

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ELETRICIDADE

RODRIGO DE MESQUITA CORRÊA

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA**

São Luís
2018

RODRIGO DE MESQUITA CORRÊA

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como parte dos requisitos para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.

Co-orientadora: Prof.^a Maria Da Guia Da Silva, Ph.D.

São Luís
2018

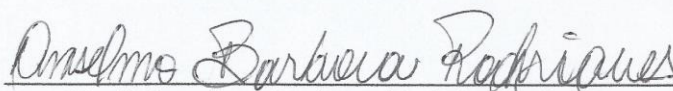
RODRIGO DE MESQUITA CORRÊA

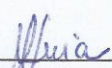
**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA**


Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

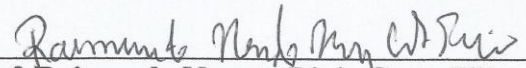
Aprovada em: 11/07/2018

BANCA EXAMINADORA


Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.
(Orientador - UFMA)


Prof.ª Maria da Guia da Silva, Ph.D.
(Co-Orientadora - UFMA)


Prof. Rodrigo José Albuquerque Frazão, D.Sc.
(Examinador - UFMA)


Prof. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho, M.Sc.
(Examinador - UFMA)

Dedico este trabalho aos meus pais e aos meus
dois irmãos.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus que, apesar de não ser um filho digno do pai que tenho, tem me dado tudo o que eu precisei ao longo do meu curso.

Agradeço aos meus pais, Sr. Moraes e Sra. Helena. Vocês acreditaram em mim desde o dia que eu nasci e me foram grande motivação: deixa-los orgulhosos é, para mim, uma necessidade diária.

Sou imensamente grato aos meus irmãos, André e Milena Mesquita. Vocês foram suporte emocional ao longo de toda a minha vida. Sei que sempre poderei contar com suas orações e boas vibrações.

Agradeço à minha família, em geral: tios, primos, sobrinhos, avós (*in memoriam*).

Aos amigos, o meu muito obrigado. De modo particular, agradeço aos Srs. Antônio L. Valle, J. Eduardo Sereno, J. Roberto Siste e Leonardo Brito, amigos de faculdade aos quais levarei para a vida; Srs. Lucas Falcão, Blenda Fernanda e ‘Amaral Pessoa’, amigos que confundo com irmãos.

Gostaria de dedicar um agradecimento todo especial ao Dr. Rodrigo Albuquerque. Meu amigo, sem você, certamente não teria chegado aonde cheguei.

Por fim, mas não menos importantes, agradeço a todos os professores que me formaram. De modo particular, aos meus orientadores, Prof. Anselmo Barbosa e Maria da Guia. Obrigado pela paciência e dedicação. Agradeço ainda ao professor Ewaldo Santana, um grande amigo.

“Dá, pois, ao teu servo um coração cheio de discernimento para governar o teu povo e capaz de distinguir entre o bem e o mal [...]”.

(I Reis 3, 9)

RESUMO

A redução dos gases responsáveis pelo efeito estufa é uma das principais preocupações de ordem ambiental da atualidade. Uma alternativa que se mostra viável do ponto de vista econômico e social é a substituição dos tradicionais veículos à combustão interna por veículos de mobilidade elétrica, dos quais os principais são os híbridos, os puramente elétricos e os a células combustíveis, pois estes emitem uma quantidade reduzida (ou nula) de gases poluentes durante o seu funcionamento. Dentre tais veículos, existe o grupo daqueles em que é possível e/ou necessário conectá-los à rede para fins principais de recarga das baterias. Assim, surge a discussão: o sistema elétrico de potência atual suportaria a penetração de grandes quantidades dessas cargas sem comprometer as exigências de qualidade e confiabilidade da energia? Se não, quais são as soluções possíveis para integração eficiente dos veículos elétricos com a rede? Este trabalho de monografia tem o objetivo principal de responder a essas perguntas, apresentando uma ampla análise e discutindo as soluções.

Palavras-chave: Sistemas de potência. Veículos elétricos. Veículos *plug-in*. Controle Automático da Geração. Controle var/volt. Estações de carregamento de veículos elétricos.

ABSTRACT

The reduction of the greenhouse gases is one of the main environmental concerns in the present days. An alternative that seems feasible from the economic and social viewpoints is the substitution of the traditional internal combustion vehicles by electric mobility vehicles, in which the main ones are the hybrid, the purely electric and the fuel cells vehicles, because their emissions of pollutant gases during operation are reduced (or null). Among these vehicles, there is a group composed by those that is possible (or necessary) to connect them to the grid for the main purposes of recharging the batteries. Thus, the discussion arises: would the current power system accommodate these loads without violating of power quality and reliability standards? If not, which are the possible solutions for an efficient integration of the electric vehicles to grid? This monography has the main objective to answer these questions, showing a wide analysis and discussing the solutions.

Key-Words: Power systems. Electric vehicles. Plug-in vehicles. Automatic Generation Control. Var/Volt Control. Charging stations of electrical vehicles.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Principais blocos do sistema elétrico de potência brasileiro	23
Figura 2 – Dados da Matriz Energética Brasileira	26
Figura 3 – O Sistema Interligado Nacional.	28
Figura 4 – Topologia Radial duplamente alimentado	30
Figura 5 – Constituição das <i>Smart Grids</i>	33
Figura 6 – Arquitetura dos VH: modelos (a) série, (b) paralelo, (c) série-paralelo.....	42
Figura 7 – Carregamento pelo método combinado de corrente e tensão constantes.....	46
Figura 8 – Topologia geral de carregadores veiculares.....	48
Figura 9 – Carregamento indutivo adaptado para o BMW i3	49
Figura 10 – EVSE que compõem o sistema de carregamento com conexão condutiva.....	52
Figura 11 – Conexão elétrica interna em veículos que suportam carregamento L2 e L3	53
Figura 12 – Esquema de funcionamento das estações de carregamento por troca de baterias.....	54
Figura 13 – Faixa de tensão de cada categoria de tensão	57
Figura 14 – Componentes típicos de uma linha de transmissão e distribuição	58
Figura 15 – Modelo de linha de transmissão não ideal entre duas barras	60
Figura 16 - Variação de tensão considerando o intervalo de 18:00 h às 01:00h.....	64
Figura 17 - Avaliação de perdas considerando o intervalo de 18:00 h às 01:00h.....	65
Figura 18 - Métodos de carregamento: (a) descoordenado, (b) deslocamento de pico, (c) preenchimento de vale e (d) corte de pico.....	68
Figura 19 - Arquiteturas de controle coordenado: a) centralizado, b) hierárquico e c) descentralizado.	70
Figura 20 - Modelo simplificado de um sistema de geração.....	76
Figura 21 - Resposta do sistema com atuação apenas da regulação própria	80
Figura 22 - Malha de Controle Primário	81
Figura 23 - Resposta do sistema com atuação do controle primário	82
Figura 24 - Sistema completo contendo duas áreas de controle.....	83
Figura 25 - Controle secundário de uma única área de controle	84
Figura 26 - Comportamento da Frequência de um sistema sob ação do CAG.....	85
Figura 27 – Controle primário e secundário implementado em duas áreas de controle.....	87
Figura 28 - Comportamento da frequência em duas áreas de controle interconectadas e com CAG.....	88

Figura 29 - Potência de Intercâmbio entre as áreas 1 e 2	89
Figura 30 - VPI no contexto da regulação de frequência	90
Figura 31 - Modelo de Veículo Elétrico no contexto da regulação de frequência	92
Figura 32 - Constante de <i>droop</i> adaptativo para mantimento do SOC inicial.....	94
Figura 33 - Comportamento da potência PV2G nos modos a) BSH e b) CFR.....	95
Figura 34 - Comparativo do CAG com e sem os VPI em resposta ao degrau	96
Figura 35 - SEP simplificado: (a) sem e (b) com geração distribuída.....	105
Figura 36 - Sistemas de <i>backup</i> (a) e de armazenamento (b).....	106
Figura 37 - Estações de carregamento L2 e L3 nos EUA.	115
Figura 38 - Ilustração da Teoria das Filas aplicada aos eletropostos	119
Figura 39 - Comparativo entre os princípios da alocação por cobertura total e por cobertura máxima	121
Figura 40 - Teoria das filas aplicada às BSS	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação entre a rede existente e as <i>smart grids</i>	34
Tabela 2 - Estudos de caso avaliando o aumento do pico de demanda com base no percentual de penetração dos veículos elétricos.	63
Tabela 3 - Comparativo entre carregamento descoordenado e coordenado.	69
Tabela 4 - Casos de Estudo para análise do desequilíbrio de fase	113

LISTA DE ABREVIATURAS

A	Ampère
AC	<i>Alternating Current</i>
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BSH	<i>Battery SoC Holder</i>
BSS	<i>Battery Swap Stations</i>
CAG	Controle Automático de Geração
CEMAR	Companhia Energética Do Maranhão
CFR	<i>Charging With Frequency Regulation</i>
DC	<i>Direct Current</i>
ECA	Erro De Controle De Área
EVSE	<i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>
FCS	<i>Fast Charge Stations</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HVDC	High Voltage Dc
Hz	Hertz
IEA	Agência Internacional De Energia
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IoT	<i>Internet of Things</i>
IoV	<i>Internet of Vehicles</i>
IPT	<i>Inductive Power Transfer</i>
IPVA	Imposto sobre Propriedade de Veículos Automotores
kV	Quilo Volts
LCT	Localização de Cobertura Total
LMC	Localização de Máxima Cobertura
MCC	Modo de Carregamento Centralizado
MCL	Modo de Carregamento Local
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
PFC	<i>Power Factor Corrector</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SBG	Sistema de Gerenciamento de Bateria
SEP	Sistema Elétrico De Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	<i>State of Charge</i>
SOH	<i>State of Health</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
V	Volts
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
V2V	<i>Vehicle-to-Vehicle</i>
VCC	Veículo a Célula Combustível
VCI	Veículos a Combustão Interna
VE	Veículo Elétrico
VH	Veículos Híbridos
VME	Veículos de Mobilidade Elétrica
VPI	Veículo <i>Plug-In</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	17
1.2	Objetivos	19
1.2.1	Objetivo geral	19
1.2.2	Objetivos específicos	19
1.3	Metodologia	19
1.4	Justificativa	20
1.5	Estrutura da Monografia	20
2	INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	22
2.1	O SISTEMA DE GERAÇÃO	23
2.1.1	Os tipos de geração	24
2.2	O SISTEMA DE TRANSMISSÃO	26
2.2.1	O sistema interligado nacional	27
2.2.2	A transmissão em corrente contínua	28
2.3	O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	29
2.3.1	Subtransmissão	29
2.3.2	Distribuição primária	30
2.3.3	Distribuição Secundária	31
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
2.5	AS REDES INTELIGENTES	32
3	INTRODUÇÃO AOS VEÍCULOS DE MOBILIDADE ELÉTRICA	37
3.1	Veículo a Combustão interna	37
3.2	Veículos Elétricos	38
3.3	Veículos Híbridos	40
3.3.1	Arquitetura dos veículos híbridos	40
3.4	Veículos a Células Combustíveis	43

3.5	Baterias e as Estratégias de Carregamento.....	44
3.5.1	Modos de carregamento	45
3.5.2	Estimação do estado de carga.....	46
3.6	As Estações de Carregamento	48
3.6.1	Carregamento com conexão indutiva.....	49
3.6.2	Carregamento com conexão condutiva	51
3.7	As Estações de trocas de Baterias	53
4	ANÁLISE DOS EFEITOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO CONTROLE DE TENSÃO	56
4.1	Regulamentação brasileira para as variações de tensão de longa duração.....	56
4.2	Linhas de transmissão e distribuição não ideais.....	57
4.3	Técnicas convencionais do controle de tensão.....	59
4.3.1	Controle de Reativo.....	60
4.3.2	Utilização de transformadores com relação de transformação variável.....	61
4.4	Impacto dos veículos elétricos no perfil de tensão.....	62
4.5	Solução por carregamento coordenado	66
4.5.1	Métodos de carregamento coordenado.....	67
4.5.2	Arquiteturas para carregamento coordenado.....	70
4.6	Capacidade V2G para o controle de tensão.....	73
5	EFEITOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO.....	75
5.1	Origem das variações de frequência.....	75
5.2	Tipos de controle	78
5.2.1	Regulação própria do sistema	78
5.2.2	Controle Primário.....	80
5.2.3	Controle Automático de Geração.....	84
5.3	Veículos elétricos na regulação de frequência da rede.....	89
5.3.1	Diretrizes para a integração dos VPI no controle de frequência.	90

5.3.2	O modelo de veículo elétrico	92
5.3.3	Simulação do modelo e os efeitos dos VPI no controle de frequência	95
6	ESTRATÉGIAS DE INTEGRAÇÃO DE ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE.....	97
6.1	Integração inteligente	97
6.1.1	Algoritmos de controle e gerenciamento de baterias	98
6.1.2	Controle para carregamento coordenado e da capacidade V2G.....	99
6.1.3	Sistemas de comunicação e seus protocolos	100
6.2	Integração com energias renováveis.....	104
6.3	Integração considerando a ausência de carregamento coordenado e V2G	107
6.3.1	Vida útil e eficiência dos transformadores de distribuição	108
6.3.2	Distorções harmônicas e desequilíbrio de fase	109
7	PLANEJAMENTO DE INSTALAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	115
7.1	Critérios de planejamento do um eletroposto.....	116
7.1.1	Critérios de satisfação	116
7.1.2	Critérios de minimização dos impactos à rede.....	122
7.1.3	Critérios de custo.....	124
7.2	Planejamento de Estações de troca de baterias	126
7.2.1	Critérios de satisfação	126
7.2.2	Critérios de minimização dos impactos à rede.....	128
7.2.3	Critérios de custo.....	129
8	CONCLUSÕES	132
8.1	Sugestões para trabalhos futuros	134
9	BIBLIOGRAFIA	135
	ANEXO 1	142
	ANEXO 2	143
	ANEXO 3	146

1 INTRODUÇÃO

Ano após ano, a comunidade internacional tem intensificado sua preocupação com questões relacionadas ao meio ambiente. Não são poucas as discussões sobre desmatamento, degradação do solo, extinção de espécies, etc. Dentre elas, destacam-se os debates sobre o aquecimento global: suas causas, suas consequências e suas soluções. Medidas têm sido tomadas para frear cada vez mais a emissão de gases como o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O) e, principalmente, o dióxido de carbono (CO₂), que são responsáveis pelo Efeito Estufa, que aumenta a temperatura do planeta e desequilibra todos os seus ecossistemas.

O CO₂ é emitido em grande maioria por processos de combustão de combustíveis fósseis. Segundo dados da Agencia Internacional de Energia (IEA, 2017), os principais setores responsáveis pela emissão deste gás poluente no ano de 2015 foram os setores de geração de energia elétrica e produção de calor (42%), transporte (24%) e indústria (19%). A mesma fonte informa que houve um aumento de 68% da parcela de emissões pelos transportes entre os anos de 1990 e 2015. Esse crescimento foi impulsionado pelos transportes terrestres, que representam três quartos das emissões deste setor.

Para diminuir quantidade de gases do efeito estufa emitidos, diversas medidas de ordem política tem sido tomadas. Conforme a ONU (2015) foi assinado por mais de 190 países, em 2015, o Acordo de Paris, sucessor do Protocolo de Quioto. Diante do reconhecimento de que as consequências do efeito estufa são uma preocupação comum da humanidade, o acordo afirma ser necessária uma resposta eficaz às mudanças climáticas com base nos melhores conhecimentos científicos disponíveis. O objetivo central do acordo é tomar atitudes que mantenham o aumento da temperatura global bem abaixo dos 2°C, promovendo o desenvolvimento de baixas emissões de gases de efeito estufa de uma forma que não ameace a produção de alimentos.

Apesar do Acordo de Paris não determinar de que modo seus objetivos serão alcançados, muitos países já tomam suas atitudes para conter o aquecimento global. De modo particular no setor de transportes terrestres, diversas medidas têm sido tomadas para reduzir as emissões. Dentre elas estão investimentos em transportes públicos, difusão de iniciativas de partilha de veículos (caronas) e principalmente a adoção de veículos de mobilidade elétrica. Já existem em algumas cidades as zonas de baixa emissão e/ou zonas de zero emissão, que são locais onde a circulação de veículos que liberam gases do efeito estufa é restrita ou proibida,

respectivamente. Este fato mostra que os veículos elétricos e sua inclusão no cotidiano da sociedade já não é apenas uma tendência, mas uma realidade.

Deste modo, pode-se observar o fato de que o aumento da mobilidade elétrica traria benefícios de ordem ambiental, social e econômica. Aumentar a quantidade de carros elétricos diminui o percentual de gases do efeito estufa emitido (fator ambiental), melhora a saúde humana e supre à demanda por mobilidade sustentável principalmente nos centros urbanos (fator social), e também gera grandes efeitos positivos na economia, como por exemplo, na produção industrial. Dadas todas essas vantagens, não se devem esquecer os impactos que a introdução de veículos elétricos pode trazer sobre os sistemas elétricos.

A primeira pergunta que surge é: as redes existentes, na configuração atual, seriam capazes de suportar as crescentes demandas dessas novas cargas? Além disso, diante do conceito de “veículo conectado à rede” (*Vehicle-to-Grid* – V2G), que consiste na possibilidade da energia armazenada nos veículos elétricos poder ser devolvida para a rede, seria o sistema elétrico de potência (sobretudo o sistema de distribuição) capaz de suportar um fluxo bidirecional de energia? A resposta para essas perguntas exige uma avaliação mais aprofundada.

1.1 MOTIVAÇÃO

Considerando os 40 países mais expressivos no contexto da eletromobilidade – representativos de 98% do estoque global de veículos elétricos e híbridos – a Agência Internacional de Energia¹ contabiliza que mais de 550 mil destes veículos foram vendidos entre 2014 e 2015, representando um aumento de 70% entre esses dois anos. Segundo o site Ig Tecnologia (2018), apesar do número ainda inexpressivo de 7120 veículos, a venda de veículos elétricos e híbridos no Brasil aumentou 58,9% entre 2017 e 2018, mostrando que já ocorre uma acelerada aceitação por essa tecnologia. Frente ao exposto, os veículos de mobilidade elétrica, cuja emissão de CO₂ é reduzida ou nula, são uma resposta à questão: como é possível promover o desenvolvimento sustentável diante da necessidade crescente por mobilidade?

¹ **Global EV Outlook 2016: Beyond one million electric cars.** International Energy Agency. [S.l.], p. 1 - 51. 2016.

Dentre tais veículos, existem aqueles cujo conjunto de bateria é recarregado internamente, durante o funcionamento do próprio veículo, e existe grupo dos veículos *plug-in* (VPI), que exigem uma conexão entre o automóvel e uma fonte externa para que possam ser recarregadas suas baterias. Dentre os veículos *plug-ins*, por sua vez, existem aqueles dotados da capacidade V2G, possuindo o fluxo bidirecional de energia, podendo essa fluir da rede para o conjunto de baterias e vice-versa.

Considerando hábitos de carregamento semelhantes dentre a grande maioria dos usuários – como, por exemplo, recarga em estações de carregamento disponíveis nos estacionamentos das empresas, ou recarga noturna nas estações de carregamento residencial – é possível supor impactos positivos e negativos de uma grande penetração de veículos elétricos.

Inicialmente, pode-se prever que proporcional à quantidade de veículos elétricos e híbridos em circulação, há um aumento no pico de demanda o que, por sua vez, compromete diversas outras variáveis do sistema elétrico de potência, como os desvios de tensão e de frequência, perdas de energia na transmissão e distribuição, redução da vida útil de transformadores, etc. Além disso, devido à construção das estações de recarga ser baseada em elementos de eletrônica de potência, a distorção harmônica total pode ser aumentada, reduzindo-se ainda mais a eficiência global do sistema de distribuição e transmissão de energia. Por outro lado, considerando-se a capacidade V2G, tem-se a possibilidade de inserir os veículos elétricos *plug-in* no contexto da geração distribuída. Desta forma, estes veículos podem fornecer um suporte ao sistema de geração e contribuir com a eficiência global do sistema elétrico de potência.

Diante desses prováveis impactos, estudos devem ser realizados de modo a avaliá-los, solucionando os desafios e potencializando as vantagens dos veículos elétricos, permitindo assim uma inclusão eficiente destes no sistema elétrico de potência, e colaborando com o desenvolvimento sustentável.

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos do desenvolvimento desta de monografia estão organizados em geral e específicos como segue.

1.2.1 Objetivo geral

Em resposta ao crescente número de veículos elétricos e híbridos *plug-in* em circulação no Brasil e no mundo, o presente trabalho almeja apresentar um estudo aprofundado dos efeitos da conexão destes veículos no sistema elétrico de potência, propondo soluções para os pontos negativos e apontando as formas nas quais os veículos elétricos podem potencializar a eficiência global do sistema.

1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são os seguintes:

- Apresentar os principais conceitos de sistemas de potência e veículos elétricos;
- Analisar os efeitos dos veículos elétricos nas flutuações de tensão e frequência da rede;
- Analisar as estratégias de integração de estações de carregamento de veículos na rede elétrica de modo a minimizar as eventuais consequências negativas

1.3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada na execução desta monografia consiste em uma densa pesquisa bibliográfica sobre os principais conceitos de veículos de mobilidade elétrica e sua integração aos sistemas elétricos de potência, em nível de geração, transmissão e distribuição. Apresenta-se uma discursão sobre os principais desafios dessa integração e suas possíveis soluções, levantada com base na consulta e interpretação de livros e artigos periódicos especializados no assunto. A disposição dos conteúdos é realizada de forma a aumentar a compreensão da discursão. Para tal, utiliza-se de uma ampla quantidade de definições, imagens, gráficos e tabelas. Resultados de simulações são utilizados ainda para fomentar o entendimento.

1.4 JUSTIFICATIVA

Por questões ambientais e econômicas, o número de veículos à combustão interna vem se estagnando e tende a se reduzir em algumas décadas. Países europeus já fazem planos para proibir a venda de carros que emitem gases poluentes até 2050. A Noruega é o exemplo mais radical: seu plano de governo prevê que até 2025 todos os veículos vendidos tenham zero emissão de poluentes. Os veículos de mobilidade elétrica são indiscutivelmente os sucessores aos de combustão interna, unindo a solução para a crescente demanda por mobilidade com a responsabilidade ambiental.

Assim como toda nova tecnologia, os veículos elétricos trazem impactos positivos e negativos em vários contextos. De modo particular, o sistema elétrico de potência estará submetido a condições que certamente não estava durante a sua concepção. Quanto aos pontos negativos, é importante entender as restrições, interações e impactos do sistema de transporte elétrico no sistema de energia. Por outro lado, diante dos pontos positivos, deve-se realizar a adoção de práticas e tecnologias que potencializem as vantagens da integração dos veículos elétricos à rede.

Assim, avaliando esses efeitos, aumenta-se a eficiência e evita-se a degradação da qualidade e confiabilidade da rede elétrica, seja pela adoção de boas práticas de utilização, seja por incrementos de ordem tecnológica no sistema elétrico de potência.

1.5 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

Este trabalho é dividido em 08 (oito) capítulos:

- a) O Capítulo 1 tem por objetivo contextualizar o leitor, fornecendo informações pertinentes sobre o trabalho apresentado.
- b) O Capítulo 2 possui uma revisão bibliográfica sobre os sistemas elétricos de potência, nos âmbitos de geração, transmissão e distribuição. Será ainda realizada uma contextualização sobre geração distribuída e redes inteligentes de energia.

- c) No Capítulo 3 será realizada uma introdução sobre os principais veículos de mobilidade elétrica, sendo eles os veículos puramente elétricos, os veículos híbridos, e os veículos a células combustíveis.
- d) O Capítulo 4 é dedicado para discutir as origens dos desvios de tensão, dando ênfase àquelas originadas pelos veículos elétricos *plug-ins*. As soluções, principalmente as advindas do carregamento coordenado e da capacidade V2G, serão exploradas.
- e) Os impactos na regulação de frequência, exercida pelo Controle Automático de Geração, serão explorados no Capítulo 5. Uma abordagem detalhada sobre as origens das variações e sobre os métodos convencionais de regulação de frequência é realizada.
- f) No Capítulo 6, são exploradas as estratégias para a integração das estações de carregamento no sistema elétrico de potência. São abordadas as estratégias de integração inteligente, a integração com as energias renováveis e as iniciativas de integração quando as alternativas de carregamento coordenado não estão presentes.
- g) O Capítulo 7 é dedicado a apontar os fatores considerados para o planejamento das estações de carregamento e das estações de trocas de baterias. Neste capítulo, a problemática é apresentada sem, todavia, aprofundar-se nas soluções que se utilizam de métodos numéricos de otimização e fogem, portanto, do escopo deste trabalho.
- h) No Capítulo 8 é apresentada a conclusão do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Os veículos de mobilidade elétrica (VME), sobretudo aqueles cujas baterias são recarregadas por uma fonte externa, podem trazer grandes impactos ao sistema elétrico de potência (SEP). Este sistema pode ser entendido como um conjunto de elementos interconectados, com o objetivo de converter uma fonte de energia disponível naturalmente (luz solar, ventos, energia cinética hidráulica, energia térmica, etc.) em energia elétrica, e transportá-la até os pontos de consumo. A utilização da energia elétrica advém do fato desta ser “transportada e relativamente fácil de controlar, e com um alto grau de confiabilidade e eficiência” (KUNDUR, 1994).

O controle do SEP advém da necessidade de garantir que o fornecimento da energia elétrica seja confiável e de qualidade. A confiabilidade está associada com a continuidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores, isto é, com a frequência e a duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Por sua vez, a qualidade remete o fornecimento de energia em níveis adequados de tensão e frequência. A determinação dos níveis apropriados dessas variáveis pode ser encontrada nas normas técnicas de cada país.

O SEP é dividido em três subsistemas, cada um com suas particularidades em termos estruturais e operacionais, sendo eles: o sistema de geração, o sistema de transmissão, e o sistema de distribuição. O sistema de distribuição é subdividido em três outros sistemas: o de subtransmissão, o de distribuição primária e o de distribuição secundária. A Figura 1 apresenta um diagrama ilustrativo da forma como esses elementos estão interconectados, bem como os níveis de tensão de linha de cada bloco e os grupos de consumidores que cada bloco atende. Tais grupos consumidores são classificados de acordo com suas tensões de consumo, e estão discriminados na Resolução Normativa da ANEEL, nº 414 de setembro de 2010, e mais bem explicado no Anexo I.

