u, t) - G(u, t)) F(u, t) \quad (12)$$

O índice EENS é obtido modificando a equação 13.

$$EENS = \frac{1}{N_{year}} \sum_{u=1}^{N_{year}} \sum_{t=1}^{8760} (L_f(u, t) - G(u, t)) F(u, t) \quad (13)$$

O índice LOLF é obtido utilizando a equação 14, onde O_C é uma variável que assume valor 1 caso $F(u, t + 1) - F(u, t) = 1$, em outros casos assume o valor 0.

$$LOLF = \frac{1}{N_{year}} \sum_{u=1}^{N_{year}} \sum_{t=1}^{8759} O_C(F(u, t + 1) - F(u, t)) \quad (14)$$

O último índice, LOLD é obtido a partir da divisão de LOLE e LOLF.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo tem por objetivo apresentar os resultados do modelo do Agente Agregador, implementado no ambiente de simulação da ferramenta Modelo Reservas. Entretanto, com o intuito de ilustrar a revisão teórica realizada considerando outras estratégias de carregamento (que constituem do estado da arte), apresenta-se também, o comportamento dos modelos de carregamento direto e no vale.

Os testes foram realizados no sistema teste do IEEE RTS 96 HW e a próxima seção irá descrever este sistema.

4.1 Descrição do sistema teste

O sistema teste original, IEEE RTS 96, contava apenas com geradores térmicos a carvão na matriz, posteriormente, foi realizada uma modificação para IEEE RDS 96H, que contemplava também geradores hídricos na matriz geradora, por fim, Leite (2010) realizou uma nova modificação para IEEE RTS 96HW, substituindo 350 MW provenientes de geradores térmicos a carvão por 1526 MW provenientes de geradores eólicos.

O sistema original tinha capacidade instalada de 900 MW provenientes de geração hídrica, e 9315 MW provenientes de geradores térmicos, após a modificação onde foram substituídos 350 MW provenientes de térmicas a carvão por 1526 MW gerados por fontes eólicas o sistema teste IEEE RDS 96HW tem uma capacidade instalada de 11391 MW, onde destes, 21,3% são gerados por fontes renováveis (DA SILVA, 2010).

As geradoras térmicas são divididas em 78 unidades geradoras com capacidade variando de 12 a 400 MW, a geração hídrica é dividida em 18 unidades geradoras de 50 MW cada uma com sua geração baseada na média de cinco séries históricas, já a geração eólica é distribuída por 763 unidades geradoras de 2 MW cada distribuídas em área 1, área 2 e área 3 de respectivamente 267, 229 e 267 unidades cada. Cada área com diferentes séries de vento baseadas por hora refletindo diretamente na geração de cada unidade geradora (DA SILVA, 2010).

Em Da Silva, 2010, é proposta uma metodologia utilizando a simulação cronológica com a metodologia de Monte Carlo para avaliar as reservas operacionais com a inserção de energias renováveis na matriz energética.

Com o histórico cronológico do funcionamento dos estados do sistema, é baseado em modelos estocásticos dos componentes do sistema e modelos de carga, neste sistema, foi proposto a inserção de energia hídrica e eólica na matriz, logo a partir da energia eólica é implementado o modelo multiestados de Markov, com isso o número de estados de falha k , podem ser reduzidos a partir de um processo de truncamento definindo a ordem de precisão de incertezas de geração desejadas.

A partir da disponibilidade de recursos, séries de vento, a capacidade por unidade deve ser definida para dar a capacidade C das unidades geradoras. Os modelos de flutuação de capacidade para unidades eólicas são preferíveis em vez de representações baseadas em velocidade (DA SILVA, 2010).