Todo o SEP brasileiro é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que é uma organização vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Conforme disposto na Lei nº 9.427/1996, a ANEEL tem por finalidade “regular e fiscalizar a produção, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal”. A transmissão e geração estão sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (ONS, 2018), cuja finalidade é a 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 da ANEEL.

As distribuidoras de energia são companhias públicas, privadas ou de economia mista, responsáveis pelo serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil. Segundo a ANEEL (2018), atualmente o país conta com 114 distribuidoras, estando, dentre elas, a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, que atua em todos os 217 municípios que compõem o território maranhense.

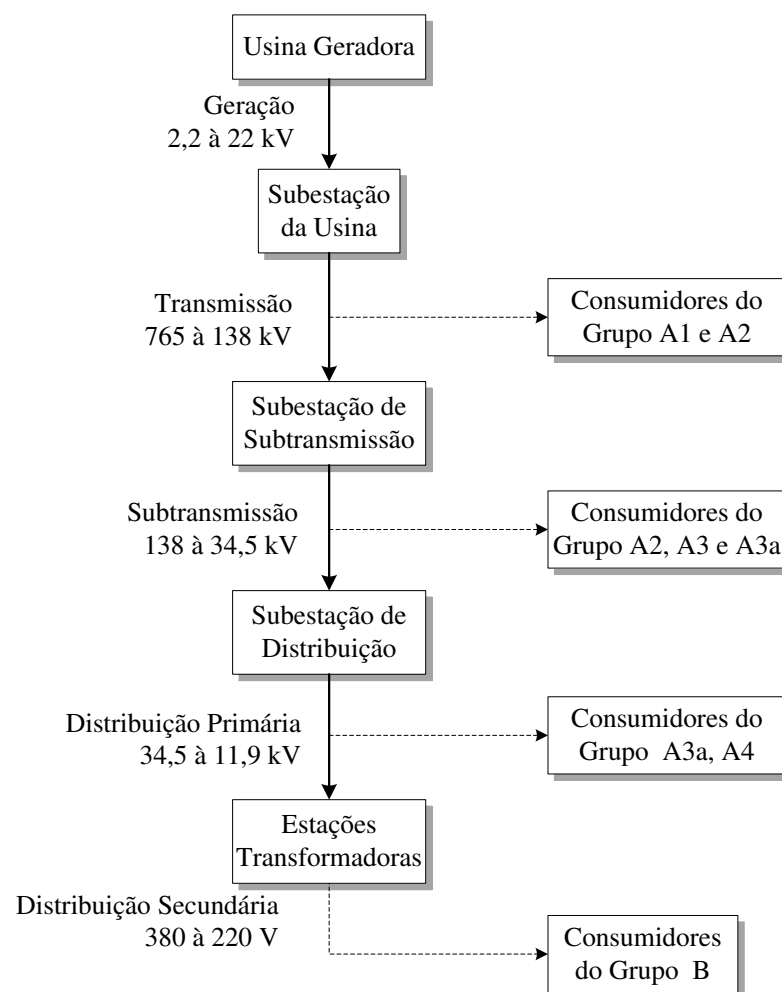


Figura 1 – Principais blocos do sistema elétrico de potência brasileiro

2.1 O SISTEMA DE GERAÇÃO

O sistema de geração é a parte do SEP que “perfaz a função de converter alguma fonte de energia em energia elétrica” (KAGAN, 2005). A energia elétrica pode ser gerada em

corrente contínua ou em corrente alternada. A geração por corrente alternada é a mais popular dentro do SEP atualmente por algumas razões principais, como apontadas por Kundur, (1994): “os níveis de tensão podem ser facilmente transformados, o que permite maior flexibilidade para o uso de diferentes níveis de tensão para a geração, transmissão e distribuição”. Além disso, ele conclui que tanto os motores quanto os geradores AC são mais simples que os DC. A frequência da tensão gerada deve ser mantida em 60 Hz² e os níveis de tensão variam entre 2,2 e 22 kV, sendo a tensão nominal usual de 13,8 kV (KAGAN, 2005).

2.1.1 Os tipos de geração

Apesar do termo geração, a energia elétrica não é gerada, mas sim transformada a partir de um tipo primário de energia. Essas fontes primárias utilizadas para a produção da eletricidade ditam o tipo de geração. A seguir, serão apresentados os principais tipos de geração utilizados no território nacional.

2.1.1.1 Geração Hidrelétrica

É o método de obtenção da energia elétrica a partir da energia cinética da água. Esta água em movimento é utilizada para aplicar um conjugado no eixo de um gerador síncrono, que são máquinas elétricas em cuja frequência da tensão de saída é diretamente proporcional à frequência angular no eixo do gerador. Essa escolha dessa máquina é realizada, dentre outros razões, pelo fato de permitir maior controlabilidade da frequência e da tensão de saída. Grandes usinas hidrelétricas, como as usinas de Itaipu e a de Tucuruí, exigem a construção de represas para a obtenção de uma grande reserva de água. Desde modo, como pontuado por Kagan (2005), as usinas hidrelétricas apresentam tempo de construção, custo e impactos ambientais bastante elevados. Em contrapartida, apresentam um custo operacional baixo. Atualmente, segundo dados da ONS de 2016, 71,5% de toda a geração elétrica brasileira é do tipo hidrelétrico, possuindo um potencial instalado de 101,6 TW e com previsão de expansão para 113,8 TW até 2021 (ONS, 2018).

2.1.1.2 Geração Térmica:

A energia elétrica produzida por usinas térmicas advém de geradores eletromecânicos cujo eixo é movimentado pela pressão do vapor d'água, que é obtido após o aquecimento da

² No Brasil. Em países como a França, por exemplo, a frequência da tensão gerada é de 50 Hz.

água com o calor liberado pela queima de carvão mineral, óleo diesel ou gás natural. Kagan (2005) explica que essas usinas, por não dependerem de represas de água, podem se localizar mais próximas dos centros de consumo, reduzindo assim os custos de construção e despesas com linhas de transmissão. Os custos operacionais, por sua vez, são mais elevados do que nas usinas hidrelétricas, já que as térmicas exigem a aquisição de combustíveis fósseis. A queima desses combustíveis resulta em outro problema sério associado às usinas termelétricas: a liberação de gases do efeito estufa. Por essas razões – custos operacionais e impactos ambientais durante a operação – as usinas térmicas costumam ser acionadas como suporte na geração hidroelétrica, resultando em aumentos na conta de luz. No Brasil, por exemplo, existe o sistema de bandeiras tarifárias, que são incrementos no valor da energia elétrica em função das previsões de necessidade de acionamento das usinas termelétricas. Dados de 2016 apontavam que as termelétricas representam 14,3% da geração nacional.

2.1.1.3 Geração Eólica

É o método de geração pela qual a energia elétrica é obtida a partir da energia cinética do ar. Para tal conversão, são utilizadas máquinas conhecidas como turbinas eólicas, que possuem uma aerodinâmica que permite que o vento produza um conjugado no eixo de um gerador. Não é possível estocar vento para usá-lo em outra ocasião e, por essa razão, qualquer sistema que se utilize da energia eólica, deve estar preparado para a aleatoriedade dos ventos. Quando a energia eólica é utilizada em grandes sistemas, esta reduz a carga total “vista” por outros geradores, o que reduz os custos de geração. Quanto à instalação, diversos estudos são realizados, como a estimativa do potencial eólico de uma região por meio de métodos estocásticos. No Brasil, o maior potencial eólico se localiza no nordeste. Dados do ONS de 2016 mostram que 9611 MW são advindos da energia eólica, representando 6,8% de toda a geração.

2.1.1.4 Outras fontes de geração

Outras fontes de energia, como a solar (conversão da luz solar), nuclear (conversão da energia térmica de materiais radioativos) e energia de biomassa (conversão da energia presente em materiais orgânicos) possuíam em 2016 cerca de 7,4% de participação na geração. A Figura 2 ilustra os dados da matriz energética brasileira, obtidos em 2016 e as previsões de expansão da capacidade de geração de cada tipo de geração.

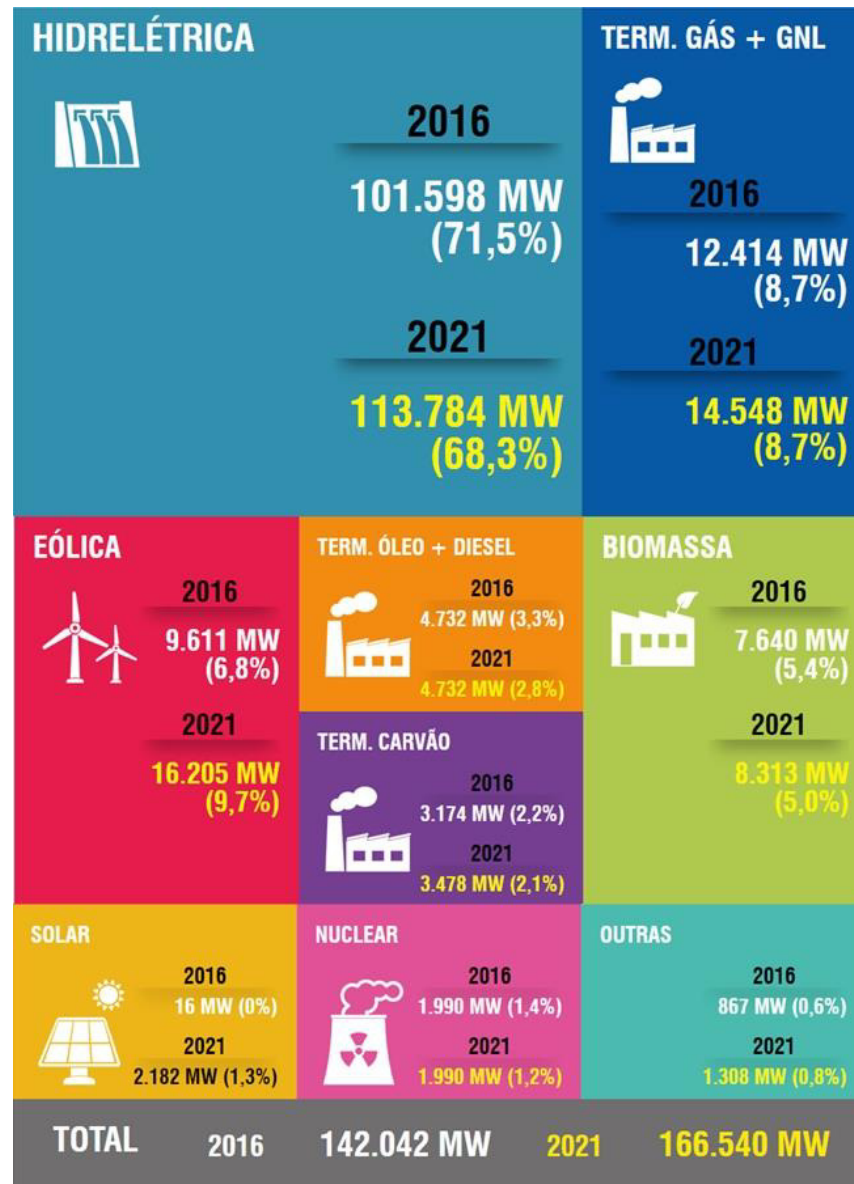


Figura 2 – Dados da Matriz Energética Brasileira
Fonte: ONS, (2018)

2.2 O SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão é o bloco responsável por levar a energia gerada até os grandes centros de consumo. Considerando que os centros de geração se encontram afastados dos polos consumidores, as linhas transmissão podem ter milhares de quilômetros de extensão. Como já mencionado, as tensões nos terminais dos geradores não ultrapassam os 22 kV e transmitir grandes quantidades de potência com esses níveis de tensão implicaria em

elevadas correntes, que inviabilizariam o processo de transmissão devido elevadas perdas por efeito joule nas linhas³.

A solução para este problema é alcançada utilizando-se transformadores elevadores de tensão, localizados nas subestações das próprias usinas. Para uma dada potência de saída do bloco de geração, se a tensão terminal dos geradores for elevada utilizando um transformador com relação de transformação α , a corrente do secundário deste transformador, na qual a linha de transmissão está conectada, é reduzida pela razão $1/\alpha$, que por sua vez reduz as perdas por dissipação de calor na razão $1/\alpha^2$.

Por essa razão “conforme o sistema se expande geograficamente, cresce o incentivo a operar as linhas de transmissão em tensões mais altas” (MEIER, 2006). Uma vez que as linhas de transmissão chegam aos grandes centros de carga, a tensão deve ser novamente transformada, dessa vez para níveis mais baixos. MEIER (2006) explica que isso se deve a questões de segurança e economia: as pessoas podem se eletrocutar mais facilmente e os riscos de incêndio são maiores; para evitar isso, grandes despesas com a isolação apropriada seriam inevitáveis. O fim do sistema de transmissão e início do sistema de distribuição é demarcado, portanto, por transformadores, agrupados nas subestações de subtransmissão.

2.2.1 O sistema interligado nacional

Kagan (2005) chama atenção para o fato de que o sistema de transmissão deve operar interligado, ou seja, em malha: “tal interligação é exigida por várias razões, dentre elas destacando-se a confiabilidade e a possibilidade de intercâmbio entre áreas”. O sistema de transmissão de todos os estados brasileiros – com exceção de Roraima – é conectado, formando o Sistema Interligado Nacional - SIN.

O SIN é definido pela ANEEL como o conjunto de instalações e equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente. Os sistemas isolados, por sua vez, são trechos dos SEP que são independentes do SIN por não haver interligação elétrica com o mesmo. A Figura 3 apresenta as principais linhas de transmissão em corrente alternada que compõem o SIN. Conforme disponibilizado pela

³ Como será mais bem explorado no Capítulo 3 deste trabalho, as linhas de transmissão não ideais possuem características indutivas e resistivas série, sendo essas últimas as responsáveis pelas perdas por efeito joule.

ANEEL⁴, as linhas de transmissão brasileiras de maiores extensões operam em 230 kV e 500 kV, possuindo 55.568 e 46.630 km respectivamente.

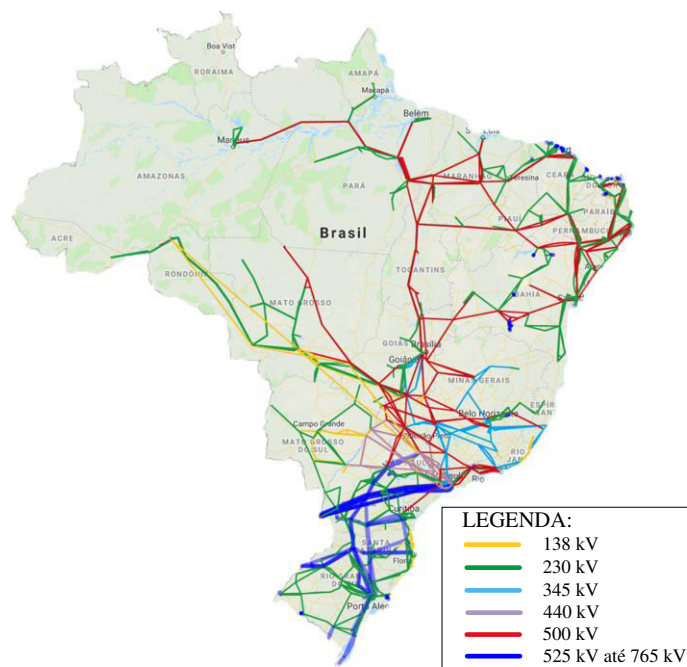


Figura 3 – O Sistema Interligado Nacional.

Fonte: ANEEL, 2018.

2.2.2 A transmissão em corrente contínua

Segundo Kundur, (1994), o primeiro SEP foi contruído por Thomas Edison e consistia em um sistema DC que transportava energia utilizando tensões de 110V em um raio de 1,5 km. Os sistemas de transmissão DC foram deixando de evoluir devido a necessidade de expandir o fornecimento de energia para áreas mais distantes dos centros de geração. Era necessário elevar consideravelmente as tensões para reduzir as perdas por efeito joule e as quedas de tensão. Por outro lado, era necessário que as tensões nos centros de cargas – compostos essencialmente por lâmpadas incandescentes – fossem reduzidas. Assim, o sistema DC passou a ser inflexível: era necessário que a tensão fosse suficientemente baixa para que fosse consumida, mas suficientemente alta para ser transmitida.

Porém, com o advento de novas técnicas e materiais aplicados na eletrônica de potência, o emprego de linhas de transmissão utilizando alta tensão contínua (*high voltage dc* – HVDC) passou a ser recorrente. Ao contrário dos circuitos propostos por Edison, a

⁴ Dados disponíveis em <<https://goo.gl/FWSmJD>>. Acesso dia 26/02/2018.

transmissão em HVDC é bastante eficiente, pois, devido às técnicas de chaveamento, os níveis de tensão são melhores ajustados para a transmissão e distribuição. Dentre as vantagens apresentadas por Meier (2006), o sistema de transmissão HVDC apresenta a vantagem e eliminar problemas de estabilidade⁵ e por permitirem um intercâmbio de potência entre sistemas que operam em frequências diferentes.

O Brasil já possui essa tecnologia de transmissão. A usina de Binacional de Itaipú, uma das maiores do planeta, possui dois setores de geração: um em 60 Hz e outro em 50 Hz. Conforme disponibilizado pelo site da usina⁶, a energia gerada pelo setor de 50 Hz é integrada ao SEP brasileiro através de um elo HVDC, que se estende de Foz do Iguaçu (PR) até Ibiúna (SP), possuindo 810 km de extensão.

2.3 O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição, como o próprio nome já sugere, distribui a energia recebida do sistema de transmissão para os consumidores. Kagan (2005) e Gönen (2008) classificam a distribuição de energia em três subsistemas: a subtransmissão, a distribuição primária e a distribuição secundária. Essa subdivisão é realizada basicamente de acordo com os níveis de tensão de distribuição, que são diferentes conforme as exigências de potência dos grandes, médios ou pequenos consumidores.

2.3.1 Subtransmissão

O sistema de subtransmissão é o primeiro bloco após a chegada das linhas de transmissão nas subestações de subtransmissão. Ele fornece energia com tensões que variam entre 34,5 a 138 kV (alta tensão) diretamente a grandes consumidores ou à subestações que darão origem ao sistema primário de distribuição. Dentre os consumidores alimentados por tensões de subtransmissão, encontram-se “as grandes instalações industriais e estações de tratamento e bombeamento de água” (KAGAN, 2005).

Em termos de topologia, Short (2004), explica que a maioria dos circuitos de subtransmissão utiliza de linhas aéreas. Eles podem estar na configuração radial com

⁵ Problemas de instabilidade são causados principalmente pela indutância série presentes nas linhas de transmissão. A transmissão HVDC anula a impedância indutiva e os problemas de estabilidade são eliminados.

⁶ <http://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>

alimentação única, radial com alimentação dupla ou em malha. Dentre esses tipos, Kagan (2005) aponta a configuração radial com alimentação dupla como aquela que “apresenta maior continuidade de serviço e flexibilidade de operação”. A Figura 4 apresenta tal configuração. Os quadrados, na figura, representam chaves para o seccionamento do circuito, que podem estar normalmente abertas (NA) ou normalmente fechadas (NF). Percebe-se que, qualquer contingência em um dos circuitos da subtransmissão não representa a interrupção permanente de suprimento da carga.

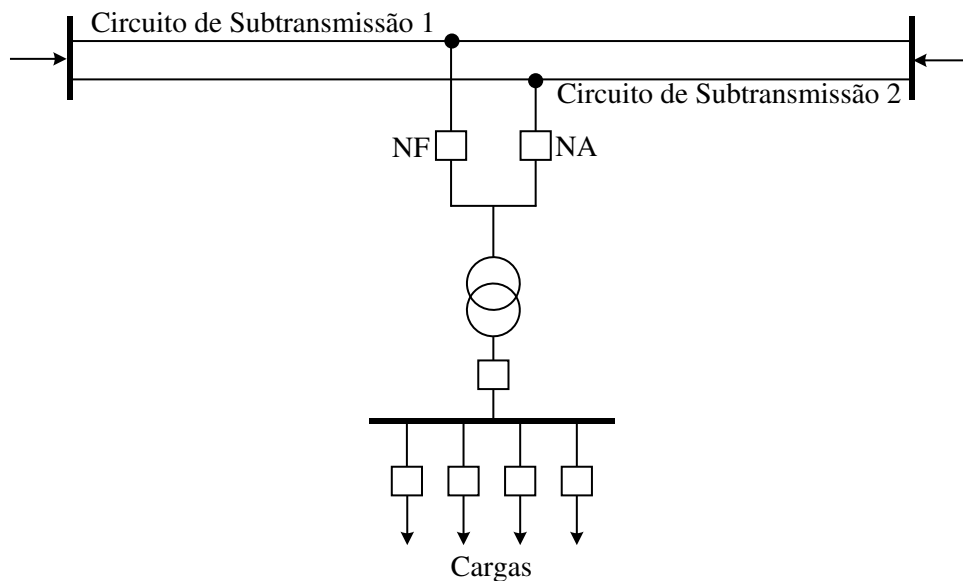


Figura 4 – Topologia Radial duplamente alimentado
Extraído e adaptado de KAGAN (2005)

2.3.2 Distribuição primária

O bloco de distribuição primária se origina nas subestações de distribuição, “onde a tensão é abaixada e [...] os circuitos de distribuição primária, ou alimentadores, saem para alimentar as áreas locais” (MEIER, 2006). Os alimentadores – cujas tensões variam entre 34,5 e 11,9 kV (média tensão) – podem ser subterrâneos ou aéreos, sendo estes os mais comuns. Funcionam, salvo raras exceções, de modo radial, e são classificados como “alimentadores principais, que geralmente são trifásicos [...] e os laterais, que são circuitos monofásicos ou trifásicos que derivam dos alimentadores principais” (GÖNEN, 2008). Os alimentadores laterais também podem ser chamados de ramais ou laterais.

Tanto os alimentadores principais quanto os ramais podem fornecer energia para consumidores de médio porte (*shopping centers*, indústrias de médio porte, etc.) quanto

podem servir para alimentar diversas estações transformadoras, compostas basicamente pelos transformadores de distribuição.

2.3.3 Distribuição Secundária

A rede secundária surge a partir das estações de transformação, normalmente instaladas no alto dos postes, e é composta por circuitos trifásicos a quatro fios, com tensões de linha típicas entre 220 e 380 V. Residências, pequenos comércios e pequenas indústrias são supridos pelas linhas de baixa tensão da distribuição secundária, seja com tensões trifásicas ou monofásicas.

Kagan (2005) e Gönen (2008) explicam que cada circuito da distribuição secundária contém apenas algumas centenas de metros, sendo os transformadores de distribuição a parte mais cara desse sistema. Por essa razão, tais transformadores são instalados próximos dos centros de cargas. Os transformadores de distribuição possuem potência nominal entre 10 e 150 kVA.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Como se pôde perceber até o presente momento, o SEP tradicional possui um arranjo hierárquico, ou seja, possui um fluxo de potência unidirecional que vai de um barramento de alta tensão (imediatamente conectado após os grandes pontos de geração) até as cargas, que podem estar conectadas nos barramentos de média e baixa tensão. Essa relação impõe alguns inconvenientes como aumento das perdas e falhas que se desenvolvem em cascata (FARHANGI, 2010).

A geração distribuída consiste na possibilidade da geração ser mais próxima dos centros de carga, o que permite a injeção de energia também nos barramentos de média e baixa tensão. Para isso, são utilizados sistemas fotovoltaicos, eólicos ou outras fontes, que normalmente são instalados pelos próprios usuários da rede. Fan e Borlase (2009) explicam que no contexto da geração distribuída, os consumidores deixam de ser puros compradores, mas podem, de tempos em tempos, serem vendedores de energia.

Santacana *et al.* (2010) apontam as principais vantagens deste tipo de geração: “promove-se a diversidade de energia, reduz-se a demanda [...] de um sistema de geração central e aumenta a redundância do fornecimento e a confiabilidade do sistema. Além disso, aumenta a resiliência da rede diante de distúrbios”.

Fan e Borlase, (2009), explicam os principais desafios da implementação da geração distribuída; o primeiro advém de uma situação topológica, ou seja: as redes, que foram concebidas sob uma perspectiva unidirecional de fluxo de potência, precisam estar prontas para possuírem um fluxo bidirecional. Essa mesma rede precisa ser capaz de monitorar e controlar a geração e o consumo na rede de distribuição, de modo a aumentar a confiabilidade de todo o sistema. Outro desafio a ser superado é de ordem computacional: os algoritmos para cálculo do fluxo de potência precisam lidar com as múltiplas fontes de energia distribuídas. Por fim, os autores chamam atenção para a necessidade de melhorias no sistema de proteção, uma vez que a geração distribuída pode contribuir para as correntes de curto circuito em situações de falta.

Apesar desses desafios, a geração distribuída está cada vez mais presente. Os consumidores, atraídos pela vantagem de produzirem sua própria energia e até mesmo vendê-la, investem na aquisição de painéis solares e pequenas turbinas eólicas. A geração distribuída está intimamente integrada às redes inteligentes, ou *smart grids*, conceito este que será mais bem explicado a seguir.

2.5 AS REDES INTELIGENTES

As redes inteligentes, mais conhecidas por sua tradução ao inglês – *smart grids* – são um novo conceito dentro do SEP, sobretudo dentro do subsistema de distribuição. Uma definição bem completa sobre o assunto é fornecida por Santacana, *et al.*, (2010), e descrita a seguir:

O termo *Smart Grid* se refere a um sistema de transmissão e distribuição que incorpora os elementos tradicionais e os de ponta dos sistemas de potência, sensoriamento sofisticado, tecnologia de monitoramento, tecnologia da informação e comunicações, a fim de promover uma performance melhorada da rede e suporte a uma grande quantidade de serviços adicionais aos consumidores. Uma rede inteligente não é definida pela tecnologia que utiliza, mas sim pelo que ela é capaz de fazer. (SANTACANA, RACKLIFFE, *et al.*, 2010, p. 41)

As *smart grids* exigem uma integração harmoniosa das grandes áreas da engenharia elétrica (eletrônica analógica e digital, processamento de sinais, lógicas de programação, sistemas de controle, instrumentação eletrônica e etc.). Para a implementação de tal rede, Santacana *et al.*, (2010), apontam para a existência de quatro pontos essenciais representados Figura 5.