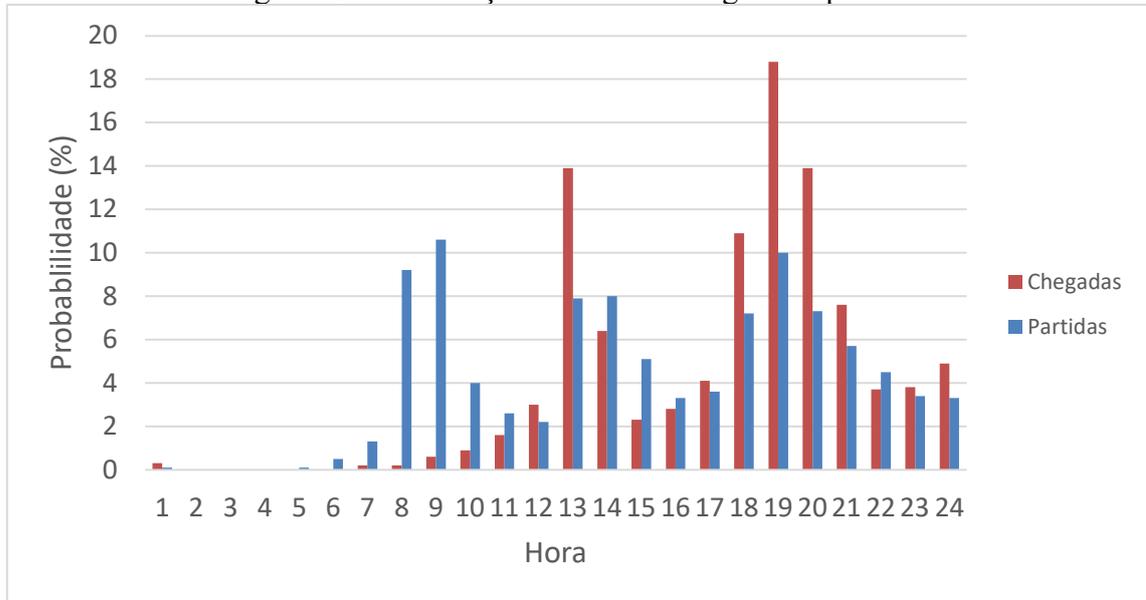
O algoritmo utilizado já tem em sua avaliação as previsões de manutenção, é utilizado um diagrama de carga com 8760 valores resultantes da previsão de consumo total no ano em estudo (DA SILVA, 2010).

4.2 Avaliação do comportamento dos modelos/estratégias de carregamento dos veículos elétricos

Para executar as simulações com a inclusão dos VE no RTS, foram adotados os dados do Instituto Nacional de Estatística de Portugal (INE) referentes ao Inquérito à mobilidade da população residente 2000 apresentado no ano de 2002. Estes dados são referentes a

distribuição dos horários de partidas e chegadas dos moradores em suas residências, foi então adotado estes horários de saída e chegada considerando que elas são realizadas com a utilização de VE.

Figura 13: Distribuição da hora de chegadas e partidas

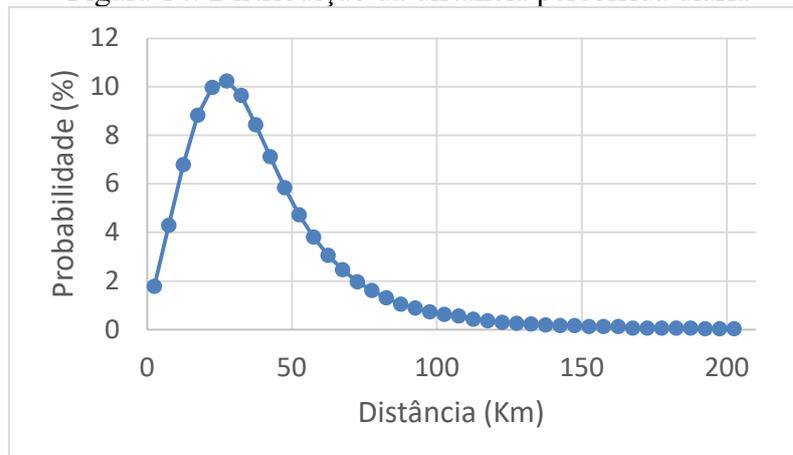


Fonte: INE, 2002. Inquérito à mobilidade da população residente 2000

A figura 13 apresenta o gráfico com as probabilidades de chegadas e partidas da população de Portugal (INE, 2002), com isso, foi baseado que essas chegadas e partidas são realizadas com VE, assim sabendo a probabilidade de os VE estarem disponíveis para serem conectados à rede de energia elétrica.

Em conjunto aos dados do INE, foram utilizados dados de Azevedo, 2008 que apresenta métodos de estimativa de volumes anuais de tráfego rodoviário para Portugal.

Figura 14: Distribuição da distância percorrida diária



Fonte: Azevedo, 2008. Métodos de estimativa de volumes anuais de tráfego rodoviário: Um modelo para Portugal.

A figura 14 apresenta um gráfico de probabilidade de distância percorrida por veículos, os dados foram aproveitados considerando que estas distâncias são percorridas por VE, que em conjunto com suas capacidades de armazenamento e carga e eficiência, é possível traçar o perfil de carga a ser inserido na rede.

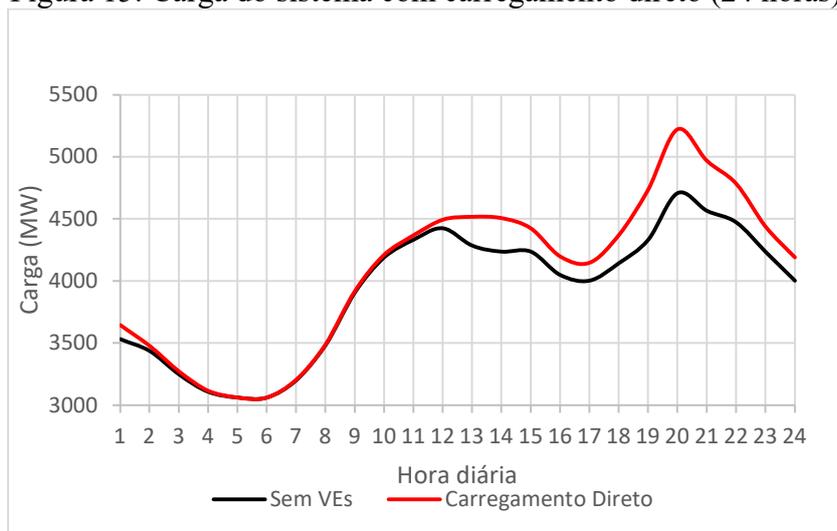
Foram realizadas 04 simulações diferentes com estes dados de entrada no sistema RTS, a primeira simulação avaliando o índice de confiabilidade do sistema sem VE, com 100 mil VE adotando carregamento direto, com 100 mil VE adotando carregamento no vale e com 100 mil VE adotando carregamento controlado através de um agente agregador, V2G. Os 100 mil veículos correspondem ao valor da ponta anual de demanda do sistema que é 3000 MW.

4.2.1 Carregamento direto e no vale

O carregamento direto foi apresentado na seção 2.9.2 e representa aquele usuário que não tem interesse em participar de nenhuma ação estratégica para mitigar o impacto do aumento de carga no sistema elétrico.

Para avaliar o comportamento da estratégia de carregamento direto, foram selecionados resultados aleatórios para a avaliação.

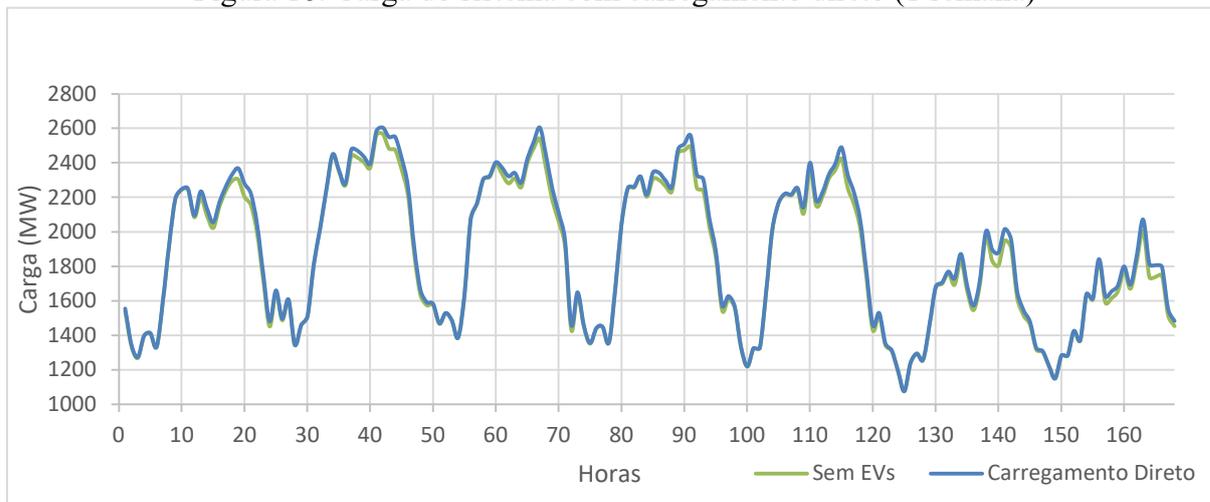
Figura 15: Carga do sistema com carregamento direto (24 horas).