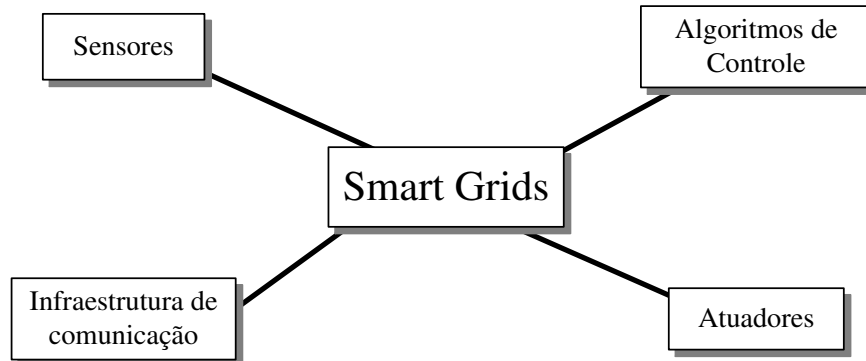


Figura 5 – Constituição das *Smart Grids*

- O sistema de sensoriamento é responsável pela realização das leituras das mais diversas variáveis do SEP, tais como tensões, correntes, frequência, potências, fator de potência, energia consumida e injetada, etc. Tais leituras permitem a avaliação da qualidade da energia e colaboram para a tomada de decisões que visam a confiabilidade do sistema.
- A infraestrutura de comunicação também é uma peça chave em uma rede inteligente. Uma vez que existe a disponibilidade de informações, estas precisam ser levadas, seja aos operadores, seja aos consumidores. Os canais de comunicação podem ser unidirecionais ou bidirecionais.
- Os algoritmos de controle processam as informações geradas pelos sensores e transmitidas pelos canais de comunicação de modo a melhorar o desempenho do sistema e gerar sinais de controle. Eles podem operar automaticamente ou através da intervenção humana. Citam-se como algoritmo de controle, o sistema de detecção, identificação e restauração após faltas.
- Finalmente, os atuadores são a parte do sistema que respondem aos sinais de controle, mudando seus estados. Como exemplo, podem-se citar os comutadores dos transformadores com mudança de tap e as chaves dos bancos de capacitores

manobráveis que são usados pelos algoritmos de controle para a redução do fator de potência ou das quedas de tensão.

Esses quatro pontos dão suporte para a realização do principal objetivo das *smart grids*: fornecer, de modo sustentável, energia elétrica de alta qualidade e com alto grau de confiabilidade (SANTACANA, RACKLIFFE, *et al.*, 2010). Esses quatro elementos constituem essência das *smart grids* e são os responsáveis pelas principais diferenças entre as redes inteligentes e os SEP tradicionais. Farhangi (2010) sintetiza o comparativo entre as duas redes, resumido na Tabela 1.

Tabela 1 - Comparação entre a rede existente e as *smart grids*.

Rede Existente	Rede Inteligente
Geração Centralizada	Geração Distribuída
Pouco Sensoriamento	Muito Sensoriamento
Comunicação Unidirecional	Comunicação Bidirecional
Monitoramento “Cego”	Auto Monitoração
Restauração Manual	Auto restauração
Falhas e <i>blackouts</i>	Adaptativo e com capacidade de ilhamento

Extraído e adaptado de Farhangi, (2010).

Esta comparação permite que sejam inferidas as principais vantagens da implementação de uma rede inteligente:

- **Geração distribuída:** representa a diversificação da matriz energética, aumento da eficiência global do sistema, redução dos custos e diminuição da energia demandada dos sistemas centrais de geração. Além disso, considerando que as fontes de geração utilizadas localmente pelos consumidores são renováveis e de zero emissão, a geração distribuída representa uma solução ecologicamente correta.
- **Nível de sensoriamento elevado:** garante maior monitoramento do estado do sistema, permitindo tomadas de decisões com maior grau de confiança, o que aumenta a controlabilidade do sistema, reduz a ocorrência de falhas e melhora a qualidade da energia. A habilidade de auto monitoração surge exatamente da existência de uma infraestrutura massiva e complexa de sensores.
- **Canais de comunicação bidirecionais:** permite a comunicação bilateral entre os blocos do sistema. Esse recurso surge como suporte aos demais blocos e permite o surgimento de uma série capacidades, como por exemplo, o controle de demanda, que será mais bem explicada nos capítulos que seguem.

- **Self-Healing:** ou auto restauração, é uma das habilidades desejáveis em uma *smart grid* e que está intimamente ligada com a confiabilidade do sistema. Trata-se da capacidade da rede identificar a ocorrência de faltas, isolar o trecho do sistema que apresentou defeito, e reestabelecer o suprimento de energia aos demais trechos que não ocorreram defeito. Tudo isso com mínima intervenção humana.
- **Participação ativa dos consumidores:** além de ser peça fundamental para a geração distribuída, os consumidores situados em uma rede inteligente podem gerenciar ativamente o seu consumo de energia, baseando-se, por exemplo, no preço instantâneo da energia elétrica.

Apesar de todos os benefícios listados, as redes inteligentes ainda precisam superar alguns obstáculos para a sua efetivação. Hossain, *et al.* (2010), Vineetha e Babu (2014) e Jain e Mishra (2016) apontam tais desafios:

- **Fortalecimento da rede atual:** deve-se assegurar que a rede de transmissão e distribuição tenha capacidade suficiente para suprir a demanda de energia e permitir a geração distribuída. É necessário ainda, que essas estruturas de transferência de energia sejam eficientes, ou seja, reduzam ao máximo as perdas de transmissão.
- **Melhoria da infraestrutura de comunicação:** dado que o fluxo de informações cresce proporcional à difusão das *smart grids*, uma nova estrutura de comunicação deve ser desenvolvida, seja com a integração às redes transmissão à rádio, internet, telefonia, etc., ou com a criação de uma infraestrutura completamente separada destas. É importante ainda discutir-se sobre a segurança cibernética para a preservação dos dados e robustez a ataques de grupos criminosos.
- **Suporte ao consumidor:** é de fundamental importância que estes estejam à par dos problemas do sistema elétrico e que reconheçam a importância de sua participação, seja com a cogeração, sejam com o uso racional da eletricidade. Ele precisa, ainda, ter diversas informações em tempo real, como por exemplo, o seu consumo e o preço da energia.
- **Integração com as energias renováveis:** o sistema deve estar pronto à aleatoriedade da geração dessas fontes, sobretudo da solar e da eólica. Além disso, é de extrema importância, sob o ponto de vista da qualidade de energia, mitigar todas as componentes harmônicas geradas pelos circuitos de eletrônica de potência que fazem a interface entre a geração e a injeção de energia na rede.

- **Políticas e Normas:** deve haver uma elaboração massiva de políticas que incentivem e regulem a adoção das *smart grids*.
- **Preparação para os veículos elétricos:** com a crescente demanda pela redução dos gases responsáveis pelo efeito estufa, os veículos elétricos estarão cada vez mais integrados no cotidiano das pessoas. O sistema deve estar preparado para os potenciais impactos que estes venham causar.

3 INTRODUÇÃO AOS VEÍCULOS DE MOBILIDADE ELÉTRICA

Aquecimento global e redução das reservas de petróleo são os principais fatores para o aumento de investimentos em um novo meio de transporte que seja seguro, eficiente e principalmente, de pouca – ou nenhuma – emissão de gases poluentes. Dentre as soluções estão os veículos de mobilidade elétrica (VME), que são todos os veículos que possuem pelo menos um motor elétrico responsável integral ou parcialmente pelo movimento do veículo.

Este capítulo se destina a apresentar os principais tipos de VME, que se subdividem segundo a forma como a energia elétrica contribui para o movimento do veículo. Também será realizada uma breve introdução sobre os veículos à combustão interna (VCI), traçando um comparativo entre suas emissões de CO₂ e as de um VME. Será incluída ainda, uma revisão sobre os principais conceitos a cerca das baterias e dos modos de carregamento dos veículos elétricos *plug-in*.

3.1 VEÍCULO A COMBUSTÃO INTERNA

Os VCI são os meios de transporte mais populares atualmente. Eles não possuem nenhuma eletromobilidade, uma vez que são movidos exclusivamente por motores à combustão, ou seja, a partir da queima de algum combustível líquido (gasolina, diesel, etanol, etc.). Esses veículos possuem, dentre outras, a vantagem de serem rapidamente reabastecidos além de possuírem uma grande autonomia. Por outro lado, possuem baixo rendimento do combustível, já que uma parcela considerável da conversão da energia contida nas moléculas de combustível é perdida pela produção de calor devido à fricção e ruídos.

Outra desvantagem associada aos VCI é a produção de CO₂. Pesquisadores da *Budapest University of Technology and Economics* realizam um comparativo entre o consumo de energia e a emissão de CO₂ tanto nos VCI quanto nos veículos elétricos. Segundo Katona e Radnai, (2017), a comparação entre essas duas modalidades de tração só pode ser realizada se for considerado todo o processo de produção da energia em questão. Ou seja, eles fazem um levantamento não só das emissões de CO₂ no veículo durante o seu funcionamento, mas das emissões na extração e refino do petróleo, bem como da geração de energia elétrica. Eles

concluem que, mesmo os VCI que utilizam biocombustíveis possuem maior emissão de gases poluentes que os veículos elétricos.

3.2 VEÍCULOS ELÉTRICOS

Veículo elétrico (VE) ou veículo elétrico puro é o termo utilizado para todo e qualquer veículo que seja tracionado unicamente por motores elétricos, que por sua vez são alimentados por alguma fonte de energia em seu interior, como ultracapacitores, *flywheels* e principalmente baterias. Neste sentido, o veículo elétrico não necessita da injeção de nenhum combustível derivado do petróleo, mas necessariamente exigem a conexão dos veículos à rede para a carga de suas baterias.

Devido à independência de derivados do petróleo, um VE não emite nenhum gás do efeito estufa durante o seu funcionamento. Além disso, outra característica dessa categoria de VME é a sua alta eficiência. Conforme descrito por Mi, *et al.* (2011) todo o processo de conversão de energia (da bateria às rodas) possui um rendimento da ordem de 70%, contra os 5-10% de um VCI. São apontadas por Ferreira (2012) quatro outras vantagens dos veículos elétricos frente aos VCI:

- Possuem maior vida útil por possuírem menos partes móveis. Custos com manutenção são reduzidos pela mesma razão.
- Enquanto parados no trânsito, o motor do veículo não consome energia, ao contrário dos VCI, que mesmo com o carro parado, ainda queima combustível.
- Possuem elevado conjugado de partida.
- Alguns Países, dentre eles o Brasil, reduzem impostos sobre os veículos elétricos como forma de incentivo.

Uma notícia publicada pelo site UOL (2016) afirma que existem incentivos do banco BNDES para redução de taxas de juros e ampliação dos prazos de pagamento para a compra de veículos elétricos e híbridos para o transporte público, isenção de IPVA em sete estados no nordeste (dentre eles, o Maranhão) e redução parcial de IPVA em São Paulo, Rio de Janeiro e Mato Grosso do Sul. Impostos de importação dos veículos elétricos foram reduzidos para menos de 7%, redução essa dependente da eficiência energética do veículo, dentre outros incentivos.

Os principais motores aplicados em veículos elétricos são os de indução devido à sua alta confiabilidade, baixo custo, pouca necessidade de manutenção e alta robustez, que o habilita para trabalhar em ambientes hostis. Devido à ausência das explosões internas dos motores à combustão, os veículos elétricos são muito silenciosos, o que pode oferecer risco aos pedestres mais desavisados e a deficientes visuais. “De fato, os carros elétricos são tão silenciosos que se vê a necessidade de incluir ruído artificial ao veículo [...] o que é algo importante do ponto de vista de segurança” (MI, MASRUR e GAO, 2011).

Para aumentar a eficiência do veículo, existe o conceito de frenagem regenerativa aplicado para o gerenciamento de energia. Durante o processo de desaceleração do veículo, os motores elétricos são chaveados para operarem como geradores e assim “converter a energia cinética ou potencial do veículo em energia elétrica, que pode ser utilizada pra recarregar as baterias e assim ser reutilizada” (EHSANI e GAO, 2005).

Os VE apresentam, porém, algumas desvantagens em relação aos VCI; em geral, os veículos elétricos custam mais caro que os VCI e o tempo de recarga das baterias tende a ser elevado (se comparado com o tempo de reabastecimento de um tanque de combustível). A desvantagem mais proeminente dos VE está associada à autonomia: um VCI percorre uma distância superior com os tanques cheios, se comparados aos VE com as baterias plenamente carregadas.

Felizmente, o problema da autonomia dos veículos elétricos vem sendo gradativamente superado. Em novembro de 2017, Elon Musk, CEO da empresa Tesla Motors anunciou o lançamento, em 2020, do Tesla Roadster, que promete bater todos os recordes de aceleração, autonomia e desempenho, além de ser o “golpe final nos veículos a gasolina” (TESLA, 2017). As principais especificações do veículo incluem aceleração de 0 a 100 km/h em 2,1 s (marca jamais quebrada por nenhum outro carro comercialmente produzido, segundo Musk), velocidade máxima superior a 400 km/h e uma autonomia de 1000 km com as baterias completamente carregadas.

3.3 VEÍCULOS HÍBRIDOS

Os veículos híbridos (VH) são uma junção dos VE e dos VCI, pois utilizam tanto um motor à combustão interna quanto um motor elétrico, que trabalham juntos para a propulsão. Esse arranjo é utilizado de modo a aproveitar as principais vantagens de ambas às classes de veículos, conforme explica Ehsani e Gao (2005): “Os VCI proporcionam boa performance e longo tempo de operação por utilizarem um combustível de alta densidade energética [...]. Os VE, possuem alta eficiência energética e não poluem o meio ambiente”.

Uma primeira classificação dos veículos híbridos leva em consideração a forma como suas baterias são recarregadas. Existem os VH cujas baterias são recarregadas apenas internamente via frenagem regenerativa e via gerador interno acionado por motor a combustão, e existem os VH *plug-in*, que são aqueles cujas baterias, além dos métodos anteriormente citados, podem ser recarregadas via conexão dos veículos à rede, tal qual nos VE. Cabe salientar que os VH continuam a produzir gases do efeito estufa, já que ainda realizam a queima de derivados do petróleo. Todavia, essa emissão é reduzida, pois os motores elétricos aumentam a eficiência do sistema e reduzem o consumo de combustível.

3.3.1 Arquitetura dos veículos híbridos

Os principais elementos de um VH são: motor a combustão, motor elétrico, sistemas de armazenamento de energia (comumente baterias), combustível e elementos de eletrônica de potência (conversores de potência) para realizar a adequação da energia elétrica gerada. O arranjo da conexão desses elementos configura as arquiteturas dos carros híbridos, sendo as principais: o modelo série, o modelo paralelo e o modelo série-paralelo, que serão apresentados a seguir.

3.3.1.1 Modelo série

No modelo série, apresentado na Figura 6 (a), a energia obtida pela queima de combustível no motor à combustão é convertida em energia elétrica a partir de um gerador. Essa energia pode tanto ser utilizada para recarregar a bateria, quanto para alimentar o motor elétrico. Neste caso, o sistema de transmissão é acionado exclusivamente pelo motor elétrico. Conforme Ferreira (2012), o motor a combustão interna só é acionado quando níveis mínimos de carga das baterias são atingidos.

Esse modelo de arquitetura possui uma grande desvantagem, como aponta Mi *et al.*, (2011): “Tem-se uma cadeia mais longa de transferência de energia, o que significa que a eficiência do modelo híbrido série é geralmente inferior ao dos outros modelos”. Além disso, as dimensões das baterias e do motor elétrico tendem a ser superiores.

3.3.1.2 *Modelo paralelo*

No modelo híbrido-paralelo apresentado na Figura 6 (b), devido à presença de um acoplamento mecânico, tanto o motor à combustão quanto o motor elétrico podem trabalhar como propulsores. Neste caso, não há nenhuma conexão entre o motor à combustão e o motor elétrico através de um gerador, o que faz com que esse modelo possua um custo reduzido e seja mais leve, além de mais eficiente. A principal desvantagem desta configuração em relação à anterior é que esta “demanda um controle mais sofisticado para o uso das duas fontes de energia” (FERREIRA, 2012).

3.3.1.3 *Modelo série-paralelo*

Finalmente, existe o modelo série-paralelo, que é uma combinação dos dois modelos anteriormente descritos. Conforme descrito por Ferreira (2012), este veículo possui um sistema de embreagem que permite que a energia mecânica do motor à combustão interna seja direcionada tanto para o sistema de tração do veículo quanto para um gerador, suprimindo assim a demanda de energia do motor elétrico. Deste modo, essa arquitetura possibilita que o veículo opere de modo semelhante ao modelo série ou ao modelo paralelo, sob o ponto de vista do fluxo de energia. Esta topologia é mais eficiente, porém, tende a ser complexa tanto em termos estruturais quanto em termos do controle para a realização da gestão da energia interna do veículo. A representação da interconexão dos elementos neste modelo é apresentada na Figura 6 (c).

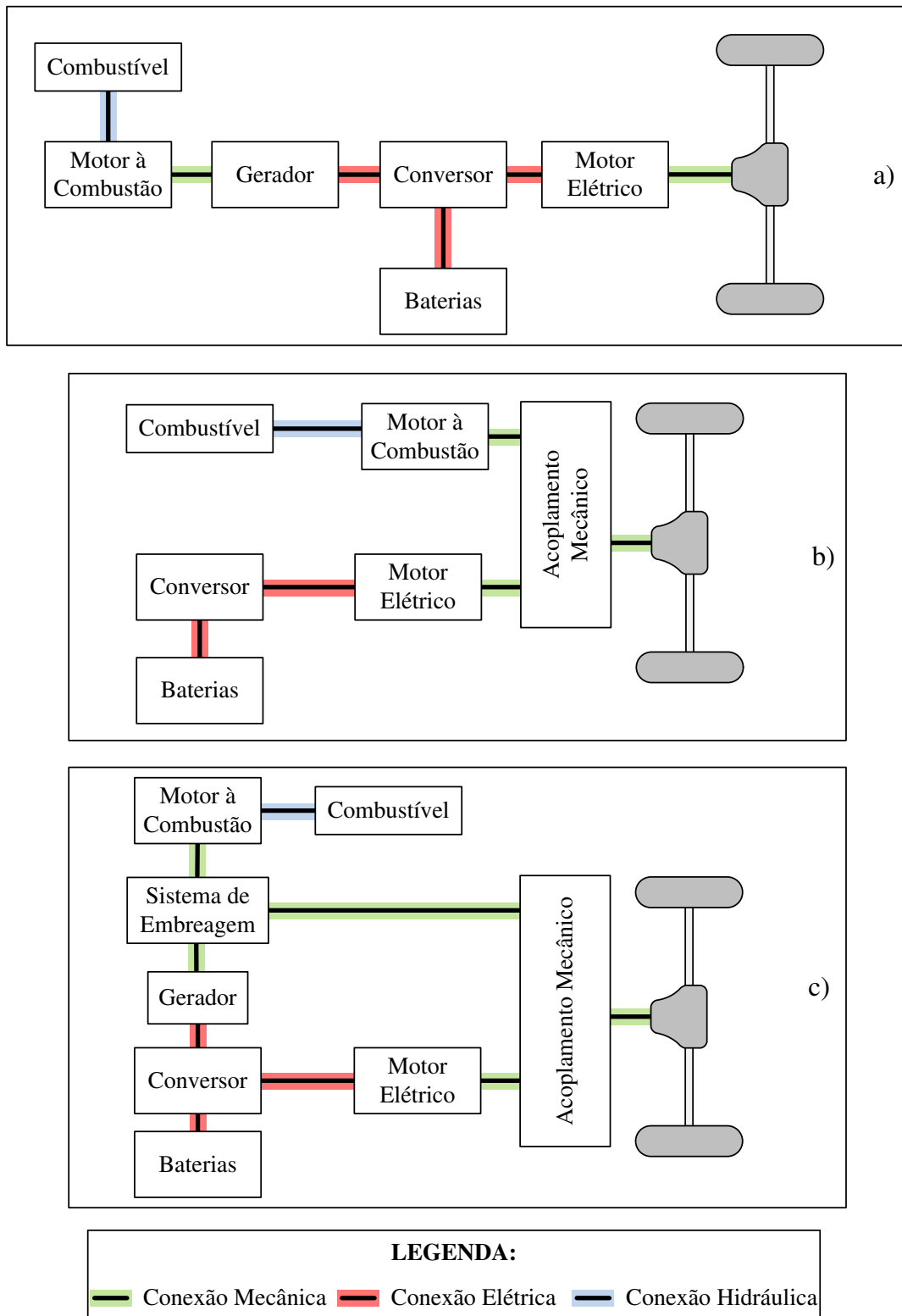


Figura 6 – Arquitetura dos VH: modelos (a) série, (b) paralelo, (c) série-paralelo

3.4 VEÍCULOS A CÉLULAS COMBUSTÍVEIS

Um veículo a células combustíveis (VCC) é um veículo de mobilidade elétrica cuja fonte de suprimento de eletricidade advém da reação do hidrogênio com o oxigênio. O único resíduo expelido após a reação é o vapor d'água. O processo de conversão de energia nesses tipos de veículos é bem similar aos VCI já que ambos têm como fonte primária a energia química. A principal diferença é que, enquanto nos VCI a energia das moléculas do combustível é liberada pela queima e transformada em energia cinética, nos VCC a energia das moléculas de hidrogênio é convertida diretamente em energia elétrica (sem a necessidade de nenhum alternador), que é utilizada, por sua vez, para acionar os motores elétricos.

Apesar da semelhança de ambas converterem energia química diretamente em energia elétrica através de um processo eletroquímico, não se deve confundir as células combustíveis com as baterias eletroquímicas. “Diferente das baterias químicas, as células combustíveis geram energia elétrica em vez de apenas armazená-la” (EHSANI e GAO, 2005).

No que diz respeito à interconexão dos componentes, a arquitetura dos VCC se aproxima do modelo série dos veículos híbridos. A produção de energia elétrica no caso dos VCC advém da queima do hidrogênio em presença de oxigênio em vez da queima de combustíveis fósseis para acionamento de um gerador interno.

Apesar dos benefícios da utilização do hidrogênio, seu desenvolvimento não tem apresentado avanços significativos nos últimos anos devido ao fato de que, apesar deste ser o elemento mais abundante do planeta, ele não é encontrado naturalmente em sua forma pura. A forma mais comum de obtenção de hidrogênio é a partir da sua extração do gás natural, o que produz gases do efeito estufa, anulando assim seus benefícios ambientais. A forma limpa de produzi-lo é a partir da eletrólise da água, tendo energia elétrica como agente da reação, o que, por vezes, gasta bem mais energia do que produz. Outro problema das células de hidrogênio é a segurança do armazenamento, uma vez que este é altamente inflamável apenas com o contato com o ar. Deste modo, para a efetivação dos veículos a células combustíveis, diversos desafios de ordem técnica, econômica e de segurança precisam ser superados.

3.5 BATERIAS E AS ESTRATÉGIAS DE CARREGAMENTO

Uma bateria é “um dispositivo que converte energia química, contida nos seus materiais ativos, diretamente em energia elétrica através de uma reação de oxiredução” (MATOS, 2014). Ela é composta por um conjunto de células eletroquímicas, também chamadas de células galvânicas. Conforme descrito por Young *et al.* (2013) uma célula galvânica é composta por um eletrodo positivo (anodo) e outro negativo (catodo), separados por um líquido eletrolítico. Esse líquido é isolante elétrico, mas permite a condução de íons⁷.

Uma célula galvânica pode ser classificada entre células primárias e secundárias. A primeira classificação agrupa todas as baterias que não são recarregáveis. A segunda, por sua vez, representa o conjunto de baterias que podem ser recarregadas diversas vezes. O ato de recarregar uma bateria consiste na aplicação de uma fonte externa de energia elétrica que reverte o processo químico e permite que a energia eletroquímica armazenada possa ser usada novamente em outra ocasião. O número máximo de ciclos de carga e descarga que uma bateria pode ter antes de começar a falhar caracteriza o seu ciclo de vida (YOUNG *et al.*, 2013). As baterias compostas por células secundárias são de interesse prático em aplicações com VME.

As principais tecnologias aplicadas nas baterias de interesse deste trabalho são descritos por Sutopo *et al.* (2013), Tavares (2009) e Ehsani e Gao, (2005). As baterias de chumbo-ácido utilizam a tecnologia mais antiga de bateria recarregável. Elas são baratas, possuem longo ciclo de vida e são quase totalmente recicladas; porém, possuem baixa densidade de energia⁸ e oferecem riscos à saúde dos ocupantes dos veículos devido a gases liberados durante sua descarga. Existem também as baterias baseadas em níquel, tal como as baterias de níquel-cádmio (NiCd) e hidreto de níquel-metal (NiMH). De modo particular, as baterias de NiMH possuem densidade de energia elevada, são mais leves que as de chumbo-ácido e não possuem os inconvenientes para a saúde e para o meio ambiente trazidas pelo cádmio. As baterias baseadas em lítio são a mais proeminente para aplicações na eletromobilidade, pois possuem alta densidade de potência⁹ e de energia, e são mais leves e

⁷ Íons são átomos que perderam ou ganharam elétrons ficando assim carregados positivamente (chamados de cátions) ou negativamente (ânions), respectivamente.

⁸ Densidade de Energia: “é a capacidade de armazenar energia, afetando na distância máxima percorrida pelo veículo” (SUTOPO, MARYANIE, *et al.*, 2013).

⁹ Densidade de Potências: “é a quantidade de energia que pode ser liberada em um dado período de tempo, afetando em quão rápido o veículo acelera” (SUTOPO, MARYANIE, *et al.*, 2013).

menores que as outras baterias recarregáveis; além disso, “possuem maior vida útil e são mais seguras” (ZHOU e LI, 2015).

3.5.1 Modos de carregamento

Uma bateria fornece energia elétrica em forma de corrente contínua. Da mesma forma, é necessário corrente contínua para o seu carregamento. Segundo Dhameja (2002), os dispositivos responsáveis pela recarga de uma bateria realizam este procedimento de três formas principais: tensão constante, corrente constante e uma combinação dos dois métodos anteriores.