Fonte: O Autor

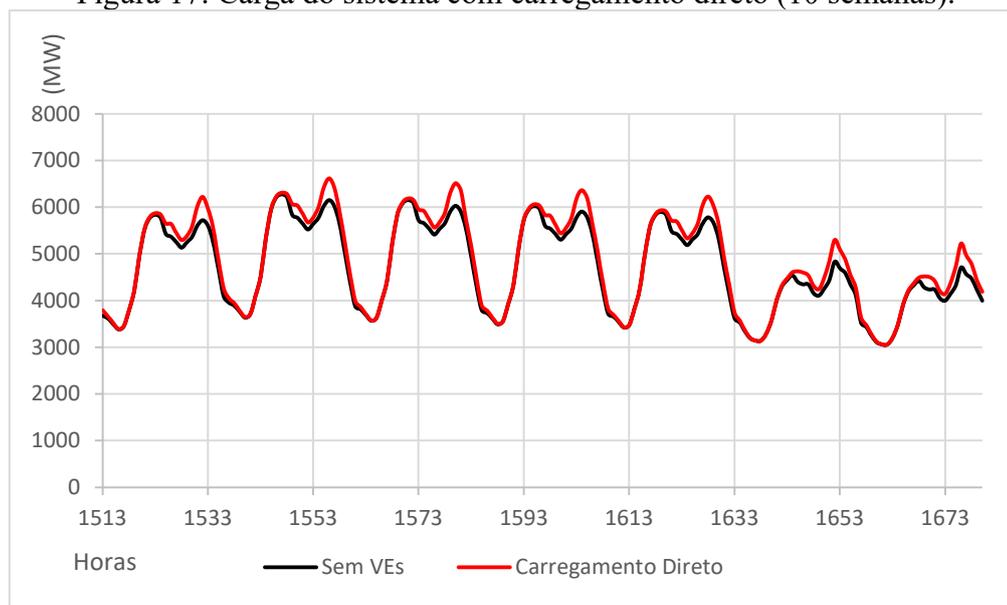
A figura 15 apresenta a simulação realizada com a implementação dos VE adotando o sistema de carregamento direto para recarga das baterias, o resultado foi um aumento na tendência da linha de carga, aumentando a demanda de energia elétrica nos períodos de pico, causando prejuízos ao SEP.

Figura 16: Carga do sistema com carregamento direto (1 semana)



Fonte: O Autor

Figura 17: Carga do sistema com carregamento direto (10 semanas).



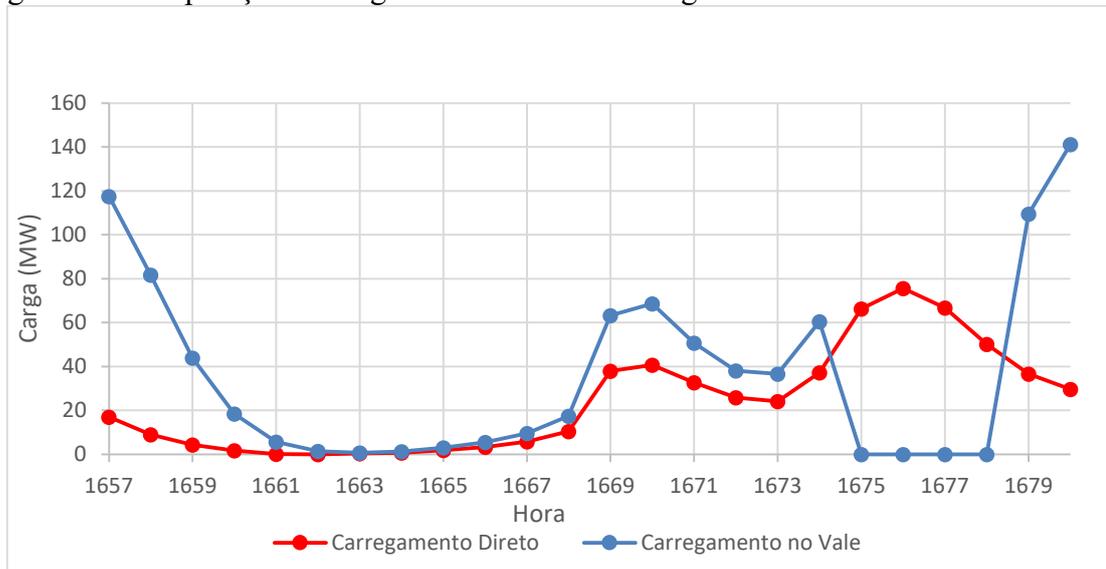
Fonte: O Autor

A figura 17 corresponde às 10 primeiras semanas de simulação, logo da hora 1513 até a hora 1673, que relaciona o intervalo das horas nestas 10 semanas.

Verifica-se o comportamento estocástico, mas previsível onde o usuário do veículo conecta o seu veículo para carregamento nos horários em que chega em casa (normalmente nos horários de ponta).

Da mesma forma, o comportamento da carga dos veículos elétricos considerando a estratégia de carregamento no vale, deverá resultar num aumento de carga no sistema nos períodos fora pico. Para apresentar de forma ilustrada, selecionou-se como horário de pico o período entre 19h e 22h. A figura 18 apresenta a comparação do comportamento das estratégias de carregamento direto e no vale.

Figura 18: Comparação da carga do sistema com carregamento direto e no vale no Dia 70.



Fonte: O Autor

A figura 18 apresenta o dia 70 da simulação e o intervalo 1657 até 1679 representam os horários 00:00 e 23:00 do dia 70.

Verifica-se o aumento de carga no período de ponta, quando se utiliza o carregamento direto. Quando se seleciona o carregamento no vale, é possível verificar que no período de ponta não há carregamento de veículos, entretanto, há um aumento no período fora ponta (geralmente na madrugada).

4.3 Carregamento Controlado - Agente Agregador

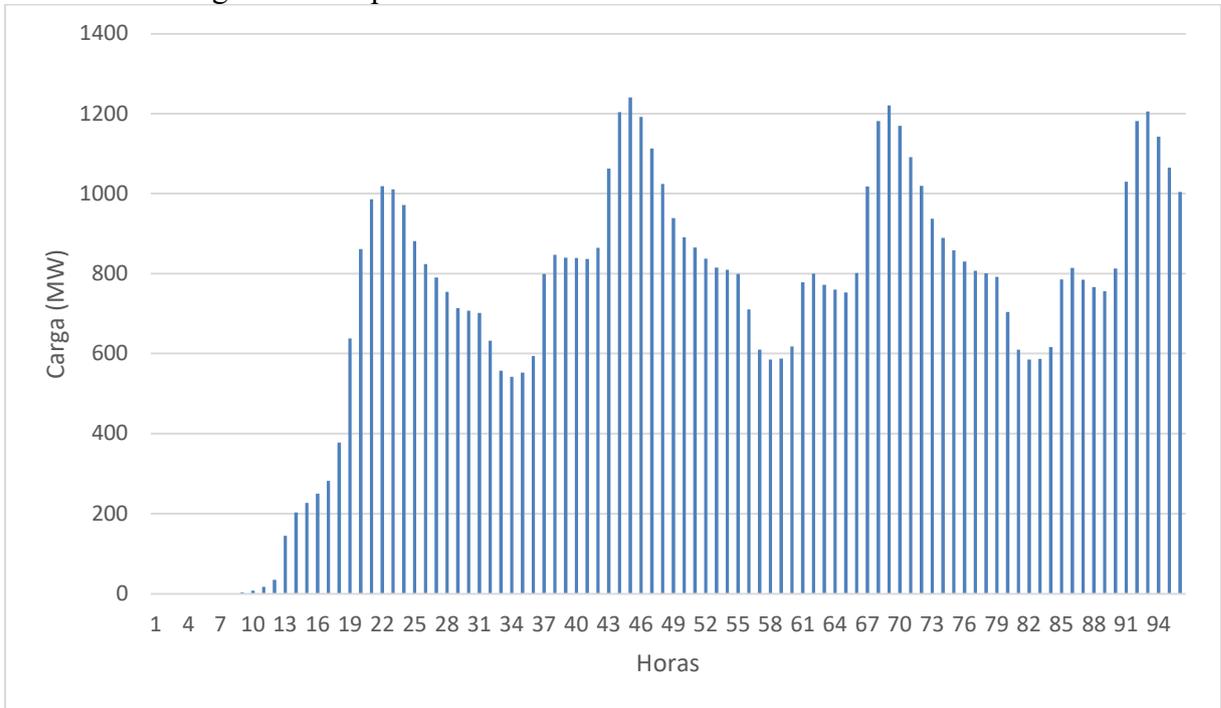
No modo de carregamento controlado, espera-se que o Agente Agregador seja capaz de gerir o carregamento das baterias dos veículos elétricos para permitir o armazenamento de energia quando a geração proveniente de fontes renováveis seja desperdiçada por falta de demanda.

Neste caso, o modelo de Agente Agregador irá definir as disponibilidades das baterias (capacidade e horário) de acordo com as necessidades de deslocamento dos proprietários dos veículos.

A Figura 19, apresenta o comportamento da disponibilidade de armazenamento de energia, para um período aleatório da simulação de 04 dias. A disponibilidade de armazenamento, apresentado na Figura 18, é afetada pelo número de VE conectados e disponíveis para realizar V2G, o SOC das baterias e a necessidade de SOC para realizar a viagem diária.

Portanto, verifica-se que a disponibilidade, no período de 96 horas, varia de 0 MW a 1.240,21 MW. Este resultado indica, no horizonte horário, o quanto de energia elétrica o sistema poderia armazenar nas baterias dos VE que fazem parte do modelo proposto de Agente Agregador.

Figura 19: Disponibilidade de armazenamento de baterias dos VE.



Fonte: O Autor

Nas próximas seções, serão apresentados os índices de confiabilidade, considerando a integração dos VE no sistema.

4.4 Índices de confiabilidade do sistema sem a inclusão de veículos elétricos

Para estabelecer uma referência do impacto da integração dos VE no sistema, apresenta-se a seguir a simulação sem VE. Com o sistema teste RTS já descrito, foi realizada uma simulação utilizando o cenário padrão. Os resultados são apresentados na tabela 1 a seguir:

Tabela 1: Sistema Teste RTS sem VE

LOLE	25,98	Horas/ano
LOLP	0,029	%
EPNS	0,45	MW
EENS	3999,12	MWh/ano
LOLF	7,12	Ocorrências/ano
LOLD	3,64	Horas/ocorrência

Fonte: O Autor

Através dos índices obtidos, é possível analisar que o sistema apresenta um índice de expectativa de corte de carga de 25,98 horas por ano, essas horas são distribuídas em 7,12 ocorrências por ano, tendo elas 3,64 horas sem o fornecimento de energia elétrica por evento.