- a) **Corrente constante:** consiste em utilizar-se de uma fonte de corrente para aplicar uma corrente de carga (I_{CHG}) constante na bateria. O método requer o controle da tensão aplicada para atingir-se corrente constante durante todo o processo de recarga. Porém, segundo Young *et al.* (2013), “o principal desafio deste método é como determinar o fim do processo de carga”, sendo necessária a estimativa com base na temperatura, aumento dos níveis de tensão e tempo de carga. Neste método, a tensão interna das baterias aumenta gradativamente ao longo do processo de carga; deve-se, portanto, cercar-se dos cuidados necessários para evitar danos por sobretensão. Além disso, como menciona Tavares (2009), quanto maior a magnitude de I_{CHG} , maior o risco de aumento de temperatura interna das baterias, o que as danifica.
- b) **Tensão constante:** uma fonte de tensão constante com o mesmo valor terminal da bateria (V_T) é utilizada durante todo o processo de carregamento. Segundo Young *et al.* (2013), este método, que certamente é um dos mais simples e aplicável a todos os tipos de baterias, possui corrente de carga que varia ao longo do processo, sendo alta no início do processo e nula quando a bateria já está carregada. Deve-se tomar cuidado nos instantes iniciais do processo, onde a corrente é elevada, já que isso pode ocasionar aumento da temperatura interna. Uma desvantagem deste método, apontada por Tavares (2009), é que o tempo de recarga é excessivamente longo.
- c) **Tensão e Corrente constante:** trata-se da utilização dos métodos de corrente constante e tensão constante. A Figura 7 apresenta a ilustração deste método para o carregamento de uma bateria de íons de lítio que é um tipo de bateria muito vulnerável

a danos por sobre tensão (TAVARES, 2009). Após o estágio de pré-carga¹⁰, o método de corrente constante é utilizado aplicando-se a corrente de carga I_{CHG} com o objetivo de poupar-se tempo; uma vez que a tensão terminal V_T é atingida, inicia-se o processo de carga por tensão constante, processo este que é mantido até que a corrente de carga decaia até o valor I_{END} , demarcando o fim da carga da bateria. Este método constitui, portanto, “uma solução segura e relativamente rápida” (TAVARES, 2009).

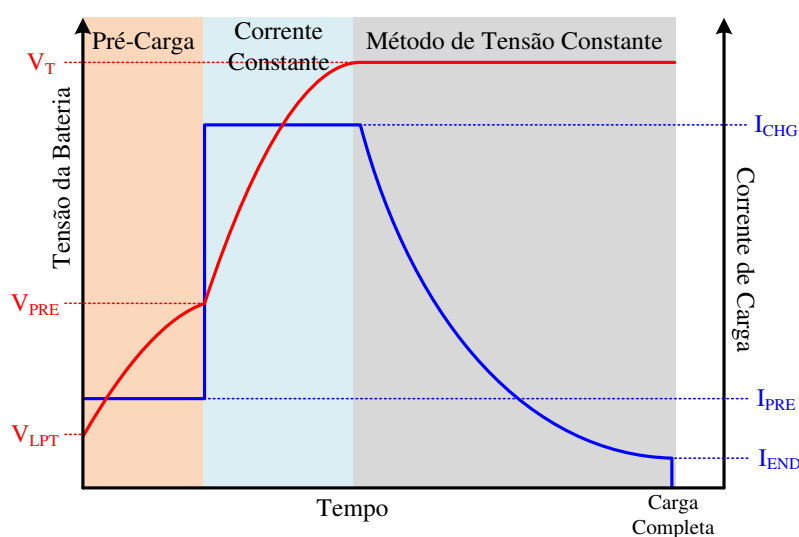


Figura 7 – Carregamento pelo método combinado de corrente e tensão constantes.
Adaptado de: YOUNG et al., (2013).

3.5.2 Estimação do estado de carga

De modo a garantir o correto carregamento e prolongação da vida útil das baterias, deve-se haver um Sistema de Gerenciamento da Bateria (SGB). O SGB de um veículo elétrico se comunica com as mais diversas partes do automóvel e com as estações de carregamento, “tomando decisões sobre a carga e a descarga do veículo, baseando-se nas medições das cargas, tensão das células, correntes e temperatura” (YOUNG, WANG, *et al.*, 2013) além da detecção de falhas que podem ocorrer (DHAMEJA, 2002).

Uma das atividades principais desempenhadas pelo SGB é a determinação do estado de carga (SOC), pois esta tarefa está intimamente ligada com a utilização otimizada e segura

¹⁰ A pré-carga é o processo inicial de carregamento de uma bateria quando esta se encontra em descarga profunda. Este estágio é caracterizado pela aplicação de uma corrente de pré-carga I_{PRE} até atingir-se uma tensão V_{PRE} , indicativo de que a pré-carga foi concluída. A descarga profunda pode ser caracterizada pela tensão mínima V_{LPT} .

da bateria. De modo particular nas baterias de íons de Lítio, a estimação¹¹ do percentual de carga é um elemento bastante crítico para sua utilização segura, pois “sobrecarga acelera a degradação da bateria [...] e na pior das hipóteses, a conduz à explosão; por sua vez, descarga excessiva resulta na perda de capacidade e encurta a vida útil da bateria” (YOUNG, WANG, *et al.*, 2013).

Diversas formas de determinação/estimação do estado de carga de baterias são estudadas, sobretudo aquelas que são executadas *online*, ou seja, que não necessitam a desconexão da bateria e que podem ser realizadas a qualquer momento, mesmo enquanto o veículo se movimenta. Dentre os métodos apresentados por Matos (2014), Zhou e LI (2015) e Meng *et al.*, (2017), para a determinação do estado de carga, sobretudo das baterias de íons de lítio, pode-se citar:

- Medição da tensão de circuito aberto: a tensão de circuito aberto possui forte relação com o SOC da bateria. Essa tensão é medida quando a bateria é desconectada de qualquer carga e tem tempo suficiente de relaxação, a fim de alcançar o seu equilíbrio interno. Nos casos em que a bateria não pode ser desconectada das cargas, a tensão terminal sofre efeitos indesejados e a tensão não representa, com grande precisão, o SOC. Porém, mesmo neste caso, a tensão terminal da bateria ainda é fortemente relacionada ao estado de carga da mesma.
- Medição do Ampère-Hora: este método de baixo custo computacional se baseia na integração da corrente de carga ou descarga ao longo do tempo de utilização da bateria. Utiliza-se a expressão:

$$SOC(t) = SOC^{in} - \frac{1}{C} \cdot \int_0^t i(t) dt \quad (1)$$

Onde SOC^{in} é o estado de carga inicial da bateria e C é a capacidade da bateria, definida em ampère hora (Ah), e trata-se da corrente máxima que uma bateria pode fornecer continuamente por uma hora, sem causar sua inutilização. Este método é simples, estável e um dos mais utilizados para a estimação do estado de carga. Todavia, para uma boa precisão do método, é necessária uma boa determinação do SOC^{in} , além da necessidade de sensores de corrente bastante precisos.

¹¹ Aqui, diz-se estimação, pois “o SOC não pode ser medido diretamente [...], uma vez que as baterias de íons de lítio são um sistema fechado” (MENG, RICCO, *et al.*, 2017).

- Redes Neurais e Lógica Fuzzy: os métodos baseados em redes neurais artificiais utilizam-se destas que foram treinadas com base em uma grande quantidade de dados e do modelo da bateria. Lógica fuzzy também pode ser aplicada em estimação de SOC de baterias e tal quais as redes neurais, um modelo preciso da bateria é necessário para a estimação. Ambos os métodos possuem uma boa precisão a um custo computacional elevado. Além disso, a precisão da estimação fornecida por estes algoritmos depende tanto dos dados usados para o treinamento, quanto do modo de treinamento, o que dificulta a generalização de um algoritmo único e aplicável em larga escala, já que as condições de utilização dos veículos são as mais diversas possíveis.
- Métodos baseados no modelo da bateria: são métodos bastante robustos e precisos, além de não dependerem do SOCⁱⁿ da bateria. Alguns deles são baseados na filtragem de Kalman. Como desvantagens, também possuem alto custo computacional e dependem fortemente da precisão da determinação do modelo da bateria.

3.6 AS ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO

Dhameja (2002) define um sistema de carregamento de um veículo como “o conjunto de equipamentos para condicionamento e transferência de energia de uma fonte de frequência constante, tensão constante, ou da rede em corrente contínua”. Em geral, o condicionamento da energia exercido por um carregador consiste em um estágio de retificação e um estágio de conversão DC-DC controlado segundo o SOC das baterias para realização do carregamento conforme os métodos descritos no item 3.5.1. Entre o carregador e a rede existe um filtro para realizar a eliminação das componentes harmônicas que iriam do veículo para a rede. Uma síntese do sistema é realizada na Figura 8. O conjunto de todos os equipamentos utilizados para fornecer energia às baterias recebe o nome de *Electric Vehicle Supply Equipment – EVSE*

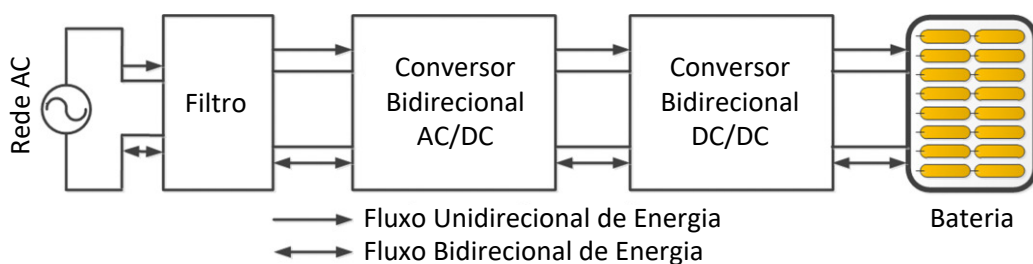


Figura 8 – Topologia geral de carregadores veiculares.
Adaptado de Yilmaz e Krein, (2012).

Os carregadores podem ser internos (*onboard*) ou externos (*offboard*). Yilmaz e Krein (2012) realizam uma descrição geral sobre essas duas categorias. Os carregadores *onboard* apresentam grande praticidade por estarem localizados no interior dos veículos; dessa forma, o VPI interage diretamente com uma tomada; porém, devido a requisitos de peso e tamanho, os carregadores internos costumam ser limitados em potência. Problemas com tamanho e peso não estão presentes nos carregadores *offboard*, o que permite que estes tenham maior flexibilidade para alcançar grandes potências. Os carregadores externos reduzem o peso dos veículos, entretanto, têm o inconveniente de serem complexos devido a necessidade de projeto de uma instalação específica para o carregamento, trazendo como consequência, o valor elevado deste sistema.

Quanto à forma de conexão entre o carregador e a rede, o sistema de carregamento pode ser classificado em dois grandes grupos: os de conexão indutiva e os de conexão condutiva.

3.6.1 Carregamento com conexão indutiva

Um ponto de carregamento que se utiliza de conexão indutiva é aquele dotado da capacidade de transferência de energia sem contato. Essas unidades utilizam o acoplamento magnético, também chamada de transferência indutiva de potência (*inductive power transfer – IPT*). “A transmissão sem contato via IPT [...] transfere energia entre a plataforma de carregamento instalada no solo e uma bobina receptora no veículo elétrico” (BOSSHARD e KOLAR, 2016). A Figura 9 apresenta uma plataforma de carregamento indutivo adaptado para o BMW i3.



Figura 9 – Carregamento indutivo adaptado para o BMW i3

Fonte: Plugless¹²

¹² Disponível em <<https://www.pluglesspower.com/shop/bmw-i3-reservation-confirm/>> Acesso: 19/02/18.

De modo simplificado, essas estações de carregamento utilizam o mesmo princípio dos transformadores, com a diferença de que não usam um material ferromagnético para o acoplamento magnético entre a plataforma e o veículo (equivalentes ao primário e secundário de um transformador, respectivamente), mas sim o ar como núcleo. Neste contexto, a plataforma é o transmissor de energia, e o veículo o receptor. Como a conversão e adequação da energia é realizada internamente ao veículo, este método de carregamento é fundamentalmente interno.

Com o propósito de melhorar as condições de transferência de potência do modo IPT, pesquisadores do MIT desenvolveram um sistema “que consiste em bobinas transmissoras e receptoras, e capacitores com o propósito de compensação e correção do fator de potência, criando assim as condições de ressonância para a máxima transferência de potência” (AHMAD, ALAM e CHABAAN, 2017). Essa melhoria do modo IPT recebe o nome de carregamento por ressonância magnética acoplada (*Coupled Magnetic Resonance – CMR*).

A conexão indutiva pode, como descrito por Bosshard e Kolar (2016), acelerar o processo de adoção dos veículos elétricos pelo fato desta possuir vantagens únicas que residem basicamente na segurança e na comodidade. No quesito segurança, o carregamento indutivo garante isolamento galvânica, reduzindo assim os riscos de choques ou danos nas instalações em caso de mal funcionamento do primário ou do secundário.

Do ponto de vista de comodidade, as vantagens são ainda mais proeminentes. Ahmad *et al.* (2017) definem três modos de carga utilizando conexão sem fio: o carregamento estático, o carregamento quasi-dinâmico, e o carregamento dinâmico. O modo estático é o tipo de carregamento indutivo que exige a completa parada do veículo por um longo intervalo de tempo, tal como em garagens ou estacionamentos. Os outros dois modos são definidos como segue:

O modo de carregamento sem fio quasi-dinâmico permite o carregamento enquanto os veículos estão parados por curtos períodos de tempo, tal como em sinais de trânsito, o que prolongaria a autonomia [...] e reduziria as exigências de armazenamento de energia do veículo. O carregamento sem fio dinâmico carrega continuamente os veículos elétricos e híbridos enquanto estes se deslocam por faixas específicas na rodovia, também aumentando a autonomia e reduzindo o tamanho das baterias dos veículos (AHMAD, ALAM e CHABAAN, 2017, p. 2).

Apesar de tais vantagens, o carregamento indutivo apresenta certos inconvenientes que impedem o seu desenvolvimento em larga escala, como apontam os autores Yilmaz e Krein (2012) e Ahmad *et al.* (2017). As primeiras desvantagens residem no custo, peso e complexidade, que são elevados; a densidade de potência, por sua vez, é reduzida. Porém, o principal problema está na eficiência do carregamento; esta é intimamente ligada com a geometria do circuito magnético, portanto, quanto maior a distância entre o veículo e a plataforma (ou seja, quanto maior o entreferro), menor a rendimento da transferência de devido a alta relutância do ar e por conta do fluxo de disperso no ar. Portanto, qualquer não alinhamento entre o veículo e a plataforma pode resultar em perda de energia.

Elevar a frequência de transmissão pode aumentar a eficiência ao reduzir o fluxo disperso, e aumentar a densidade de potência das bobinas, como sugere Bosshard e Kolar, (2016); Em diversas aplicações, as frequências de transmissão variam entre 80 e 300 Hz. Porém, como os mesmos autores apontam, essa técnica também resulta em perdas devido aos circuitos de eletrônica de potência para realizar a conversão de frequência.

3.6.2 Carregamento com conexão condutiva

O carregamento com conexão condutiva se utiliza de condutores metálicos para realizar a conexão entre o VPI e uma fonte de energia. Essa fonte pode ser: uma tomada convencional residencial¹³ ou uma estação de carregamento rápido, tal como em postos de combustíveis (YILMAZ e KREIN, 2012). Apesar desse tipo de transferência de energia exigir que o usuário realize a conexão entre a fonte de energia e o veículo, este é o método mais eficiente e simples; é utilizado mundialmente e a prova disso é a quantidade de normas internacionais regulamentando esse tipo de conexão. A citar, a Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electro technical Commission – IEC*) em sua norma IEC 62196-1 regula os EVSE utilizados em sistemas de até 250A AC (ou 400A DC), tais como os conectores, tomadas e condutores no que tange dimensões, montagem, estruturas de isolamento e etc. A Figura 10, extraída da referida norma, apresenta os acessórios usados na conexão condutiva. Como é possível de se observar, este método é fácil implementação e baixo custo.

¹³ Com circuito projetado para suportar a passagem de correntes mínimas especificadas pelo fabricante dos veículos.

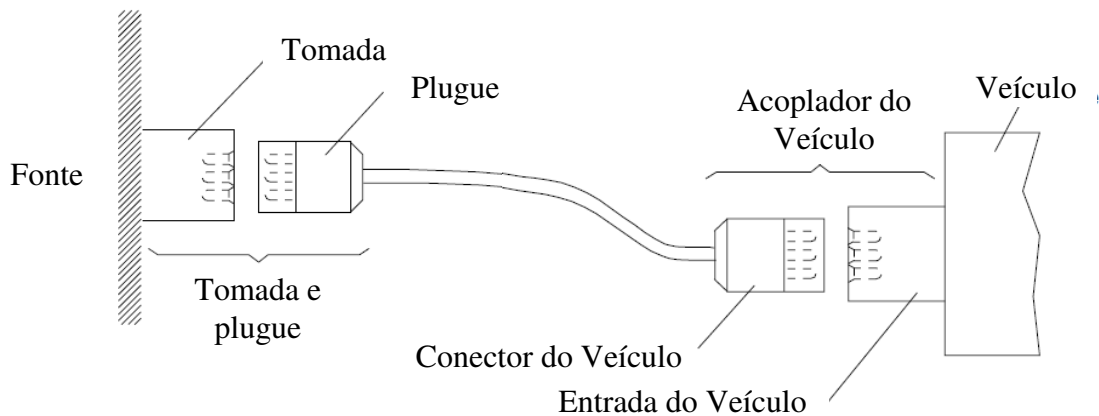


Figura 10 – EVSE que compõem o sistema de carregamento com conexão condutiva.
 Extraído e adaptado da norma IEC 62196-1 de 2003

3.6.2.1 Níveis de potência dos pontos de carregamento com conexão condutiva

A normal SAE J1772 é de grande importância no contexto da eletromobilidade. Foi escrita pela Sociedade de Engenheiros Automotivos (*Society of Automotive Engineers - SAE*), e normatiza os aspectos físicos, elétricos e funcionais do carregamento de VPI através de conexão condutiva. Dentre outros aspectos abordados nessa norma, são definidos os níveis de potência do carregamento.

Os níveis de potência agrupam os carregadores com base na potência utilizada para recarregar as baterias dos VPI que se conectam na rede através de conexão condutiva. Com base no nível de potência estipulados, pode-se aferir também o tempo de carregamento, o custo, a localização dos carregadores (*onboard* ou *offboard*) e o efeito que estes trazem à rede. Os autores Ahmad *et al.* (2017), Dhameja (2002) e Yilmaz e Krein, (2012) resumem e explicam a normal SAE J1772 como a seguir:

- a) **Nível 1 (L1):** este é o nível de maior facilidade e comodidade de utilização, pois carrega os VPI utilizando tomadas residenciais comuns, com níveis de tensão de 120V (monofásico) para entregar potências de até 2kW; As correntes variam entre 10 e 15A. Não é exigido nenhuma infraestrutura adicional para o carregamento classificado como nível 1. Entretanto, os carregadores com potência do nível L1 (que são carregadores *onboard*), possuem tempo de carregamento elevado – entre 10 e 15h, em média – fazendo deste o nível mais lento.
- b) **Nível 2 (L2):** também chamado de *semi-fast*, o nível L2 é o mais utilizado em pontos de carregamento públicos e privados (como supermercados, empresas, etc) e possuem

tempo de carregamento entre 2 e 8h. Utilizam-se de tensões da faixa de 240 V e com correntes de até 40 A, entregando potências entre 4 e 20 kW, o que já exige uma instalação elétrica dedicada para esse carregamento. Os carregadores L2 podem ser tanto *onboard* como *offboard*.

- c) **Nível 3 (L3):** os pontos de carregamento de nível 3 são conhecidos como estações de carregamento rápido (*Fast Charge Stations – FCS*). Utilizam de tensões trifásicas de 480 V (ou superiores) e com correntes variando entre 90 e 250 A, entregando potências de até 120 kW e carregando os veículos em menos de 1 hora. Os carregadores de nível 3 são, necessariamente externos e por isso, a entrega de energia do ponto de carregamento ao veículo já é realizada em corrente contínua. Em geral, os veículos que podem ser carregados por estações de carregamento L3 também permitem o carregamento em L2. Assim sendo, tais veículos possuem a seguinte configuração no que diz respeito ao fluxo de energia até as baterias:

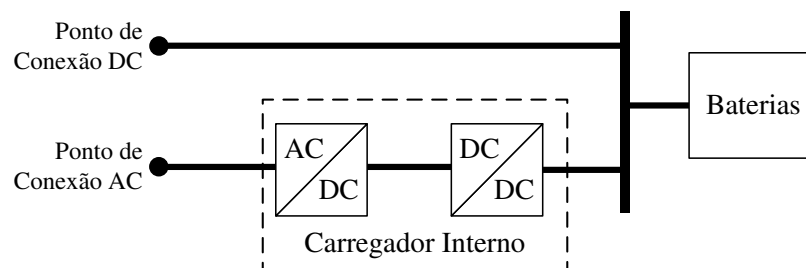


Figura 11 – Conexão elétrica interna em veículos que suportam carregamento L2 e L3

3.7 AS ESTAÇÕES DE TROCAS DE BATERIAS

Outra forma de recarregar a energia elétrica de um VME é a partir das estações de trocas de baterias (*Battery Swap Stations – BSS*). Essa metodologia consiste em todo um aparato tecnológico capaz de substituir a bateria descarregada por uma bateria completamente carregada. A principal vantagem desta metodologia é a redução drástica do tempo de recarga: enquanto o método mais rápido de carregamento (as estações L3) possui tempo de recarga em médio de uma hora, as BSS permitem a troca de baterias em cerca de 5 minutos.

A troca de baterias utilizando as BSS pode ser aplicada tanto para os VME destinados ao transporte público – que não tem tanta disponibilidade de espera durante o carregamento em FCS – quanto para os veículos particulares. A empresa Better Place, por exemplo,

instalou em Israel uma rede de estações de troca de baterias dedicadas aos veículos de passeio, como explicou o jornal The Guardian (2013). Apesar da grande eficiência do sistema e da satisfação dos clientes, a Better Place faliu por motivos políticos e econômicos. Atualmente, outra empresa que trabalha para a difusão das BSS é a Tesla Motors, que apresentou uma estação de troca de baterias que realiza a substituição em 90 segundos (TESLA, 2013).

A Figura 12 permite visualizar como funciona uma estação de troca de baterias. É possível observar que existem dois departamentos na estação de troca de baterias. O primeiro departamento consiste no mecanismo de troca, que oferece apenas a substituição das baterias. O segundo departamento consiste em entrepostos onde as baterias descarregadas removidas dos veículos são recarregadas.

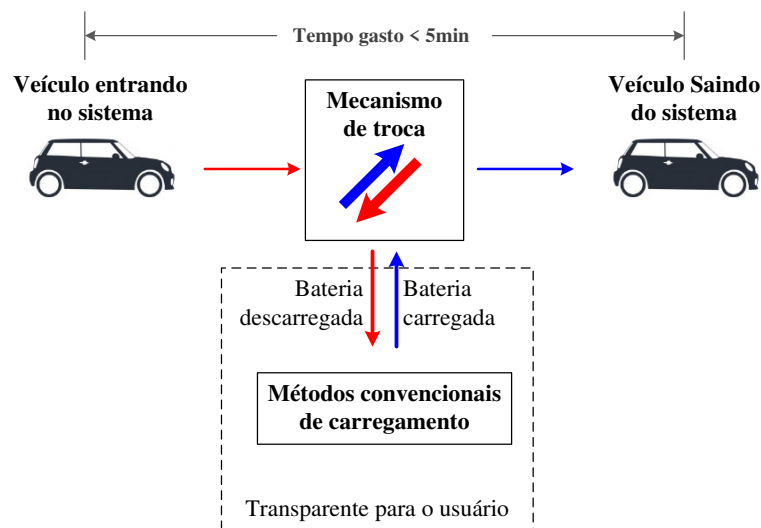


Figura 12 – Esquema de funcionamento das estações de carregamento por troca de baterias

Outra vantagem deste método é que, como as baterias descarregadas não estão acopladas aos veículos, seu carregamento não precisa ser realizado naquele local e nem naquele momento. Isso significa que as estações de troca de baterias podem ser localizadas no centro das cidades, mas a recarga de baterias pode ser realizada em locais mais afastados do centro, onde as linhas de distribuição são menos congestionadas. Além disso, o carregamento pode ser feito em horários fora de pico, melhorando assim a confiabilidade do sistema.

Tan, Sun e Tsang (2014) apresentam uma outra vantagem das BSS. Devido à capacidade de troca, os donos dos veículos não precisam, necessariamente, ser donos das

baterias. Isto é interessante pelo fato de o veículo e a bateria possuírem ciclos de vida diferentes, permitindo assim que o veículo acompanhe os avanços tecnológicos em termos de sistemas de armazenamento sem custo adicional, e que o descarte (ou reciclagem) correto das baterias seja realizado pelas empresas administradoras das BSS.

4 ANÁLISE DOS EFEITOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO CONTROLE DE TENSÃO

Manter os níveis de tensão dentro dos limites determinados pelos órgãos reguladores é uma estratégia importante e de interesse tanto para o consumidor quanto para a concessionária de energia. Esses limites garantem que os danos causados por níveis inapropriados de tensão sejam mitigados. Conforme explicado por Lima (2007), tensões baixas causam danos em motores, interrupção de processos industriais baseados em eletrônica de potência e operação do sistema elétrico de um modo não seguro. Valores elevados de tensão, por sua vez, provocam o aumento das perdas nos transformadores de potência e danificam equipamentos. Este capítulo abordará os principais conceitos relacionados à regulação de tensão, sobretudo em um sistema que contenha uma quantidade significativa de veículos elétricos. Seriam os VPI agentes de grandes variações de tensão? Se sim, como conter esses efeitos negativos?

4.1 REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA PARA AS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

Para normatizar e padronizar os procedimentos associados ao sistema de distribuição, a ANEEL elaborou um conjunto de documentos chamado “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”. O módulo oito deste documento estabelece os “procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço” (ANEEL, 2016). Dentre outros aspectos, o documento trata sobre as variações de tensão de longa duração¹⁴, que serão sintetizados nesta seção.

Conforme estipulado pelo PRODIST, a distribuidora de energia tem por obrigação monitorar a tensão em regime permanente nos pontos de conexão à rede de distribuição, nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras, bem como atuar de forma preventiva para manter as variações de tensão dentro de uma faixa no entorno do valor da tensão nominal ou a contratada.

¹⁴ Também denominados de problemas de conformidade de tensão, as variações de tensão de longa duração se tratam de variações da componente fundamental da tensão em regime permanente com duração superior a 1min.