4.5 Índices de confiabilidade do sistema com a inclusão de 100 mil veículos elétricos sob estratégia de carregamento direto

A inclusão de 100 mil VE através de carregamento direto no sistema RTS, foi determinado a partir dos parâmetros da capacidade da bateria utilizada nessas simulações. Desta forma, foram obtidos os seguintes índices de confiabilidade apresentados na tabela 2:

Tabela 2: Sistema Teste RTS com 100 mil VE – carregamento direto

LOLE	44,72	Horas/ano
LOLP	0,051	%
EPNS	0,84	MW
EENS	7363,67	MWh/ano
LOLF	12,43	Ocorrências/ano
LOLD	3,59	Horas/ocorrência

Fonte: O Autor

Com a adição desta carga de 100 mil VE no sistema teste, utilizando a estratégia de carregamento direto, o sistema apresenta um índice de expectativa de perda de carga de 44,73 horas por ano, essas horas são distribuídas em 12,43 ocorrências por ano, tendo elas 3,59 horas sem o fornecimento de energia elétrica por evento.

Este efeito esta dentro das expectativas para a situação, uma vez que a capacidade total instalada de geração não foi alterada e a demanda foi aumentada pela introdução dos carregamentos dos VE. Portanto, é esperado um aumento dos eventos de falha. Nota-se que o índice de frequência dos eventos de falha alterou significativamente, enquanto o de duração não. Este fato, revela que a adição da demanda dos VE, utilizando a estratégia de carregamento direto, provoca mais eventos de falha, mas na média, esses eventos têm duração não significativa.

4.6 Índices de confiabilidade do sistema com a inclusão de 100 mil veículos elétricos sob estratégia de carregamento no vale

Incluindo 100 mil VE através de carregamento no vale no sistema RTS, foram obtidos os seguintes índices de confiabilidade apresentados na tabela 3:

Tabela 3: Sistema Teste RTS com 100 mil VE – carregamento no vale

LOLE	36,07	Horas/ano
LOLP	0,041	%
EPNS	0,66	MW
EENS	582597	MWh/ano
LOLF	10,21	Ocorrências/ano
LOLD	3,53	Horas/ocorrência

Fonte: O Autor

Com a adição desta carga de 100 mil VE no sistema teste, o sistema apresenta um índice de expectativa de perda de carga de 36,07 horas por ano, essas horas são distribuídas

em 10,21 ocorrências por ano, tendo elas 3,53 horas sem o fornecimento de energia elétrica por evento.

Este efeito também está dentro das expectativas para a situação, novamente um aumento na demanda do sistema, provocará um aumento nos índices de falha. Entretanto, devido ao carregamento no vale, os efeitos foram mais amenizados, se comparado à estratégia de carregamento direto. Da mesma forma, a duração dos eventos adicionais não é significativa.

4.6 Índices de confiabilidade do sistema com a inclusão de 100 mil veículos elétricos sob estratégia de carga/descarga do Agente Agregador

Com a adição desta carga de 100 VE no sistema teste, o sistema apresenta um índice de expectativa de perda de carga de 32,71 horas por ano, essas horas são distribuídas em 11,94 ocorrências por ano, tendo elas 2,73 horas sem o fornecimento de energia elétrica por evento conforme apresentado na tabela 4.

Tabela 4: Sistema Teste RTS com 100 mil VE – V2G

LOLE	32,71	Horas/ano
LOLP	0,03	%
EPNS	0,5816	MW
EENS	5094,82	MWh/ano
LOLF	11,94	Ocorrências/ano
LOLD	2,73	Horas/ocorrência

Fonte: O Autor

Desta forma, verifica-se que, mais uma vez, os eventos de falha provocados pela adição de demanda dos VE não contribuem para o aumento do índice de duração das falhas. Entretanto, aumenta o número de ocorrências. Considerando, ainda, que o aumento de falhas é esperado, quando há aumento de demanda sem aumento da capacidade de geração, a estratégia V2G mostra-se a mais adequada, uma vez que mitiga o impacto e disponibiliza capacidade de armazenamento para o sistema, em momentos que haveria desperdício de energia renovável, por falta de demanda.

O índice LOLD para esta simulação mostrou-se melhor em relação ao sistema original sem VE.

5 CONCLUSÃO

Foi possível analisar com base nos índices de confiabilidade apresentados no capítulo 4.4, que foram obtidos os índices de confiabilidade do sistema elétrico de potência sem a inclusão de nenhum veículo elétrico, indicadores melhores quando comparados as outras análises realizadas, tal fato ocorre devido a adição de cem mil veículos elétricos ao quadro de carga do sistema, significa um aumento de consumo sem um aumento na geração de energia elétrica, e assim afetando sua operação e confiabilidade.

Os índices obtidos tanto para os carregamentos diretos e no vale são inferiores ao sistema original, contudo tal fato já é esperado devido ao aumento na carga, contudo o mais crítico ao consumidor é o tempo médio que dura um evento de falta de fornecimento de energia elétrica, este índice teve pouca variação entre os três cenários, sendo um ponto positivo, as variações se deram em função do número de eventos que ocorrem por ano, neste quesito o carregamento direto lidera com o pior índice, padrão também já esperado devido ao formato do funcionamento do carregamento direto. Ao comparar os dois métodos de

carregamento, é possível notar a melhoria entregada pelo carregamento no vale, por encaixar seu carregamento em períodos onde o consumo geral é menor, acaba diminuindo a quantidade de eventos de falha de fornecimento por ano.

O Sistema Elétrico de Potência opera através de previsibilidade com base nas análises de dados de um perfil de consumo social, foram então combinados este perfil de carga atribuído ao consumidor e a pesquisas de mobilidade realizadas com pelo INE e assim analisar o sistema com a inclusão de cem mil veículos elétricos, estes veículos foram gerenciados de três formas diferentes, através do carregamento direto, onde segue o perfil de mobilidade apontado pelo INE. Através do carregamento direto os índices de confiabilidade do sistema elétrico de potência tiveram um aumento negativo significativo, aumentando os eventos de falta e tempo de fornecimento de energia elétrica aos consumidores, em geral, todos os índices pioraram em relação ao cenário sem veículos elétricos.

Ao analisar o perfil de consumo de energia elétrica, são claros os momentos de maior e menor consumo de energia elétrica, neste cenário foram incluídos cem mil veículos elétricos utilizando a metodologia de carregamento no vale, com isso, todos os índices de confiabilidade apresentados são positivamente superiores aos índices de carregamento direto, tal fato ocorre devido ao carregamento no vale utilizar momentos de menor consumo de energia elétrica para realizar a carga das baterias dos veículos elétricos, contudo, o cenário ainda apresenta índices de confiabilidade inferiores ao cenário sem a inclusão dos cem mil veículos elétricos, novamente não se mostrando eficiente devido ao prejuízos causados na operação do sistema elétrico de potência.

O sistema teste se com a inclusão de 100 mil VE controlados pelo modelo de agente agregador proposto também apresentou índices inferiores ao cenário sem VE como os demais modelos, tal fato já era esperado, contudo o modelo de agente agregador teve resultados positivos quando comparado aos outros modelos, entregando ao sistema um condição de aumentar a demanda de carga do sistema com a adição de VE e não aumentar de forma considerável o número de falhas de fornecimento de carga do sistema por ano, inclusive melhorando o índice LOLD que representa o número de horas sem fornecimento de energia elétrica por ocorrência quando comparado ao cenário sem a inclusão dos VE, ficando claro a melhoria ao sistema que este tipo de carregamento pode gerar.

Portanto, o aumento de demanda dos VE, afeta o número de ocorrências de falha, aumentando a expectativa de corte de carga (LOLE), conforme a estratégia de carregamento utilizada. Verifica-se que a estratégia V2G, modelada através do Agente Agregador, apresenta o menor impacto nos índices de confiabilidade e disponibiliza a possibilidade de o sistema utilizar a capacidade das baterias para realizar armazenamento de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia.

Para trabalhos futuros, pode ser estudado a forma em que o Sistema Elétrico de Potência utilizaria a disponibilidade de armazenamento das baterias dos VE conforme apresentado na figura 18 para aumentar a integração das energias renováveis do sistema.

6. REFERÊNCIAS

ANEEL,2021 -

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

CHIAPPINI, Gabriel. Brasil revisa meta de emissões de carbono e promete neutralidade até 2050. EPBR, 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/brasil-revisa-meta-de-emissoes-de-carbono-e-promete-neutralidade-ate-2050/>

<https://www.aneel.gov.br/a-aneel>

O que é ONS?, Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-nos>
Acesso em: 12/04/2022.

Sobre Veículos Elétricos. Disponível em: http://www.inee.org.br/veh_sobre.asp?Cat=veh
Acesso em: 18/02/2022.

TORRES, L. Sistema Elétrico Brasileiro: Uma avaliação integrada do modelo dinâmico com estrutura em redes da Análise Envoltória de Dados e Programação Multiobjetivo. 2018. 148 fls. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

SALDANHA, John Jefferson Antunes. Gerenciamento inteligente da recarga de veículos elétricos otimizando a operação do sistema elétrico de potência. 2017.