Dependendo da diferença entre a tensão em uma dada medição e o valor de referência, podem-se classificar três categorias para um nível de tensão, sendo elas a adequada, a precária ou a crítica. Para instalações que possuam a tensão de fase de 220 V como tensão de referência, por exemplo, os valores adequados de tensão são aqueles que se situam entre 92% e 105% deste valor. As demais categorias de tensão são sintetizadas na Figura 13.

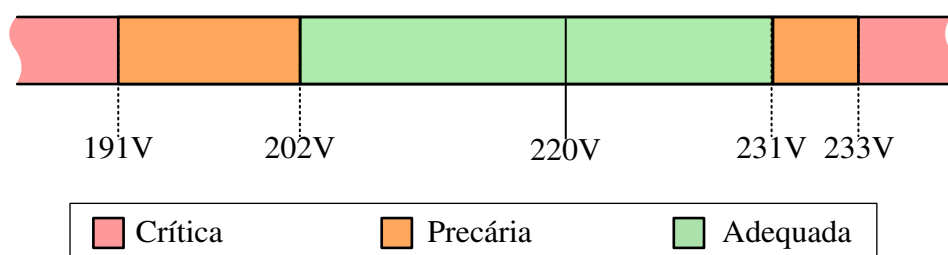


Figura 13 – Faixa de tensão de cada categoria de tensão

As medições de tensão por parte da distribuidora de energia e as categorias de tensão têm a justificativa de identificar as transgressões da faixa adequada de tensão. O PRODIST estipula dois índices referentes à duração relativa da transgressão para a faixa precária (DRP) e para a faixa crítica (DRC). Com base nesses indicadores, a distribuidora de energia deve compensar os consumidores que foram atendidos com tensões precárias ou críticas. A compensação é realizada sobre a forma de crédito na fatura em um prazo de dois meses subsequentes ao mês civil de referência da última medição que constatou a violação. Deste modo, o controle de tensão é importante não só para os consumidores, mas também para a concessionária de energia, que terá prejuízos no caso de transgressões.

4.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO NÃO IDEAIS

As principais responsáveis pelas variações de tensão de longa duração no terminal de uma linha (seja de transmissão ou distribuição) são as impedâncias associadas à mesma. Essas impedâncias possuem características resistivas, indutivas e capacitivas, que dependem dos materiais utilizados na fabricação da linha e na sua geometria. A Figura 14 mostra a disposição dessas impedâncias.

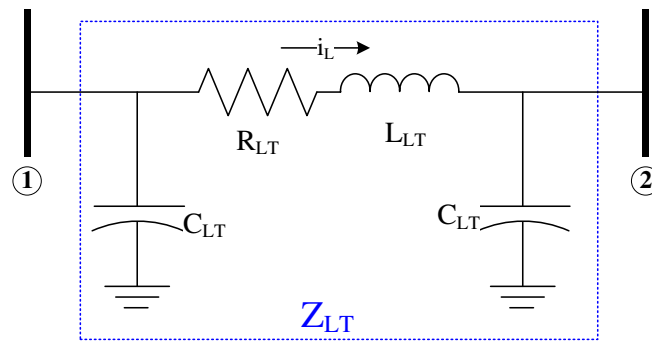


Figura 14 – Componentes típicos de uma linha de transmissão e distribuição

A resistência série R_{LT} associada à impedância Z_{LT} surge devido aos condutores não serem ideais e apresentarem uma resistividade ρ intrínseca do material. O valor de R_{LT} pode ser calculado com base nos parâmetros geométricos da linha, conforme determinado pela segunda lei de Ohm:

$$R_{LT} = \rho \frac{\ell}{A} \quad (2)$$

Onde ℓ representa o comprimento da linha e A representa a área. A resistência R_{LT} é inversamente proporcional à área do condutor. Para reduzir a resistência, pode-se alterar qualquer uma das três variáveis da equação (2): aumentando-se a área do condutor, substituindo o metal da linha de transmissão por outro que possua menor resistividade ou reduzir o comprimento dos cabos são medidas cabíveis para a redução da resistência R_{LT} . Uma forma de reduzir o comprimento de um condutor mantendo-se o mesmo comprimento da linha é reduzir a geometria espiralada do mesmo condutor. A resistência dos condutores está ainda sujeita a variações, a depender da temperatura (efeito da dilatação térmica) e da frequência (efeito pelicular).

A componente indutiva da impedância série Z_{LT} , por sua vez, existe em decorrência das linhas de fluxo magnético que surgem na linha quando essa é percorrida por uma corrente elétrica, segundo a lei de Ampère. A indutância L_{LT} da linha de transmissão é dada por:

$$L_{LT} = \frac{\lambda}{i_L} \quad (3)$$

Onde λ é o fluxo concatenado pela linha. A justificativa do surgimento do comportamento indutivo de linhas de transmissão mesmo estas sendo esticadas – e não em forma de solenoide – é dada por Meier, (2006):

O surgimento de indutâncias é baseado nas linhas de campo magnético que circundam um condutor. Esta noção se estende a um fio esticado, que pode ser considerado como uma espira infinitamente larga que concatena o fluxo magnético que circula o fio. (MEIER, 2006, p. 176)

Além disso, a interação das linhas de campo magnético entre duas ou mais linhas adjacentes também colabora para o surgimento da indutância L_{LT} . Portanto, variando-se a distância entre os condutores bem como as suas espessuras, pode-se variar o valor da impedância série Z_{LT} e assim minimizar as quedas de tensão na linha.

A componente capacitiva surge quando a linha de transmissão aérea ultrapassa 80 km de extensão, quando as linhas são subterrâneas ou quando se utilizam cabos coaxiais. Desse modo, este fenômeno pode se fazer presente tanto em linhas de transmissão quanto de distribuição. De modo simplificado, pode-se justificar a existência da capacitância *shunt* C_{Lt} pelo mesmo princípio dos capacitores de placas paralelas: as duas peças metálicas carregadas (as linhas) polarizam um dielétrico (o ar ou os isolantes de um cabo coaxial). Apesar da interpretação simplificada, Kagan (2005) explica que o cálculo da capacitância shunt é bastante complexo e, dentre outros fatores, considera a distância dos condutores até o solo e das distâncias entre os condutores.

4.3 TÉCNICAS CONVENCIONAIS DO CONTROLE DE TENSÃO

Dada a importância de manter o valor da tensão dentro dos limites definidos pelos órgãos regulamentadores da energia elétrica no Brasil, devem-se conhecer os métodos convencionais de controle de tensão. A citar, tem-se a compensação de potência reativa e utilização de transformadores com relação de transformação variável. Nos parágrafos seguintes será realizada uma revisão sobre esses métodos.

4.3.1 Controle de Reativo

A figura a seguir representa um modelo simplificado de uma linha entre dois barramentos de um sistema elétrico. Devido às características não ideais da linha que conecta as barras de carga e geração, existe uma diferença entre a tensão no gerador (V_G) e a tensão na carga (V_L).

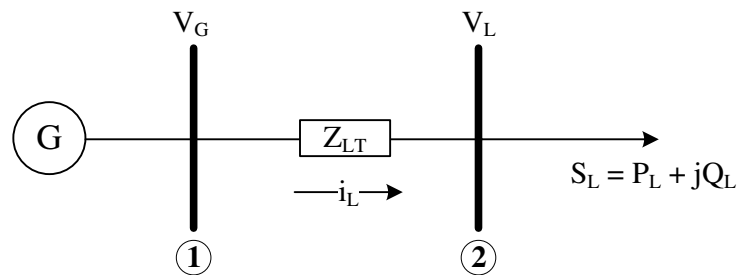


Figura 15 – Modelo de linha de transmissão não ideal entre duas barras

Seja uma carga que consome a potência complexa S_L , possuindo componente ativa (P_L) e reativa (Q_L). Pode-se expressar a corrente da carga como:

$$i_L = \frac{S_L^*}{V_G^*} \quad (4)$$

Onde o índice * representa o complexo conjugado. Supondo a tensão V_G como a tensão de referência fasorial, ou seja, $V_G = |V_G| \angle 0^\circ$, a corrente de carga pode ser expressa como:

$$i_L = \frac{S_L^*}{V_G} \quad (5)$$

$$i_L = \frac{P_L}{V_G} - j \frac{Q_L}{V_G} \quad (6)$$

A equação (6) mostra que a corrente de carga possui uma componente ativa e uma componente reativa; a tensão nos terminais da carga é dada por:

$$V_L = V_G - i_L \cdot Z_{LT} \quad (7)$$

As equações (6) e (7) mostram, portanto que existe uma dependência direta entre os níveis de tensão terminal e a potência da carga. Assim, para controlar as variações da tensão

V_L , pode-se controlar tanto a V_G como a corrente de carga i_L . A compensação de reativo consiste exatamente na variação da componente reativa da corrente transitando pela linha, variando sua magnitude em resposta a variações da tensão V_L .

Como definido por Meier (2006), “a potência reativa é a componente de potência que oscila entre a carga e o gerador, sendo encarregada de gerar campos elétricos e magnéticos e que não é dissipada”. Apesar de a potência reativa ter a importância citada, ela possui o inconveniente de ocupar as linhas de transmissão sem produzir trabalho útil. Desse modo, em caso de sobretensão, aumenta-se a magnitude da corrente i_L ao aumentar a quantidade de reativo transitando pela linha. Por sua vez, em caso de subtensão, reduz-se a quantidade de reativo.

Diversas formas de compensação de potência reativa são utilizadas. A primeira advém da conexão de bancos de capacitores ou reatores nas barras onde se deseja regular a tensão. Assim, a parcela de potência reativa que seria fornecida pelo gerador passa a ser fornecida pelos elementos reativos que estão mais próximas da carga. Pode-se ainda controlar a quantidade de potência reativa fornecida pelo sistema de geração caso ele seja composto por uma máquina síncrona. Os geradores síncronos podem operar sobre-excitados ou sub-excitados, a depender do valor da sua corrente de campo, injetando ou absorvendo reativos da linha. Por fim, existem os compensadores estáticos, que utilizam métodos avançados de eletrônica de potência para tal regulação.

4.3.2 Utilização de transformadores com relação de transformação variável

Essa técnica objetiva a variação da grandeza V_G da equação (7). Transformadores são dispositivos eletromagnéticos que se utilizam dos princípios da lei de Ampère e da lei de Faraday para alterar o valor da tensão entre a sua entrada e saída. O mais básico dos transformadores, o transformador monofásico, é constituído por duas bobinas compostas por N_1 e N_2 espiras que compartilham de um mesmo núcleo magnético e que são isoladas eletricamente uma da outra. A relação entre as tensões do primário e do secundário, ou seja, de entrada e saída (V_1 e V_2 respectivamente), é dada por:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha \quad (8)$$

Onde α é a relação de transformação do transformador. Desse modo, aplicando-se diferentes transformadores com diferentes relações de transformação, têm-se diferentes tensões de secundário para uma mesma tensão de primário. Se for possível alterar a relação de transformação de um mesmo transformador, ter-se-á o conveniente de um mesmo dispositivo proporcionar diferentes níveis de tensão em sua saída.

Os dispositivos transformadores com relação de transformação variável são chamados reguladores de tensão. Neste caso, em grande maioria se tratam de autotransformadores que permitem o ajuste do número de espiras do enrolamento primário à tensão de alimentação. Os reguladores de tensão podem ser monofásicos ou trifásicos, e realizam a mudança de relação de transformação através de uma chave rotativa que altera o número de espiras e que permite uma regulação de tensão de $\pm 10\%$ do valor nominal (SHORT, 2004).

4.4 IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO PERFIL DE TENSÃO

Os veículos de mobilidade elétrica – sejam eles os veículos puramente elétricos, híbridos ou a células combustíveis – podem ser divididos entre aqueles cujas baterias são recarregadas internamente e inerente ao funcionamento do veículo, e aqueles cujas baterias podem ser recarregadas pela conexão do veículo à rede. Estes últimos, chamados veículos *plug-in* (VPI), tem sido objeto de estudo para muitos pesquisadores, não apenas por sua performance, mas também por seus efeitos no sistema elétrico de potência.

Os VPI, no instante do carregamento de baterias, são cargas convencionais. Conforme demonstrado nas equações (6) e (7), no caso de linhas não ideais existe uma dependência direta entre a tensão V_L e a potência demandada pela carga. Dependendo da penetração desses veículos, uma avaliação detalhada das variações de tensão de longa duração nos barramentos causadas por essas novas cargas deve ser realizada para obter-se uma operação segura e confiável do SEP.

O termo “penetração de veículos elétricos” é um parâmetro que permite ter-se uma dimensão da quantidade de veículos em um sistema. Diversos autores apresentam conotações diferentes a este parâmetro, a depender do contexto ao qual estão o utilizando. Neste trabalho, a menos que especificado diferentemente, o percentual de penetração será dado pela equação

(9) a seguir. Seja um sistema inicialmente isento de VPI cuja potência máxima demandada é $P_{original}$. A penetração é a razão entre essa potência e a potência total demandada pelos VPI, P_{VPI} :

$$\%penetração = \frac{P_{VPI}}{P_{original}} \cdot 100\% \quad (9)$$

Yilmaz e Krein (2013) sintetizam em uma tabela, os resultados de diversas avaliações do aumento do pico de demanda causado pela penetração de veículos elétricos, obtido por diversos pesquisadores ao redor do mundo. Tal tabela é representada a seguir. Deve-se observar que em todos os locais onde os estudos foram realizados, o aumento do pico de demanda¹⁵ não é igual ao percentual de penetração dos veículos devido a fatores como a tecnologia empregada nos pontos de carregamento, o SOC das baterias no instante do carregamento e principalmente o hábito dos usuários considerados nas simulações.

Tabela 2 - Estudos de caso avaliando o aumento do pico de demanda com base no percentual de penetração dos veículos elétrico.

Local	Percentual de Penetração (%)	Aumento do pico de demanda (%)
Reino Unido	10	17.9
	20	35.9
Bélgica	30	56
Los Angeles	20	12.47
Califórnia	20	43
Países Baixos	20	7 (Nacional)
	20	54 (Bairros)
Portugal	11	14

Extraído e adaptado de YILMAZ e KREIN, (2013).

De fato, o impacto dos VPI no perfil de tensão (consequência do aumento de demanda) do SEP está mais relacionado com o hábito dos proprietários dos veículos do que com o percentual de penetração dos VPI. Na grande maioria dos estudos sobre as consequências da conexão dos veículos elétricos na rede, tenta-se prever os mais prováveis horários que os usuários conectariam os veículos para o carregamento das baterias. Quanto mais estreito esse intervalo de tempo, maiores os picos de demanda, que aumentam as perdas

¹⁵ Demanda: média da potência ativa instantânea calculada sobre um intervalo específico de tempo, normalmente de 15 minutos.

e prejudicam a qualidade da energia, causando problemas como desequilíbrio de fases, injeção de harmônicos, variação de frequência e queda de tensão.

De fato, os picos de demanda resultados do carregamento descoordenado estão intimamente associados à queda de tensão. Masoum (2011) realiza uma série de simulações para ilustrar, dentro do contexto dos veículos elétricos, que a demanda é mais significativa na queda de tensão que o percentual de penetração dos VPI. As simulações são realizadas considerando um sistema de distribuição composto de 1200 barras de um sistema real de um bairro australiano. Segundo ele, considerando um cenário realista, onde os veículos são carregados de 18:00h à 01:00h, uma redução de 15,45% dos níveis de tensão já são percebidos para uma penetração de 46% dos veículos elétricos. Outros cenários, considerando outros percentuais de penetração para o mesmo intervalo de carregamento são apresentados na Figura 16.

Os picos de demanda aumentam ainda as perdas nas linhas de transmissão devido à componente resistiva de Z_{LT} . Essas perdas por efeito joule são proporcionais ao quadrado da corrente transitando pelo condutor. Considerando uma alta demanda, as perdas nas linhas de transmissão e distribuição também aumentam. Conforme as simulações de Masoum, (2011), cujos resultados são apresentados na Figura 17, para uma penetração de 17%, por exemplo, tem-se 2,37% de perdas; este percentual é a razão entre as perdas do sistema durante 24h e a potência total consumida no mesmo intervalo.

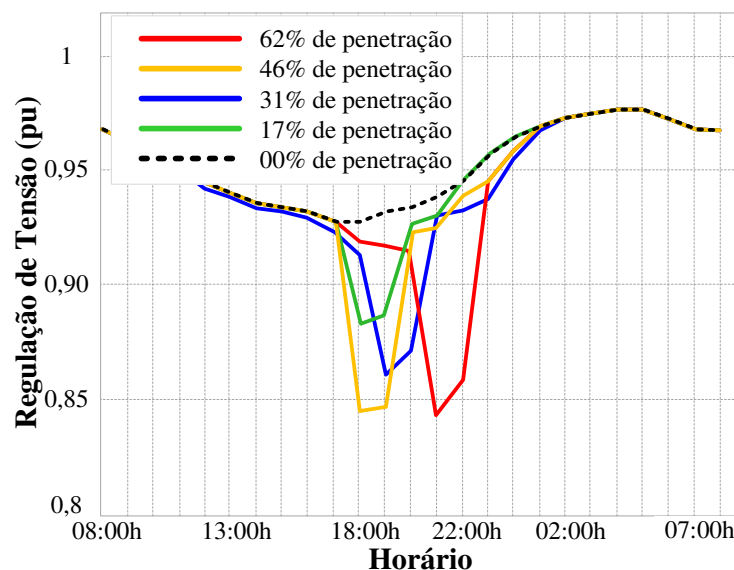


Figura 16 - Variação de tensão considerando o intervalo de 18:00 h às 01:00h.
Fonte: MASOUM, 2011

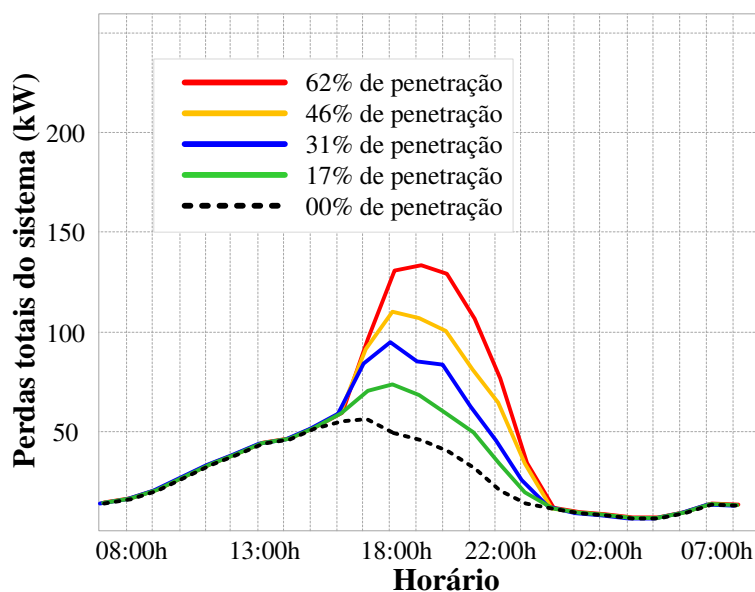


Figura 17 - Avaliação de perdas considerando o intervalo de 18:00 h às 01:00h
Fonte: MASOUM, 2011

Outra consequência é o desequilíbrio de fases. Em uma simulação realizada Chris Mi, (2011), dez veículos híbridos *plug-in* são conectados instantaneamente a uma fase de uma linha trifásica de um sistema relativamente pequeno e altamente carregado a fim de entender os impactos do carregamento dos VME. O autor constatou que houve, no instante da conexão, uma queda de 39% dos níveis de tensão desta fase, quedas essas que, segundo ele, não poderia ser compensada com banco de capacitores (que são limitados à compensação de apenas 20% de queda), mas apenas com geração local.

Desse modo, uma grande penetração de veículos traz três consequências fundamentais ao sistema elétrico de potência: aumento das perdas, desequilíbrio de fases e queda dos níveis de tensão. Intuitivamente, logo se pensa que se faz necessário uma completa mudança nos sistemas elétricos de potência para o atendimento dessas novas cargas.

Porém, contrariando o senso comum, autores como Chris Mi, (2011), dizem que com até 50% de penetração nenhuma alteração nas plantas dos sistemas de energia e nem no sistema de geração deve ser realizado. Uma solução bastante discutida é a aplicação do conceito de carregamento coordenado, que será apresentada a seguir.

4.5 SOLUÇÃO POR CARREGAMENTO COORDENADO

A resposta à demanda é um conceito que visa aumentar a eficiência energética de um sistema, reduzindo os picos de demanda ou deslocando-os para outro horário de menos congestionamento da linha; consiste em toda e qualquer modificação do consumo de eletricidade pelo usuário final que tem como objetivo alterar o horário de consumo, os níveis de demanda instantânea ou a energia total consumida (RAJAKARUNA, 2015). Os métodos de carregamento coordenado são uma especialização da resposta à demanda.

Coordenar o carregamento significa carregar grupo de veículos com quantidades de energia adequadas e em horários que sejam mais convenientes do ponto de vista técnico e operacional da rede, reduzindo assim os impactos que estes podem trazer, sem, contudo, comprometer, as exigências do condutor. O objetivo principal é reduzir os picos de demanda. Com isso, ter-se-á uma melhoria no fator de carga e no fator de demanda.

O Fator de Demanda (F_D) é a razão entre a demanda máxima e a carga total instalada em uma instalação. Este fator é, necessariamente, menor ou igual a 1. Com as técnicas de carregamento coordenado, o fator de demanda do sistema considerado tende a se afastar de 1.

$$F_D = \frac{D_{MAX}}{Carga\ Total} \leq 1 \quad (10)$$

O Fator de Carga (F_c) é a razão entre a demanda média e a demanda máxima de uma instalação, considerando o mesmo período de análise. Com as técnicas de carregamento coordenado, o fator de demanda do sistema considerado tende a 1.

$$F_c = \frac{D_{MED}}{D_{MAX}} \leq 1 \quad (11)$$

O carregamento coordenado se aproveita do fato de que o carregamento das baterias de um VPI possui certa flexibilidade tanto no carregamento em estações de carregamento – já que os veículos “estão normalmente parados por cerca de 10 horas durante a noite, enquanto que o tempo para o carregamento completo das baterias é de apenas algumas horas” (RAJAKARUNA, 2015) – quanto nas estações de trocas de baterias.

4.5.1 Métodos de carregamento coordenado

Existem três formas de carregamento coordenado dos veículos elétricos no que diz respeito aos efeitos que estes trazem à curva de demanda de um determinado sistema. Segundo J.García-Villalobos *et al.* (2014), os principais tipos são: carregamento com deslocamento de pico, preenchimento de vale e corte de pico. A Figura 18 ilustra o funcionamento esperado desses métodos em relação à demanda solicitada. A Figura 18 (a) ilustra o principal problema do carregamento descoordenado: é bem provável que o carregamento dos VPI coincida com os horários de pico de demanda da rede com 0% de penetração, piorando o fator de carga e o fator de demanda.

Por isso, propõe-se o primeiro método de carregamento coordenado: o carregamento com deslocamento de pico. Neste, a ideia principal é fazer com que os veículos (ou as baterias extraídas nas BSS) sejam carregados no horário de menor demanda, garantindo que não haja necessidade de aumento da capacidade de geração. Este método, apesar de ser de fácil implementação, possui duas grandes desvantagens: a primeira é que conta com a participação ativa dos usuários, que devem conectar seus veículos em horários mais convenientes para a rede que não necessariamente são os seus; a segunda desvantagem é que, conforme a Figura 18 (b), um pico de demanda é introduzido em um horário que antes não existia. Isso também contribui para as variações de tensão de longa duração nestes horários, exigindo que o sistema de geração gere energia adicional¹⁶ em horários que antes não eram necessários e reduz a eficiência do sistema de potência devido ao aumento das perdas de transmissão e distribuição.

A Figura 18 (c) apresenta a ilustração de carregamento coordenado com preenchimento de vale. Ele consiste em estações de carregamento que respondam a comandos de um operador de modo a escalar grupos de veículos a carregarem durante todo o período de menor demanda. Esses comandos são função do preço da energia e da demanda instantânea do sistema, por exemplo. Como desvantagem, esse método já aumenta a complexidade das instalações, pois exige uma infraestrutura de comunicação, aumento do número de sensores, sofisticação dos algoritmos de controle e pode não ser tão bem recebido pelos usuários, uma vez que estes não terão total domínio sobre o carregamento de seus veículos.

¹⁶ Não se deve confundir “aumento da capacidade de geração” com “geração adicional de energia”. O primeiro inclui a construção de novas usinas hidrelétricas, térmicas, solares, eólicas, etc. A segunda, por sua vez, representa a variação adicional de energia das usinas já presentes, utilizando-se, por exemplo, de mais combustíveis nas usinas termelétricas ou abertura das comportas das hidrelétricas.

Finalmente, o método de preenchimento de vale com corte de pico apresentado na Figura 18 (d), é uma variação do método anterior. A diferença é que nesse método, os carregadores veiculares apresentam fluxo bidirecional de energia. Deste modo, os veículos são inseridos no contexto da geração distribuída, devolvendo energia para a rede nos picos de demanda, o que reduz a energia demandada pelo sistema geração, evita o alcance dos limites de estabilidade e térmicos do sistema de transmissão e distribuição, e aumenta a eficiência global do sistema. Este método é interessante, pois os veículos elétricos passam a colaborar com a redução dos desvios de tensão causados pelo grupo de cargas diferentes dos VPI. Em outras palavras, os impactos negativos dos veículos elétricos no controle de tensão não só são minimizados, mas são revertidos em impactos positivos no controle de tensão. Este é o conceito “*vehicle-to-grid*” (V2G) e se faz útil tanto para o controle da tensão, da frequência e do fator de potência.

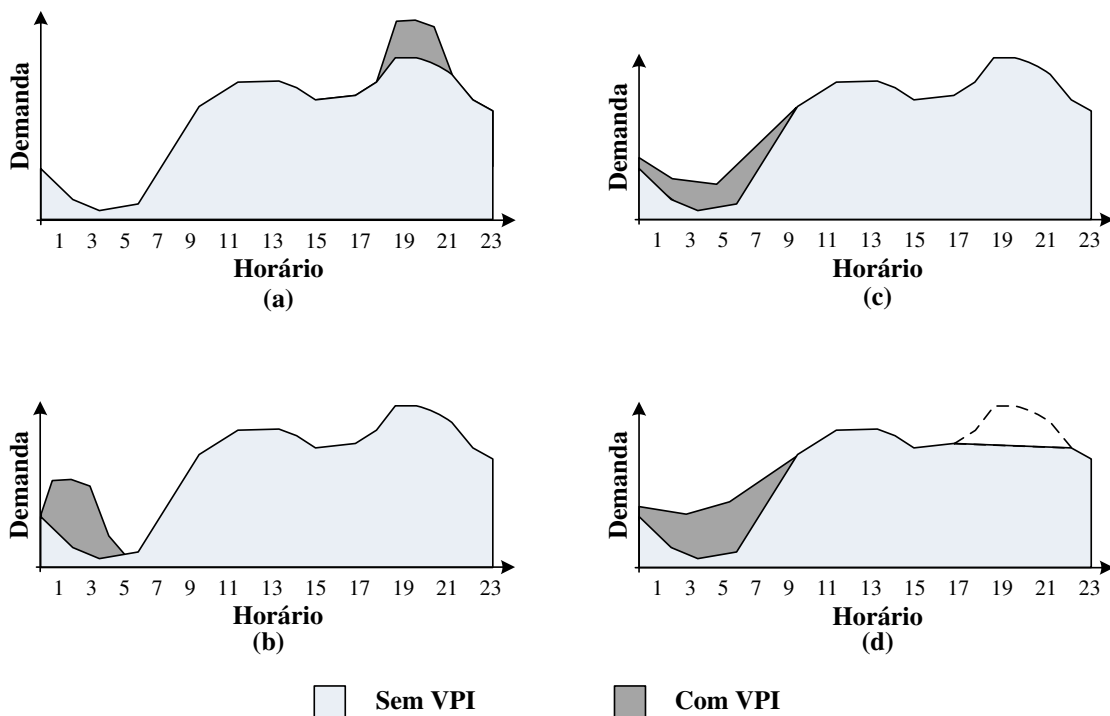


Figura 18 - Métodos de carregamento: (a) descoordenado, (b) deslocamento de pico, (c) preenchimento de vale e (d) corte de pico.

Fonte: J.GARCÍA-VILLALOBOS *et al.* (2014)

Pesquisadores propõem algoritmos para o controle das estações de carregamento e realização do carregamento coordenado. Masoum (2011) apresenta os resultados de sua proposta de carregamento tipo preenchimento de vale com corte de pico, que são sintetizados

na Tabela 3. Nessa proposta, uma unidade central (chamada de “agregador”) controla todos os veículos de um sistema de distribuição considerado. O algoritmo de controle se baseia nos parâmetros dessa rede, como medições de tensão e cálculo das perdas do sistema, resultado dos cálculos do fluxo de potência e estimação de estado. Masoum (2011) aponta que um dos desafios para a implementação de seu algoritmo de coordenação é a obtenção dessas informações, pois, diferente do sistema de transmissão, “medições em tempo real na rede de distribuição [...] são atualmente limitadas”. Ele acredita que, com o advento das *Smart Grids*, as medições inteligentes de energia na rede residencial poderiam ser teletransmitidas para facilitar a observabilidade e monitoramento do sistema de transmissão. Como informações adicionais ao processo decisório de coordenação de carregamento, Masoum (2011), também define grupos de prioridade entre os VPI com base no desejo dos proprietários dos veículos, e grupos horários, baseados no valor da energia elétrica nas mais diversas horas do dia.

Tabela 3 - Comparativo entre carregamento descoordenado e coordenado.

Penetração (%)	Carregamento Descoordenado		Carregamento Coordenado	
	Perdas (%)	Variação de tensão (%)	Perdas (%)	Variação de tensão (%)
17	2.3711	11.6479	2.3248	9.9956
31	2.6135	13.6912	2.53	9.9938
46	2.8015	15.4523	2.6275	9.9855
62	3.0179	15.7275	2.7203	9.9892

Extraído de: MASOUM, 2011

Percebe-se facilmente que o algoritmo consegue regular com sucesso os níveis de tensão para faixa de 10% de variação em relação ao valor de referência, considerando 17%, 31%, 46% e 62% de penetração de veículos. Além disso, o método de carregamento reduz as perdas do sistema. Algoritmos como este podem ser facilmente modificados e implementados no Brasil, considerando os limites de tensão de -8% e +5% conforme estipulado no PRODIST.

Na proposta de carregamento coordenado apresentada por Masoum (2011) o agregador controla os VPI, decidindo quais irão começar a carregar, e em que momento. Essa decisão não contempla a participação do usuário e ocorre automaticamente com base em informações do estado do veículo, definição de grupos de prioridade, horário e estado das variáveis do sistema, como os valores de tensão. Diversos outros autores implementam

algoritmos para carregamento coordenado baseado outras arquiteturas de carregamento, às quais serão discutidos e exemplificados a seguir.

4.5.2 Arquiteturas para carregamento coordenado

Para a realização da coordenação do carregamento, as estações de recarga dos veículos devem obedecer a comandos, que por sua vez são dados de modo a atingirem-se objetivos em resposta às condições da rede em um dado momento. A arquitetura do carregamento coordenado é um conceito relacionado ao nível da instância (ou das instâncias) de decisão em relação às estações de recarga.

Rajakaruna (2015) apresenta três arquiteturas genéricas de carregamento, que são ilustradas na Figura 19. Os círculos listrados representam as unidades de controle e os círculos de cor sólida apresentam as unidades de carregamento.

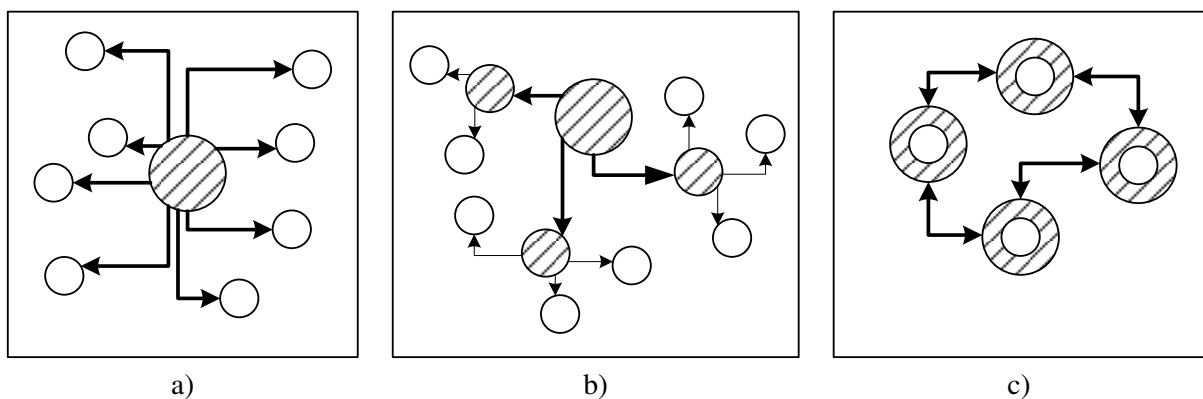


Figura 19 - Arquiteturas de controle coordenado: a) centralizado, b) hierárquico e c) descentralizado.

4.5.2.1 Arquitetura de controle centralizada

A Figura 19 (a) apresenta a arquitetura de controle centralizada. Nessa proposta, uma unidade central (o agregador) controla diretamente o carregamento dos VPI calculando escalas de carregamento para cada veículo com base em informações coletadas. No modelo de arquitetura centralizada proposta por Sundström e Binding (2012), o agregador interage com três entidades:

- **Estações de carregamento:** o agregador comunica com as estações enviando os sinais para habilitar ou desabilitar o carregamento, além de coletar dados dos veículos, tais como horário de partida, horário de chegada, níveis de energia e etc. Assim, as

decisões do agregador podem prever as próximas viagens dos veículos, uma vez que “os usuários finais esperam ter seus automóveis suficientemente carregados para as próximas viagens” (SUNDSTRÖM e BINDING, 2012).

- **Operador do sistema de distribuição e de transmissão:** esse canal de comunicação deve ser mantido para que o agregador possua informações sob as condições do sistema elétrico de potência. Esta comunicação é tão intensa que os operadores de distribuição e de transmissão “são geralmente considerados como os responsáveis por esta forma de coordenação com o objetivo técnico de uma operação segura e confiável da rede” (RAJAKARUNA, 2015).
- **Concessionária de Energia:** comunicação estabelecida para que o agregador possua informações do preço da energia, e assim possa decidir sobre o carregamento dos veículos.

Este método prioriza o SEP, objetivando o mantimento da qualidade e confiabilidade do sistema. Contudo, essa arquitetura trás como desvantagem a necessidade de alto grau de informação, que por sua vez exige uma infraestrutura de comunicação bem complexa que cresce a cada novo ponto de carregamento instalado. O custo computacional e a complexidade da rede de comunicação aumentam conforme o número de veículos aumenta. Além disso, autores como Rajakaruna (2015) preveem que essa arquitetura pode não ser bem recebida pelos usuários dos veículos, já que estes não possuiriam controle sobre o processo de carregamento dos seus próprios veículos.

4.5.2.2 *Arquitetura de controle descentralizada*

Nesta arquitetura, cada estação de recarga decide sobre o carregamento dos veículos em vez de responder aos comandos de uma instância de controle. Os mecanismos de decisão podem ser baseados nos níveis de tensão, frequência da rede ou no valor da energia e por esta razão, “permite que os donos dos veículos ou usuários decidam quando e de acordo com quais objetivos devem carregar seus veículos” (RAJAKARUNA, 2015).

Algumas topologias para controle descentralizado são propostas, como a de Fan (2012); nela, dispõe-se de um sistema de decisão completamente distribuído, onde o usuário fornece ao sistema de carregamento as suas intenções de pagamento e este, baseado no preço atual da energia, escolhe quando e o quanto carregar. Como o preço da energia elétrica aumenta à medida que a demanda cresce, essa proposta de arquitetura distribuída colabora,

ainda que indiretamente, com a melhoria do fator de carga do sistema considerado. O autor consegue demonstrar que, para uma grande quantidade de VPI, sua metodologia de controle coordenado possui efeitos de preenchimento de vale, conforme discutido na seção 4.5.1.

Para que o modo descentralizado de coordenação de carga seja efetivo e confiável para o objetivo de descongestionar o sistema de potência, os algoritmos de controle embarcados em todas as estações de carregamento devem possuir um grande número de informações, que podem incluir, até mesmo, decisões realizadas por outros veículos, como aponta Rajakaruna (2015). Para ele, “isso iria requerer uma troca muito maior de informação, mas o número de parâmetros necessários a serem comunicados é menor”. Em outras palavras, seria necessário uma infraestrutura de comunicação extensa com um fluxo de dados reduzido.

4.5.2.3 *Arquitetura de controle hierárquico*

Apesar das arquiteturas centralizadas e descentralizadas apresentarem resultados satisfatórios na melhora das grandezas elétricas do sistema, alguns problemas associados a elas não podem ser descartados:

Contudo, o controle coordenado centralizado e distribuído propostos pela maior parte da literatura não tem fornecido uma solução completa e adequada para imaginá-los aplicados em larga escala. Por um lado, quando o número de VPI aumentar no futuro, será extremamente difícil para uma unidade central de gerenciamento coordenar o carregamento, oferecendo uma solução otimizada à um custo computacional razoável. Por outro lado, embora as estratégias descentralizadas mencionadas anteriormente possam lidar eficientemente com os problemas de controle de carga dos VPIs em larga escala, seus resultados de controle podem não ser tão bons quanto na arquitetura centralizada por causa da falta de informação global. (RAJAKARUNA, 2015, p. 57)

Por estas razões, a arquitetura de carregamento hierárquico como o mostrado na Figura 19 (b) é proposta por uma série de autores. Nelas, diversas instâncias de decisão estão presentes e dispostas hierarquicamente. Com isso, os problemas que uma unidade central de coordenação enfrenta em relação à infraestrutura de comunicação e em relação à sua capacidade de expansão são superados. Os problemas de fluxo de informação e efetividade da solução dos problemas da rede também são sanados.

Um bom exemplo de arquitetura hierárquica de carregamento é a proposta por Xu *et al.* (2015). Neste modelo, existem três níveis na hierarquia de controle: um em nível de província, um em nível de município, e outro em nível de estações de carregamento. A mais

alta instância, composta por um operador provincial, tem o objetivo de minimizar os picos de demanda do sistema. A última instância, composta pelos diversos operadores de estação, tem o objetivo de minimizar os preços e atender as necessidades energéticas dos usuários. Na instância intermediária, os operadores municipais encontram o compromisso entre os comandos do operador provincial e as dos operadores de estação, alocando dinamicamente a energia a cada estação de modo a satisfazer tanto as necessidades da estação como o controle de demanda necessário para a cidade (XU, SU, *et al.*, 2015).

4.6 CAPACIDADE V2G PARA O CONTROLE DE TENSÃO

Um veículo elétrico pode ser projetado para possuir um fluxo bidirecional de energia elétrica, de modo que ora o veículo receba energia do SEP para carregar as suas baterias, e ora injete a energia de suas baterias na rede. Essa capacidade é chamada *vehicle-to-grid* (V2G). O interesse em reenviar energia para a rede são os mais diversos. Do ponto de vista dos proprietários do VPI, é interessante devolver a energia nos momentos em que a tarifa da eletricidade está mais elevada, e recarrega-la nos momentos em que a energia está mais barata, o que acarretaria em contas de luz mais baratas. No ponto de vista da rede, os veículos com capacidade V2G podem prestar serviços auxiliares ao sistema de potência, estando, dentre eles, a regulação de tensão.

Como já apresentado, os impactos dos VPI nos níveis de tensão estão associados com o pico de demanda; para isso, escalona-se o carregamento dos veículos durante o período de demanda reduzida (técnica de preenchimento de vale). Com a capacidade V2G, os VPI que estiverem conectados à rede no período de picos de demanda podem fornecer energia para a rede, reduzindo a energia demandada pelo grupo gerador, melhorando ainda mais os níveis de tensão. Ou seja: os veículos elétricos dotados da capacidade V2G e associados com o carregamento coordenado, não só deixam de representar um problema para os níveis de tensão, como ajudam a controlar os desvios de tensão causados por outras cargas.

O controle de reativo também é um método de regulação de tensão. Utilizando-se das técnicas de eletrônica de potência adequadas, “um VPI tem o potencial de atuar como compensador de reativo em um sistema de potência” (CHRIS MI, 2011) ajudando assim no

controle local de tensão em residências ou indústrias. A tecnologia V2G, portanto, aumenta a versatilidade dos veículos elétricos no que tange a sua integração à rede.

5 EFEITOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

Todo SEP possui, em regime permanente, uma variável comum ao longo de toda a sua extensão: a frequência. Para a operação satisfatória do sistema, a frequência deve ser mantida praticamente constante, uma vez que diversos dispositivos – tais como máquinas síncronas e assíncronas – possuem seu desempenho intimamente ligado a essa grandeza. As próprias linhas de transmissão e distribuição possuiriam seus comportamentos modificados em função de desvios de frequência.

A ANEEL determina que “o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência entre 59,9 Hz e 60,1 Hz” (ANEEL, 2016). Em casos de distúrbios, a ANEEL estipula que as instalações de geração devem “garantir que a frequência retorne, no intervalo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz e 60,5 Hz” (ANEEL, 2016), recuperando assim o equilíbrio entre carga e geração.

Este capítulo tratará os impactos que os veículos elétricos podem trazer para a regulação de frequência em um sistema elétrico de potência. Será também revisado sobre as origens dos distúrbios e dos principais métodos de controle de frequência.

5.1 ORIGEM DAS VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA

A cada instante, a quantidade de potência mecânica de entrada nos geradores deve ser igual à carga somada às perdas do sistema, caso contrário, haverá desvios de frequência no sistema. O desvio de frequência é proporcional à diferença entre geração e consumo. Para uma explicação mais clara, considerar-se-á a metodologia apresentada por Kundur, (1994) e Chapman, (2005). Inicialmente, seja um sistema de geração que converte energia mecânica em energia elétrica, conforme apresentado na Figura 20. O conjugado mecânico T_m é imposto por uma máquina primária (tal como uma turbina hidráulica ou térmica), enquanto que o conjugado eletromagnético T_e surge no eixo da máquina em oposição a T_m sempre que uma carga é conectada nos terminais do gerador. Para cada valor de potência ativa P_e extraída do gerador, um novo valor de T_e surgirá.

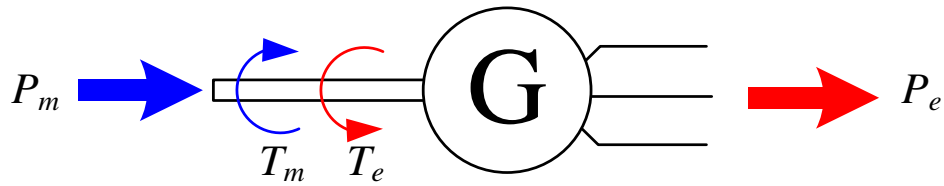


Figura 20 - Modelo simplificado de um sistema de geração

Seja T_a o conjugado de aceleração, dado pela resultante entre T_m e T_e :

$$T_a = T_m - T_e \quad (12)^{17}$$

A equação que rege a variação de velocidade angular mecânica ω_m em função da resultante entre os conjugados T_m e T_e e desprezando-se a componente de conjugado por imersão em meio viscoso e atrito, é:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{J} \cdot T_a \quad (13)$$

Onde J é o momento de inércia da máquina. As análises feitas por Kundur (1994) utilizam todas as variáveis normalizadas em uma determinada base. Além disso, deseja-se avaliar o desvio de velocidade angular elétrica, $\Delta\omega$, também em pu. O Anexo 2 apresenta o detalhamento do desenvolvimento da equação (13) para escrevê-la considerando todas as grandezas em por unidade (p.u.), cujo resultado é:

$$\frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot T_{apu} \quad (14)$$

Onde T_{apu} é o conjugado de aceleração em p.u., e $2H$ é a constante de inércia da máquina, que é equivalente o momento de inércia da máquina em p.u. Kundur (1994) demonstra que as potências elétrica e mecânica se relacionam com o conjugado de aceleração em p.u. a partir de:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = T_{apu} \quad (15)$$

¹⁷ Para uma análise mais simplificada, considera-se que a máquina em questão possui perdas elétricas e mecânicas desprezíveis.

Onde P_m é a potência mecânica no eixo do gerador responsável por produzir o conjugado mecânico. Todas as grandezas da equação (15) estão em p.u. Pode-se, portanto, reescrever a equação (14) em função das potências, como segue:

$$\frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (16)$$

Considerando que o gerador em questão seja um gerador síncrono, a relação entre a velocidade angular elétrica e a frequência elétrica f_e da tensão de saída é dada por:

$$f_e = \frac{\omega_m}{2\pi p} \quad (17)$$

Onde p é o número de pares de polos da máquina. Percebe-se pelas equações (12) e (13) que quando os conjugados são iguais, não existe variação de velocidade angular, estando esta constante. Todavia, sempre que alguma nova carga é conectada no sistema, o conjugado T_e fica maior que o conjugado T_m e a máquina tende a desacelerar. Se uma carga é desconectada, por sua vez, o conjugado T_m passa a ser maior que o conjugado T_e e tem-se uma variação positiva de velocidade. Pela equação (17), pode-se perceber que qualquer variação da velocidade angular no eixo do rotor representa uma variação de frequência da tensão de saída. O resumo das conclusões é:

- Variações de ω_m implicam diretamente em variações de f_e ;
- Desvios entre potência mecânica e elétrica resultam em desvios de frequência. Excesso de potência mecânica resulta em aumento de frequência, e vice versa.
- Variações de potência ativa demandada pela carga resultam em variações de frequência.
- Considerando que o sistema é interconectado, qualquer variação de potência ativa resulta em uma variação de frequência em todo o sistema.

Com relação a última conclusão, os desvios podem ser pequenos ou grandes, dependendo da diferença entre P_e e P_m . Desvios pequenos são resultados de pequenas variações das cargas, o que é algo perfeitamente normal, já que cargas são conectadas e desconectadas a todo instante. Desvios grandes, por sua vez, são resultados de eventos mais importantes, como curtos-circuitos (aumento excessivo de P_e) ou desconexão de grandes blocos consumidores (redução excessiva de P_e). Desse modo, pode-se afirmar que a

frequência do SEP pode ser utilizada como ferramenta de diagnóstico, indicando se houveram ou não problemas no sistema.

Sem um controle que mantenha o equilíbrio entre potência mecânica e elétrica, grandes flutuações de frequência seriam experimentadas deliberadamente. Nos próximos parágrafos, serão apresentados os principais métodos de regulação de frequência, dando ênfase para o Controle Automático de geração.

5.2 TIPOS DE CONTROLE

Estando claras as origens das perturbações de frequência, e a importância de mantê-la aproximadamente constante, serão apresentadas as formas convencionais de controle de frequência utilizadas.

5.2.1 Regulação própria do sistema

Sem um controle da potência mecânica em resposta às variações da potência elétrica demandada pelo gerador, sempre que o conjugado T_a for diferente de zero, haverá uma variação de velocidade angular. Porém, inevitavelmente pergunta-se como o conjugado T_a volta a zero após uma perturbação, evitando assim que o sistema mecânico acelere ou desacelere indefinidamente. A resposta é dada por Vieira Filho, (1984):

Ainda nesse caso, o sistema terá uma capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio. Isto se explica pelo fato de que a carga é variável com a frequência, e, portanto, em geral, quando a frequência decai, também decai o valor absoluto da carga, indicando uma ‘tendência’ do próprio sistema, através de suas características próprias de carga, se autorregular, ou seja, atingir um novo estado de equilíbrio. Essa propriedade [...] é denominada de Regulação Própria do Sistema (VIEIRA FILHO, 1984, p. 14)

De fato, como descrito por Kundur (1994), existem cargas cuja potência ativa não é sensível à frequência ($P_{e_{ns}}$), como cargas puramente resistivas. Em contra partida, existe aquelas em cuja parcela real da potência varia com a frequência ($P_{e_{sf}}$). A citar, os motores, onde potência ativa varia com a frequência devido a variações da velocidade do motor. A potência $P_{e_{sf}}$ se relaciona com a frequência do sistema através do parâmetro D , chamado coeficiente de amortecimento:

$$P_{e_{sf}} = D \cdot \omega_{pu} \quad (18)^{18}$$

Kundur (1994) explica que o coeficiente de amortecimento é expresso pelo percentual de mudança de carga para 1% de variação de frequência. A potência ativa total do sistema em p.u é dada por:

$$P_e = P_{e_{ns}} + P_{e_{sf}} \quad (19)$$

Em cuja variável $P_{e_{ns}}$ também está em p.u. Arranjando-se a equação (18) e (19) em (16), tem-se:

$$\frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (\Delta P_m - \Delta P_{e_{ns}} - D \cdot \Delta\omega) \quad (20)$$

Que no domínio de Laplace, torna-se:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_m(s) - \Delta P_{e_{ns}}(s)} = \frac{1}{2Hs + D} \quad (21)$$

A equação (21) pode ser reescrita como segue:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_m(s) - \Delta P_{e_{ns}}(s)} = \frac{1/D}{s\tau_{RP} + 1} \quad (22)$$

Onde τ_{RP} é a constante de tempo da regulação própria e igual a $2H/D$. Para exemplificar esse comportamento, supõe-se o sistema com os seguintes parâmetros¹⁹:

- A constante de amortecimento será $D = 1,5$;
- A constante de inércia desse gerador $2H = 5$;
- No instante $t=5s$, um bloco de carga com potência de 0,02 p.u. é desconectado;

A resposta da regulação natural do sistema sob essas condições são mostradas na Figura 21. A velocidade angular $\Delta\omega$ foi denormalizada para apresentar, na figura, o valor da frequência elétrica de um sistema que tem 60 Hz de frequência nominal. Neste caso, foi-se experimentada uma variação de 0,8 Hz.

¹⁸ O valor de $P_{e_{sf}}$ calculado por essa equação está em p.u. Caso seja de interesse conhecer o seu valor absoluto deve-se considerar a velocidade angular elétrica.

¹⁹ Parâmetros propostos por Kundur, (1994). Todos os parâmetros em p.u. foram tomados na base de 2000 MW.

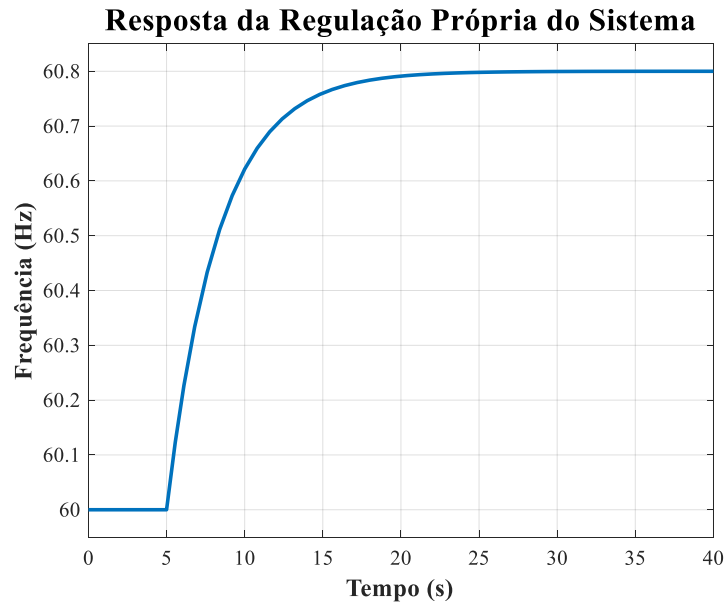


Figura 21 - Resposta do sistema com atuação apenas da regulação própria

Desse modo, não se pode confiar na regulação própria do sistema, pois, ainda que se atinja um novo estado de equilíbrio (dependente exclusivamente da inércia e da constante de amortecimento), seriam experimentadas grandes variações de frequência. Assim, fazem-se necessários métodos de controle automatizados.

5.2.2 Controle Primário

A regulação primária é uma forma de controle automatizado que atua variando a potência mecânica no eixo do gerador em resposta a variações da frequência elétrica de saída. Este controle é realizado localmente no gerador por meio de reguladores de velocidade (LA GRATTA, 2012).

O controle de velocidade é realizado comumente por um sistema eletromecânico chamado “regulador com queda de velocidade”. Este controlador corresponde a um sistema de primeira ordem que relaciona a variação de frequência elétrica, em p.u.²⁰, com a potência mecânica imposta no gerador. A função de transferência, apresentada por Kundur (1994), é:

$$G(s) = \frac{\Delta A(s)}{\Delta \omega(s)} = -\frac{1/R}{1 + s\tau_{cp}} \quad (23)$$

²⁰ Antecipa-se, neste ponto, a equação (A-5) do anexo 2, que mostra que as velocidades angulares mecânicas e elétricas são iguais quando tratadas em p.u.