LOPES, Yona et al. Smart grid e iec 61850: Novos desafios em redes e telecomunicações para o sistema elétrico. XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações, 2012.

BREMERMANN, L. E. (2014). Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply (Order No. 10593306). Available from ProQuest Dissertations & Theses Global. (1907048159). Retrieved from <https://www.proquest.com/dissertations-theses/impact-evaluation-large-scale-integration/docview/1907048159/se-2>

[10] - Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica - Universidade Federal do Ceará. 2009 p. 17
<http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>

FARHANGI, Hassan. The path of the smart grid. IEEE power and energy magazine, v. 8, n. 1, p. 18-28, 2009.

WANG, Ran et al. Design of a V2G aggregator to optimize PHEV charging and frequency regulation control. In: 2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE, 2013. p. 127-132.

OLIVEIRA, Tião. Frota elétrica deve demorar a crescer no Brasil. Estadão, 2022. Disponível em: <https://mobilidade.estadao.com.br/mobilidade-para-que/frota-eletrica-deve-demorar-a-crescer-no-brasil/>
Acesso em: 23/02/2022.

Eletrificados batem todas as previsões em 2021. Disponível em: <http://www.abve.org.br/eletrificados-batem-todas-as-previsoes-em-2021/>
Acesso em: 12/09/2022.

ANSTINE, L. T. et al. Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 82, n. 68, p. 726-735, 1963.

DA SILVA, Armando M. Leite Leite et al. Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 1, p. 106-116, 2010.

ALLAN, Ronald N. et al. *Reliability evaluation of power systems*. Springer Science & Business Media, 2013.

LAGE, Elisa Salomão; PROCESSI, Lucas Duarte. Panorama do setor de energia eólica. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, n. 39, p. 183-205, jun. 2013

Consolidação dos resultados - Gráficos. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-490/11%20Consolida%C3%A7%C3%A3o%20dos%20Resultados_Gr%C3%A1ficos.pdf#search=matriz%20energetica. Acesso em 01/10/2022.

H. Madsen, G. Kariniotakis, H.Aa. Nielsen, T.S Nielsen, and P. Pinson. A protocol for standardizing the performance evaluation of short-term wind power prediction models. Technical report, Deliverable report of the EU project ANEMOS, 2004.

ONS 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>

ABEEólica 2021. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>

Ran Wang, Yifan Li, Ping Wang and D. Niyato, "Design of a V2G aggregator to optimize PHEV charging and frequency regulation control," 2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2013, pp. 127-132, doi: 10.1109/SmartGridComm.2013.6687945.

C. Guille and G. Gross, "Design of a Conceptual Framework for the V2G Implementation," 2008 IEEE Energy 2030 Conference, 2008, pp. 1-3, doi: 10.1109/ENERGY.2008.4781057.

BESSA, R. J.; MATOS, M. A. The role of an aggregator agent for ev in the electricity market. In: 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7, 2010, Agia Napa, Cyprus. Anais [...] Agia Napa, Cyprus: IET Conference Publications, 2010. p. 1-9

Guzman Lascano, Cindy Paola. "Integração de veículos elétricos e fontes renováveis de energia no sistema elétrico de distribuição através de um agente agregador." (2021).

Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro, 2022. Disponível em: <https://www.gsepi.eng.ufba.br/planejamento-do-sistema-eletrico-brasileiro/2>

Acesso em 12/02/2023

EPE (2022). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.

Acesso em 12/02/2023

EPE (2021). Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2021 – 2º Semestre. Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.

Acesso em 12/02/2023

ABSOLAR (2022) O Que é Energia Solar Fotovoltaica? Disponível em:

<https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>

Acesso em 12/02/2023

ALVES, M. D. O. L. Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid. Trabalho de Conclusão de curso, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, .2019.

BIGSUN, 2019: <https://www.bigsun.com.br/energia-solar-fotovoltaica-como-funciona/>

Azevedo, 2008. Métodos de estimativa de volumes anuais de tráfego rodoviário: Um modelo para Portugal.

INE, 2002. Inquérito à mobilidade da população residente 2000

Makeen, P.; Ghali, H.A.; Memon, S.; Duan, F. Insightful Electric Vehicle Utility Grid Aggregator Methodology Based on the G2V and V2G Technologies in Egypt. Sustainability 2023, 15, 1283. <https://doi.org/10.3390/su15021283>

S. -A. Amamra and J. Marco, "Vehicle-to-Grid Aggregator to Support Power Grid and Reduce Electric Vehicle Charging Cost," in IEEE Access, vol. 7, pp. 178528-178538, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2958664.