Onde $\Delta A(s)$ corresponde à variação da fonte primária que produz conjugado mecânico no eixo da máquina, τ_{cp} é a constante de tempo do controlador primário e R o ganho que relaciona a variação da frequência em regime permanente com a variação da potência elétrica de saída. O numerador $1/R$ é chamado de energia de regulação da máquina (VIEIRA FILHO, 1984). O esquema de controle é apresentado na Figura 22²¹:

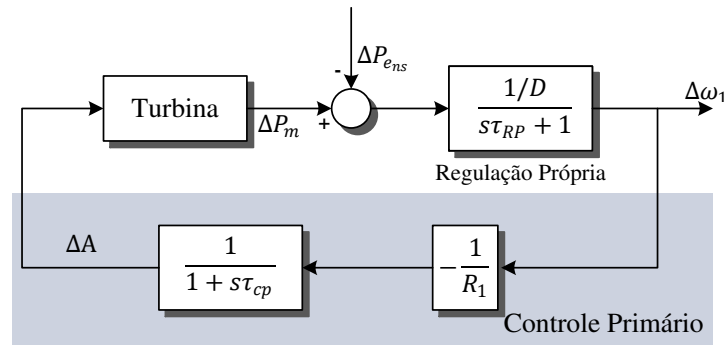


Figura 22 - Malha de Controle Primário
Adaptado de Vieira Filho, (1984)

O controle primário pode ser simulado, considerando os mesmos parâmetros de inércia e constante de amortecimento apresentados no item 5.2.1, acrescentando:

- Constante de tempo do regulador: 0,6s
- Energia de Regulação: 20 p.u.;
- Constante $R = 5\%$;

A resposta a um degrau de potência elétrica do sistema com regulador de velocidade é visualizada na Figura 23. Percebe-se que esse controlador resolve o problema dos grandes desvios de frequência apresentados na regulação própria do sistema. Possui boa estabilidade e permite, segundo Vieira Filho (1984), a repartição de cargas entre unidades geradoras. Percebe-se, porém, que existe, além de um sobressinal muito elevado, um erro de regime permanente não nulo, que pode ser calculado aplicando-se o teorema do valor final na função de transferência em malha fechada da Figura 22.

²¹ Por questões de simplificação, considerou-se a função de transferência da turbina como um ganho unitário, uma vez que cada uma – seja turbina hidráulica, térmica, etc. – apresentará uma dinâmica diferente, mas, por ação do controle primário, convergirão para os resultados de interesse deste trabalho.

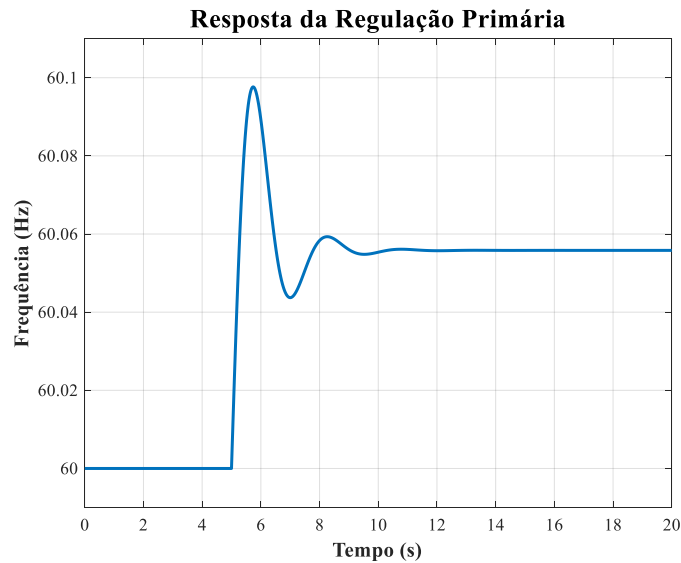


Figura 23 - Resposta do sistema com atuação do controle primário

Para uma variação, em degrau, de P_{ens} , a variação de velocidade angular em regime permanente será:

$$\Delta\omega = -\frac{\Delta P_{ens}}{\beta} \quad (24)$$

▪ Onde:

$$\beta = D + \frac{1}{R} \quad (25)$$

O parâmetro β é chamado de característica natural da área de controle. Uma área de controle é definida como “a parte do sistema de potência na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de cargas contidas nessa parte” (VIEIRA FILHO, 1984) e cujas fronteiras não são definidas de forma rigorosa. Em uma área de controle onde as unidades geradoras atuam tendo apenas o controle primário de frequência, sempre será percebido um erro de regime permanente proporcional às variações de potência. Foi apresentado na Figura 22 o diagrama de blocos de apenas uma área de controle. O sistema equivalente a duas áreas de controle interconectadas é representado na Figura 24.

Quando existem duas ou mais áreas de controle interligadas por uma linha (chamada de *tie-line*), qualquer variação na carga de uma dessas áreas poderá resultar no intercâmbio de

potência de uma área para outra. Conforme Vieira Filho (1984), potência de intercâmbio entre as duas áreas de controle, no domínio de Laplace, é dada por:

$$P_{21}(s) = -P_{12}(s) = \frac{K_{12}}{s} \cdot \Delta\omega_{12}(s) \quad (26)$$

Onde $P_{21}(s)$ é a potência fluindo da área 2 para a 1, K_{12} é um ganho proporcional e $\Delta\omega_{12}(s)$ é a diferença entre as frequências angulares elétricas em p.u. das duas áreas. Essa equação advém da equação que representa o fluxo de potência ativa linearizado entre duas barras²². Mesmo neste caso, a frequência em regime permanente será igual nas duas áreas e o erro em regime não será nulo se as áreas possuírem apenas o controle primário por queda de velocidade. Por esta razão, um segundo estágio de regulação deve ser acrescentado.

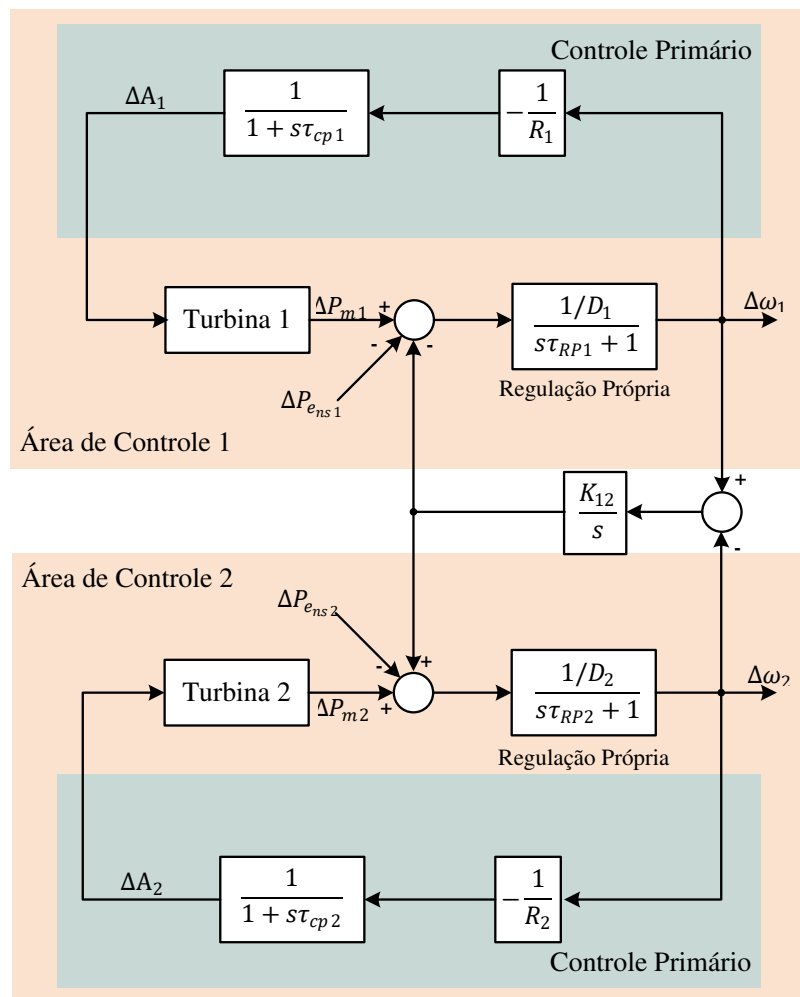


Figura 24 - Sistema completo contendo duas áreas de controle
Adaptado de Vieira Filho, (1984)

²² $P_{12} = \frac{V_1 V_2}{x_{12}} \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)$, cuja linearização é $P_{12} = K_{12} \Delta\theta_{12}$, que por sua vez, será igual a: $P_{12} = K_{12} \int \Delta\omega_{12}$

5.2.3 Controle Automático de Geração

O Controle Automático de Geração (CAG), também chamado de controle secundário, é uma melhoria do sistema eletromecânico do controle primário, projetado de tal sorte a oferecer mais uma realimentação da frequência de saída. Os objetivos do CAG, como apontados por La Gratta, (2012), e Vieira Filho, (1984), são de reestabelecer o valor da frequência nominal após uma perturbação (ou seja, erro de regime permanente nulo de $\Delta\omega$), reduzir a magnitude do desvio de frequência durante o transitório e controlar os valores de importação e exportação de potência entre áreas de controle.

5.2.3.1 CAG em apenas uma área de controle

Em um sistema isolado representado por uma única área de controle, a função primordial do CAG é de restaurar a frequência ao valor nominal. Isso é conseguido adicionando-se um controle integrativo conforme apresentado na figura a seguir. A constante K_p é o ganho do controlador.

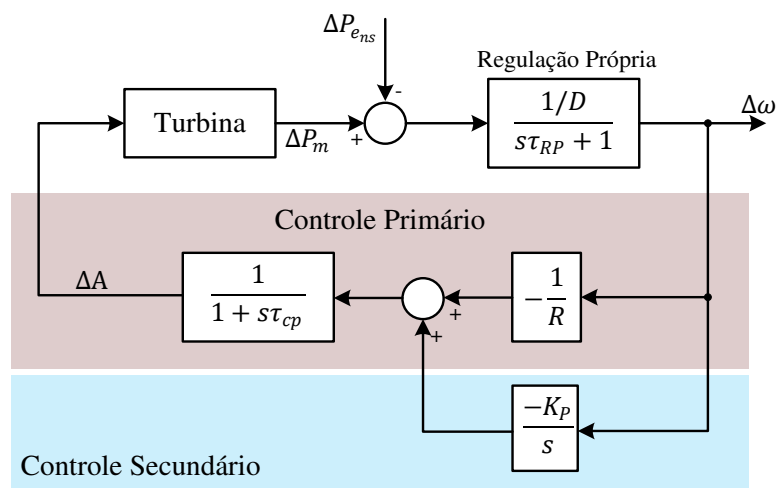


Figura 25 - Controle secundário de uma única área de controle

Realizando-se a simulação do sistema da Figura 25, utilizando os mesmos parâmetros da simulação realizada no item 5.2.2 deste trabalho e aplicando de diversos valores de K_p , ter-se-á a resposta da frequência apresentada na Figura 26. Nota-se que, salvo exceções onde o valor de K_p conduz o sistema a uma saída marginalmente estável (oscilatória) ou instável (divergente), o controle secundário anula o erro de regime permanente.

Outro fator mostrado na figura é que o controle secundário reduz o valor máximo de frequência (sobressinal máximo). Porém, ainda a respeito deste parâmetro, nota-se que dependendo do seu valor, ter-se-á um valor mínimo de frequência (sub sinal máximo) tão grande quanto o valor de K_p . Por essa razão, o caso mais utilizado é o caso superamortecido, que apesar de ser mais lento, não possui resposta oscilatória; na Figura 26, este caso é representado pela curva que utiliza $K_p = 5$.

Vieira Filho, (1984), observa ainda que inicialmente a taxa de variação da frequência corresponde exatamente ao caso onde não se dispõe de controle secundário, o que indica que primeiro há atuação do controle primário e depois do controle secundário.

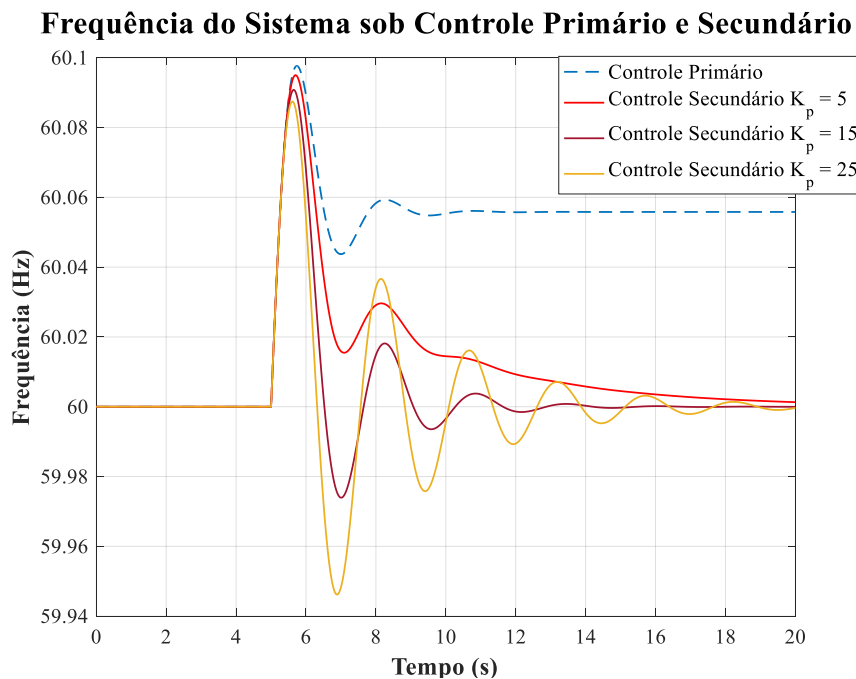


Figura 26 - Comportamento da Frequência de um sistema sob ação do CAG

5.2.3.2 CAG em mais de uma área de controle

Na Figura 25, observou-se que, para operação em uma área isolada, o integrador recebe apenas o sinal de variação de velocidade angular; para a operação com múltiplas áreas, o integrador representando o controle secundário recebe tanto esta variável quanto o valor da potência intercambiada entre as áreas, como apresentado na Figura 27. O parâmetro B é um ganho cuja unidade é W/Hz e que serve para converter o desvio de frequência para unidade de potência, injetando assim, no integrador, sinais de mesma grandeza (VIEIRA FILHO, 1984).

O sinal de entrada deste integrador é chamado “Erro de Controle de Área” (ECA) e representa “a mudança necessária na geração daquela área, e sua unidade é o W” (KUNDUR, 1994).

Para exemplificar a importância do CAG, realizou-se uma simulação para comparar o comportamento das áreas de controle, na situação onde as duas não possuem controle secundário e em outra situação onde as duas possuem. Nesta simulação, no instante $t = 1s$, um bloco de carga de 40MW é desconectado da área 1, e deseja-se verificar o comportamento da frequência nas duas áreas e da potência de intercâmbio entre elas. Os parâmetros R , D , J , T_g foram mantidas iguais às simulações anteriormente apresentadas neste trabalho, e iguais nas duas áreas de controle. Além disso, utilizou-se²³: $K_{p1} = K_{p2} = 5$, $B_1 = B_2 = 3$ e $K_{12} = 5$.

²³ Estes parâmetros foram obtidos com base em observações durante a simulação. O objetivo é apresentar os aspectos qualitativos do comportamento do sistema.

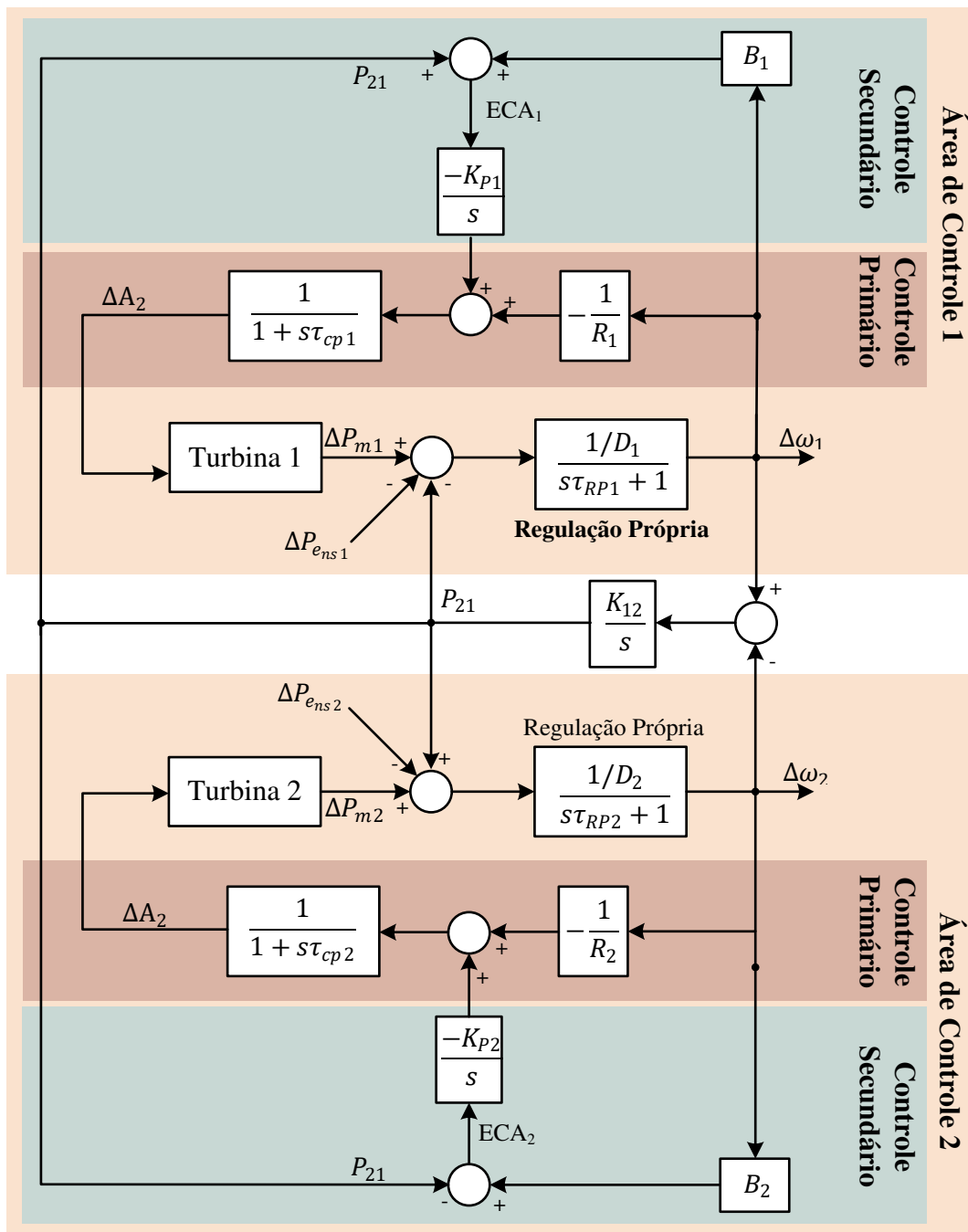


Figura 27 – Controle primário e secundário implementado em duas áreas de controle
Adaptado de Vieira Filho (1984)

A Figura 28 apresenta o comportamento da frequência nas duas áreas. Observa-se que uma variação na carga da área 1 causa uma perturbação na frequência da área 2. Todavia, por ação do controle secundário de frequência, as frequências de ambas as áreas retornam ao seu valor nominal. Portanto, o objetivo de atingir-se o erro de regime permanente nulo é alcançado mesmo quando existem duas ou mais áreas de controle.

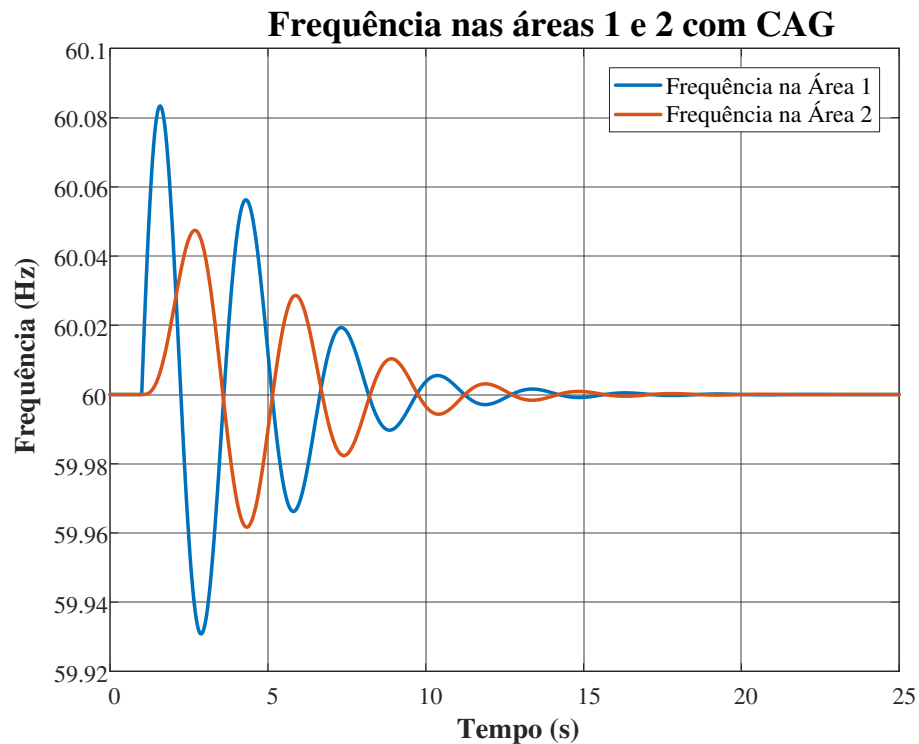


Figura 28 - Comportamento da frequência em duas áreas de controle interconectadas e com CAG

A Figura 29 apresenta a potência de intercâmbio P_{12} para os casos com e sem o controle secundário. Na situação onde o CAG não está presente, quando existe um degrau de potência na área 1, a área 2 se comporta aumentando sua geração e enviando potência para a área 1 através da *tie-line*, de modo a auxiliar no controle de frequência. Com a presença do CAG, não há, em regime permanente, envio de potência da área 2 para a área 1 pois “se existe uma mudança na carga da área 1, deve haver atuação do controle secundário apenas na área 1, e não na área 2” (KUNDUR, 1994). Assim, o controle secundário atua não só no controle de frequência, mas também no controle do fluxo de potência entre as áreas interconectadas.

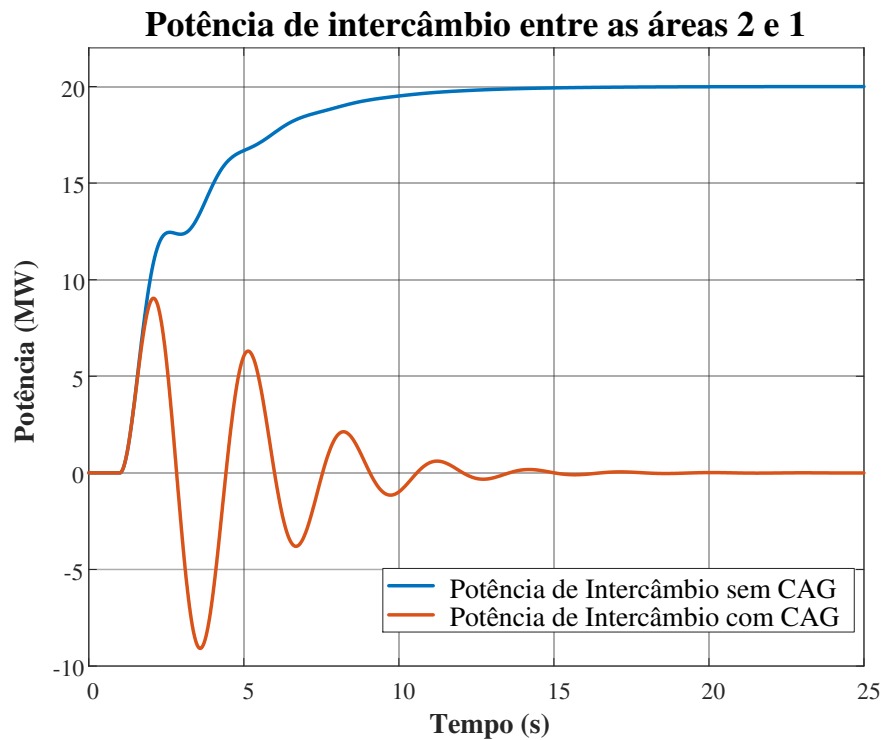


Figura 29 - Potência de Intercâmbio entre as áreas 1 e 2

5.3 VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA DA REDE

Até o presente momento, se foi demonstrado que os desvios de frequência são ocasionados por desequilíbrios entre a potência mecânica e a potência elétrica de saída dos geradores síncronos, e que a regulação de frequência convencional ocorre quando se varia a potência mecânica em resposta às variações de velocidade angular do eixo da máquina. Os veículos elétricos, durante o seu carregamento, apenas consomem potência elétrica da rede, e dependendo da quantidade de veículos conectados e desconectados da rede a cada instante, podem aumentar as flutuações de frequência enquanto admitidos como cargas convencionais.

A partir da equação (16), pode-se constatar que o controle de frequência pode ser realizado não só variando-se a potência mecânica do gerador, mas também injetando energia no sistema a partir de outras fontes de geração ou reduzindo-se a potência consumida pelas cargas (controle pelo lado da demanda). Em outras palavras, o controle de frequência também pode ser realizado com o controle da energia elétrica consumida pelas cargas e geradas por outras fontes.

Como já mencionado neste trabalho, a característica V2G é a capacidade de alguns VPI de possuírem um fluxo bidirecional de energia, podendo essa ser injetada de volta à rede em determinadas circunstâncias. Uma diversidade de estudos aproveita-se desse potencial para propor uma integração dos veículos elétricos no contexto da regulação de frequência. De um modo simplificado, quando um veículo elétrico detecta uma queda de frequência, este pode reduzir a sua potência de carregamento ou até mesmo injetar energia de suas baterias na rede, atuando como fonte de energia. Uma agregação de VPIs dotados da capacidade V2G se situa no contexto da regulação de frequência como apresentado na Figura 30.

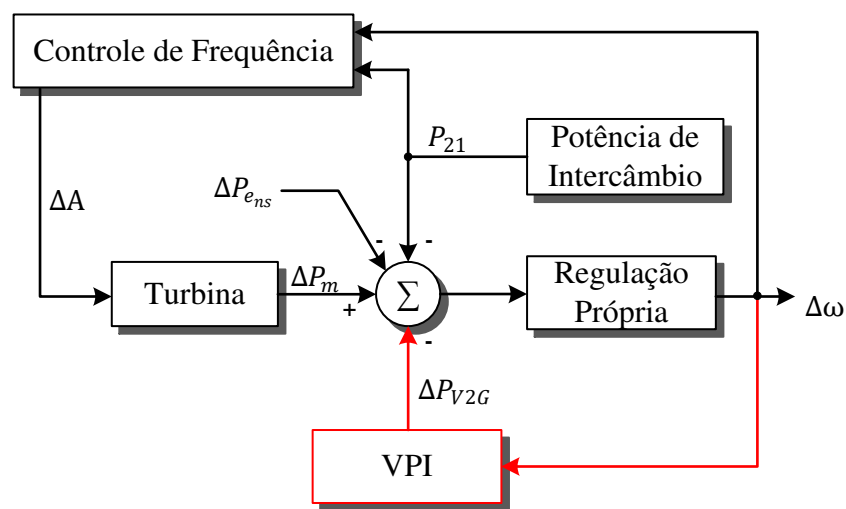


Figura 30 - VPI no contexto da regulação de frequência

O veículo deve ser capaz de detectar as variações de frequência da rede e variar a potência injetada ou consumida. Dependendo do tamanho do sistema considerado, “o impacto de um único veículo no sistema de potência pode ser negligenciado, mas o impacto de um grande número de veículos não” (DAN, FARKAS e PRIKLER, 2013). Por esta razão, para um controle efetivo de frequência, faz-se necessário um grande conjunto de VPI controláveis e que podem fornecer serviços ancilares, tal qual a regulação de frequência. Assim, neste trabalho, considera-se que o bloco VPI, apresentado na Figura 30, representa um conjunto de veículos agregados, dotados da capacidade V2G e capazes de impactar na regulação de frequência da área de controle considerada.

5.3.1 Diretrizes para a integração dos VPI no controle de frequência.

O objetivo das propostas de integração dos VPI na regulação de frequência realizada pelo CAG é reduzir as flutuações de frequência em regime transitório, anular o erro de regime

permanente da frequência e limitar a potência de intercâmbio entre as áreas de controle. De modo a colaborar com a formulação do problema e a compreensão das soluções propostas, algumas diretrizes devem ser obedecidas.

O primeiro ponto são as exigências do usuário. A priori, deve-se considerar que nem todos os usuários de veículos elétricos tem o desejo de participar do processo de regulação de frequência. Daqueles que escolhem participar do processo, alguns desejam apenas manter o nível de suas baterias e outros desejam carregar os veículos (DAN, FARKAS e PRIKLER, 2013).

O Estado de Carga das baterias dos veículos em um dado instante (SOC) também deve ser observado. Devem ser conhecidos os estados de cargas mínimos (SOC^{min}) e máximos (SOC^{max}) das baterias, valores esses que não podem ser excedidos sob a pena de redução da vida útil desses sistemas de armazenamento; estes valores demarcam, portanto os limites onde a carga da bateria pode variar sem perda significativa de vida útil. Liu *et al.* (2013) realizam o cálculo do SOC de uma bateria em função do seu estado de carga inicial SOC^{in} , da sua potência de entrada (ou saída) e da sua capacidade nominal (E_r , em kWh) pela seguinte expressão:

$$SOC = SOC^{in} + \frac{1}{E_r} \cdot \int P(t)dt \quad (27)$$

Os limites de potência trocada entre a bateria de um veículo elétrico e a rede também deve ser um fator considerado. Segundo DAN *et al.* (2013) um limitador de potência deve existir, cujo valor máximo (P_{max}) e mínimo ($-P_{max}$) são definidos conforme a capacidade de condução de corrente das tomadas onde o veículo está conectado. Além disso, limitar a potência que possa ser drenada ou injetada na bateria colabora para que esta não sobreaqueça. Em resumo, as estratégias para integração dos veículos elétricos no CAG devem encontrar um compromisso entre os seguintes pontos:

- Contribuir com a regulação de frequência da área de controle;
- Respeitar as exigências dos usuários dos veículos;
- Garantir que não haja redução de vida útil das baterias; e
- Garantir que não haja sobrecarga do circuito de alimentação

5.3.2 O modelo de veículo elétrico

O modelo de veículo elétrico com capacidade V2G aplicada para o controle de frequência é baseado na proposta de controle de *droop* adaptativo descentralizado – cada veículo detecta as variações de frequência e colaboram com a regulação – apresentada por Liu *et al.* (2013) e pode ser visto na Figura 31 a seguir.

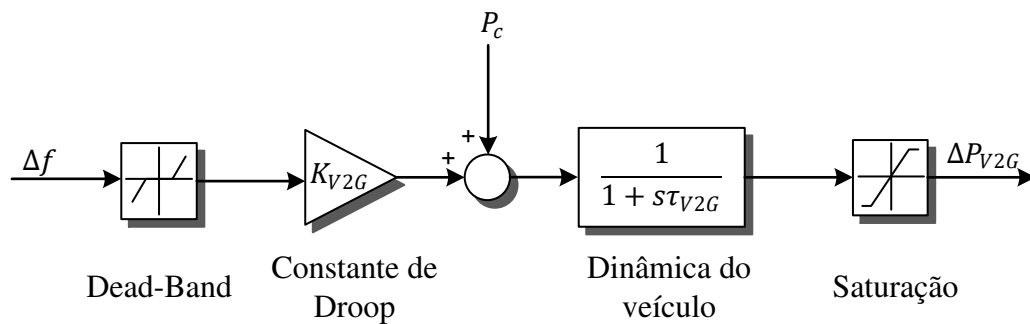


Figura 31 - Modelo de Veículo Elétrico no contexto da regulação de frequência

A fim de não comprometer a vida útil das baterias, um bloco de *dead-band* é adicionado para reduzir o número de operações de carga e descarga da bateria causadas por pequenas variações de frequência. O bloco de saturação limita a potência de saída para que não haja sobrecarga do circuito de alimentação das estações de carregamento e para que não haja sobreaquecimento das baterias. O bloco de dinâmica dos VPI, embora ignorado por Liu *et al.* (2013), é considerado por autores como Dutta e Debbarma (2017), e representa a dinâmica das baterias em atingir-se um nível de potência em resposta às variações de frequência.

Como já mencionado, dos usuários que desejam participar da regulação de frequência, existem aqueles que querem recarregar suas baterias e aqueles que desejam apenas manter o SOC. Por esta razão, Liu *et al.* (2013) define dois modos de carregamento: o modo BSH (*Battery SOC Holder*) para mantimento do nível das baterias, e o modo CFR (*Charging with Frequency Regulation*), para carregamento das baterias. No primeiro, o valor da variável P_c é igual à zero. No segundo, é dado por:

$$P_c = \frac{SOC^e - SOC^{in}}{t^{out} - t^{in}} \cdot E^r \quad (28)$$

Onde SOC^e é o estado de carga esperado no momento de desconexão do veículo da rede e SOC^{in} é o estado de carga no instante da conexão, ocorrida no instante t^{in} . A variável t^{out} é o horário estimado de desconexão dos veículos. O valor E^r é a capacidade nominal da bateria. Evidentemente, os valores de SOC^e , t^{out} e E^r devem ser fornecidos pelo usuário.

A constante K_{V2G} é uma constante de *droop* adaptativo. O valor de K_{V2G} depende do SOC em tempo real (SOC_k) e do SOC no instante da conexão do veículo na rede, e pode assumir valores diferentes para as situações de carga (K_{V2G}^c) e descarga (K_{V2G}^d), à depender da variação de frequência detectado: se tem-se uma variação de frequência para um valor acima de 1 p.u., usa-se K_{V2G}^c ; mas se a variação for para um valor abaixo de 1 p.u. usa-se o valor K_{V2G}^d calculado. Essas variáveis são calculadas como segue.

Se $SOC^k \leq SOC^{min}$, então:

$$\begin{cases} K_{V2G}^c = K_{max} \\ K_{V2G}^d = 0 \end{cases} \quad (29)$$

Onde K_{max} é o ganho máximo do controle de *droop* V2G e é igual à soma de K_{V2G}^d e K_{V2G}^c . Se $SOC^k \geq SOC^{max}$, então:

$$\begin{cases} K_{V2G}^c = 0 \\ K_{V2G}^d = K_{max} \end{cases} \quad (30)$$

Se $SOC^{min} < SOC_k \leq SOC^{in}$, então:

$$\begin{cases} K_{V2G}^c = 0.5K_{max} \left(1 + \sqrt{\frac{SOC_k - SOC^{in}}{SOC^{min} - SOC^{in}}} \right) \\ K_{V2G}^d = 0.5K_{max} \left(1 - \sqrt{\frac{SOC_k - SOC^{in}}{SOC^{min} - SOC^{in}}} \right) \end{cases} \quad (31)$$

E por fim, se $SOC^{in} < SOC_k < SOC^{max}$, então:

$$\begin{cases} K_{V2G}^c = 0.5K_{\max} \left(1 - \sqrt{\frac{SOC_k - SOC^{in}}{SOC^{\max} - SOC^{in}}} \right) \\ K_{V2G}^d = 0.5K_{\max} \left(1 + \sqrt{\frac{SOC_k - SOC^{in}}{SOC^{\max} - SOC^{in}}} \right) \end{cases} \quad (32)$$

O comportamento da variável K_{V2G} pode ser observado no gráfico da Figura 32. Segundo os autores, esta dinâmica de variação da constante de *droop* em função do estado de carga da bateria tem o objetivo de manter o estado de carga inicial. Por isso que, quando o usuário deseja carregar suas baterias, um sinal de P_c é injetado no controle de *droop* da Figura 31. Observando a Figura 32, percebe-se que os valores máximos e mínimos do SOC não coincidem necessariamente com 100% e 0% de carga, respectivamente. Tais valores são convencionados pelos autores para determinar a faixa de SOC sob a qual a constante K_{V2G} pode assumir os valores máximos e mínimos.

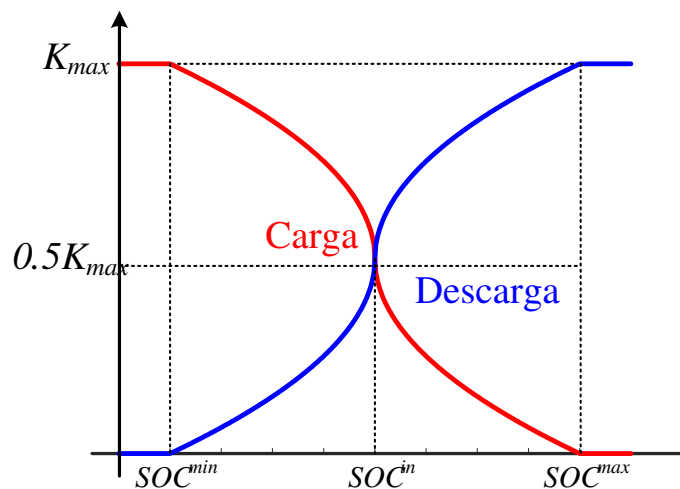


Figura 32 - Constante de *droop* adaptativo para mantimento do SOC inicial.

Fonte: LIU, *et al.*, (2013).

Considerando um valor constante de K_{V2G} , a potência de saída em função das variações de frequência da rede, tanto no modo *BSH* quanto no modo *CFR* podem ser vistos na Figura 33. Uma vez que um estado de carga esperado é alcançado no modo *CFR*, haverá uma mudança automática para o modo *BSH*, mantendo assim o SOC_k próximo do valor SOC^e . O primeiro e segundo quadrante das figuras representam operação de carga, enquanto que o terceiro e quarto, de descarga.

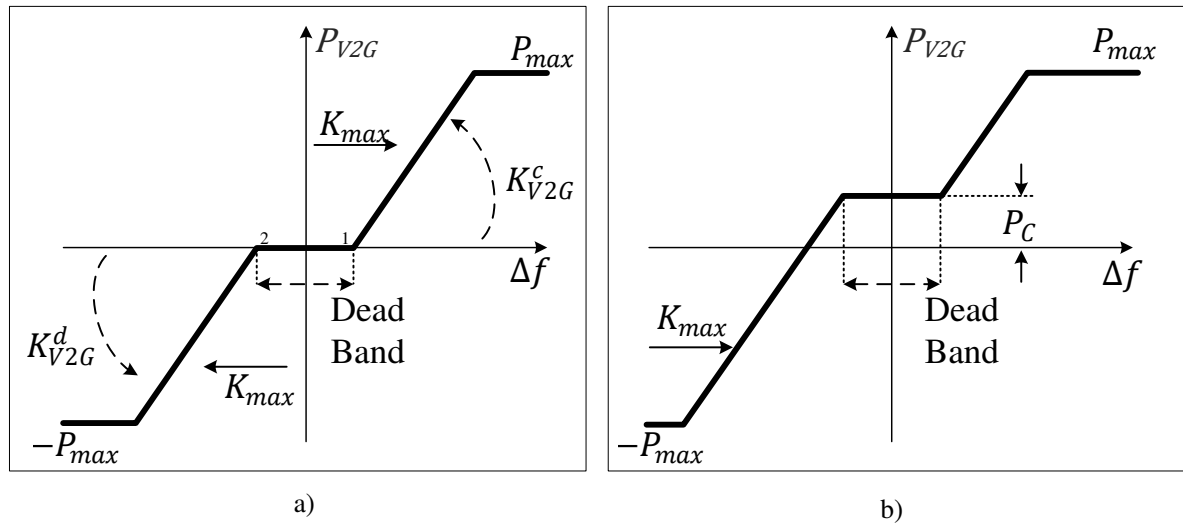


Figura 33 - Comportamento da potência P_{V2G} nos modos a) BSH e b) CFR.

Fonte: LIU, et al., (2013).

5.3.3 Simulação do modelo e os efeitos dos VPI no controle de frequência

Utilizando-se os mesmos parâmetros de D , $2H$, ΔP_{ens} , $1/R$, τ_{rp} , τ_{cp} e K_p das simulações anteriores, realizou-se uma simulação incluindo 5000 VPI na participação do controle de frequência de uma única área de controle. Por questões de simplificação, todos os veículos participantes do processo de regulação estão programados para operarem no modo BSH. Todos possuem $SOC^{in} = 85\%$. Nesta simulação, o valor das constantes SOC^{max} e SOC^{min} é igual a 90% e 10%, respectivamente. A *dead-band* de frequência é o intervalo compreendido entre ± 0.01 Hz. As baterias de cada um dos veículos tem capacidade de fornecer, no máximo, 32 kW de potência, determinando assim a saturação de potência prevista no modelo. Deseja-se, com esta simulação, verificar a dinâmica da regulação da frequência de uma área de controle em resposta a um degrau de 0.2 p.u. de potência elétrica do sistema.

O resultado da simulação pode ser visto na Figura 34. De imediato, percebe-se que o sobressinal de frequência foi reduzido graças à rápida resposta do controle de *droop* ao injetar potência P_{V2G} no sistema em resposta ao degrau de potência. Outro fator que pode ser observado é a redução das oscilações de frequência entre os instantes 3 e 8s. Isso ocorre porque, devido à *dead-zone* de frequência, o controle de *droop* dos VPI deixa de auxiliar o CAG quando as variações de frequência já foram reduzidas significativamente, “devolvendo”

o controle de frequência ao controle secundário quando esta já se encontra em uma situação bem mais estabilizada.

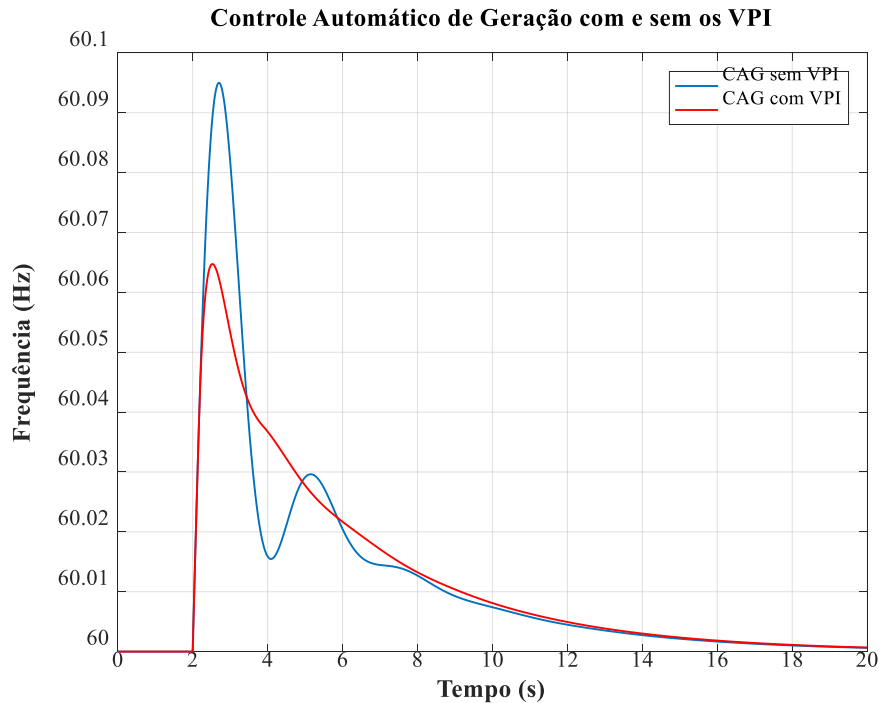


Figura 34 - Comparativo do CAG com e sem os VPI em resposta ao degrau

Os autores proponentes do modelo de VPI realizaram uma simulação bem mais detalhada da integração desses veículos na rede, em ambiente Matlab/Simulink, para demonstrar a sua efetividade no controle de frequência. O modelo programado, inclui tanto os modos BSH como CFR, além de simular a aleatoriedade dos SOC dos veículos, das cargas e da geração e o comportamento da potência de intercâmbio entre duas áreas de controle. Os detalhes desta simulação são apresentados no Anexo 3.

Desse modo, pode-se concluir que os veículos elétricos *plug-in* podem ser incluídos em um sistema elétrico de potência sem comprometer negativamente a qualidade da frequência de uma área de controle. Ao contrário: utilizar-se da capacidade V2G pode colaborar com o controle automático de geração reduzindo as variações de frequência ocasionadas pelos desvios de frequência.

6 ESTRATÉGIAS DE INTEGRAÇÃO DE ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE

Conforme apontado nos capítulos 4 e 5 deste trabalho, os veículos elétricos podem possuir impactos bem negativos em termos de desvios de tensão de longa duração, perdas de potência na transmissão e distribuição, e variações indesejáveis de frequência. Estes impactos podem ser minimizados (ou anulados) com a gestão eficiente do carregamento dos veículos elétricos. As estratégias que se utilizam do carregamento coordenado e da capacidade V2G poderiam, ainda, transformar os veículos elétricos em prestadores de serviços à rede, trazendo grandes benefícios à qualidade e à confiabilidade da energia.

Todavia, para que essas vantagens sejam obtidas, toda uma infraestrutura deve ser pensada, tanto nos âmbitos do sistema de potência quanto na estrutura interna do veículo. Essencialmente, tanto a coordenação do carregamento quanto a capacidade V2G, exigem que o carregamento seja inteligente, e, tal como nas *smart grids*, sistemas de medição, de comunicação, de controle e de atuação devem estar presentes e funcionando harmoniosamente.

É provável ainda que exista uma transição lenta entre o carregamento descoordenado e coordenado. Tal transição talvez não acompanhe a elevação do percentual de penetração dos VPI, e por isso, na ausência de estratégias inteligentes de carregamento, deve-se realizar uma análise dos efeitos que o carregamento não coordenado traz ao sistema elétrico de potência, apontando alternativas que solucionam os eventuais impactos negativos.

Assim sendo, este capítulo é dedicado a analisar as estratégias de integração das estações de carregamento com a rede, considerando os mais diversos fatores condicionantes, seja para a implantação do carregamento coordenado, seja a contextualização das problemáticas do carregamento descoordenado. Será realizada ainda uma discursão sobre a forma como os veículos elétricos podem ser integrados com as energias renováveis.

6.1 INTEGRAÇÃO INTELIGENTE

As metodologias de integração eficiente dos veículos elétricos que incluem carregamento coordenado e injeção de energia a partir da capacidade V2G, necessitam de

uma inteligência para a realização das principais atividades de forma precisa e automatizada. Tal inteligência visa à minimização dos impactos negativos dos VPI no SEP e deve garantir a integridade dos principais componentes dos veículos, principalmente as baterias. Além disso, faz-se necessária uma densa infraestrutura de comunicação que permita que os principais elementos interajam entre si.

As estratégias de controle inteligente são todas aquelas que utilizam, de alguma forma, inteligência no controle da interação entre os VPI e a Rede. Tal inteligência pode estar contida no veículo, no ponto de carregamento, ou nos centros de controle do SEP. Todos os softwares para gestão de dados e para a tomada de decisões, bem como a lógica de coordenação da comunicação, constituem essas estratégias, que serão exploradas nesta sessão.

6.1.1 Algoritmos de controle e gerenciamento de baterias

É imprescindível que os VPI possuam um sistema de gerenciamento de baterias (SGB) que permita que sua operação seja segura e confiável, possibilitando uma integração eficiente com a rede e evitando a degradação precoce das baterias. Neste sistema, uma série de algoritmos deve estar presentes para desempenhar as mais diversas funções, como explicam Young, Wang, *et al.*, (2013):

- a) Monitoramento das células: medições precisas e com intervalos de amostragem devidamente definidos devem ser realizadas para monitorar a temperatura, tensão e corrente das baterias, grandezas estas que são determinantes para o cálculo e/ou estimativa de diversos outros parâmetros.
- b) Estimativa do estado de carga: os algoritmos dedicados para a estimativa do SOC são de fundamental importância. Eles garantem o gerenciamento otimizado da energia da bateria, necessário para a operação dos veículos, para o sistema de carregamento e para uma boa integração com a rede.
- c) Controle de carga e descarga: inclui os algoritmos de controle das taxas de carga e descarga das baterias, bem como as condições nas quais ocorrem. Este controle deve garantir um compromisso entre o tempo de carga, vida útil das baterias e oferecimento de serviços auxiliares à rede caso a capacidade V2G ou os algoritmos de carregamento coordenado estejam presentes.
- d) Estimativa do estado de saúde: O estado de saúde (SOH) é o indicador que determina o número de vezes que as baterias podem ser carregadas ou descarregadas antes que

sua vida útil se finalize. Estes algoritmos são importantes, pois oferecem ao condutor a possibilidade de utilizarem sempre um sistema de armazenamento que corresponda às suas demandas de energia.

- e) Segurança e proteção da bateria: descargas profundas, sobrecargas, temperatura de operação e outros fatores podem colocar em risco tanto os usuários quanto as próprias baterias.
- f) Balanço das baterias: em sistemas compostos por um arranjo de baterias ligadas em série e em paralelo, é possível que ocorram diferenças de SOCs entre umas e outras, e isso pode afetar na eficiência do conjunto. A monitoração individual dos elementos do banco de baterias permite a equalização dos níveis de carga de cada bateria colaborando assim com a eficiência do sistema de armazenamento. Esses métodos de equalização variam desde o chaveamento de resistores nas células mais carregadas para que o excedente de energia seja dissipado, até a utilização de complexos recursos de eletrônica de potência para transferir energia de uma bateria para outra.

6.1.2 Controle para carregamento coordenado e da capacidade V2G

O carregamento descoordenado (aquele no qual o veículo começa a carregar assim que conectado aos pontos de carregamento) pode trazer aumento dos picos de demanda dos sistemas elétricos de potência, o que compromete os níveis de tensão, aumenta as perdas de potência, pode sobrecarregar os transformadores e os cabos da transmissão e distribuição, e exige maior intervenção do Controle Automático de Geração para o controle da frequência.

O carregamento coordenado e a capacidade V2G são técnicas de controle do carregamento dos veículos de uma região que visa a qualidade e a confiabilidade do SEP. Tal como explicado em sessões anteriores deste trabalho, consistem em carregar os veículos em quantidades de energia e em horários que sejam convenientes aos usuários e à rede; através da capacidade V2G, é possível que em determinadas situações o veículo injete energia na rede o que pode ser interessante para o consumidor quando realizados de forma inteligente.

A coordenação do carregamento constitui uma estratégia de integração. Possui diversas propostas na literatura, e se fundamenta em informações como o valor em tempo real da energia, os níveis de tensão e frequência da rede, e do estado de carga das baterias. É possível que tais algoritmos também incluam as informações das viagens anteriores dos veículos e informações anteriores do SEP para que o controle seja baseado em predição. Por

fim, é possível ainda que os algoritmos de carregamento obedeçam a comandos do operador do sistema de transmissão ou distribuição.

Entretanto, a coordenação do carregamento é uma estratégia de integração que vai além do âmbito lógico já que, tão importante quanto a elaboração de algoritmos de controle, estão a infraestrutura de comunicação, o sistema de sensoriamento, as políticas para tal implementação e o desejo dos usuários em participar das propostas. Estes outros fatores serão mais bem explorados posteriormente.

6.1.3 Sistemas de comunicação e seus protocolos

Os algoritmos para controle e coordenação do carregamento necessitam mandatoriamente de um conjunto de informações adquiridas tanto da rede quanto dos VPI. Tais informações devem ser transmitidas utilizando os mais variados protocolos e canais de comunicação. A infraestrutura de comunicação é um dos pontos críticos na integração eficiente dos veículos à rede, e constitui uma problemática tanto de âmbito lógico (protocolo utilizado, taxa de transferência, etc.) quanto do âmbito físico (canal de comunicação utilizado, arquitetura da infraestrutura, etc.). Ambos serão discutidos nessa seção.

Por definição, todo e qualquer estabelecimento de comunicação depende da existência de quatro elementos, sendo eles: Emissor, Receptor, Canal de Comunicação e Mensagem. Tais elementos dentro do contexto da comunicação veicular serão explicados a seguir.

6.1.3.1 Aspectos do Emissor e Receptor

Autores como Kaiwartya *et al.* (2016), Tao *et al.* (2017), e Li *et al.* (2017), definem a arquitetura em camadas (*layers*) de comunicação referente à integração VPI-rede tal qual é realizado nos estudos de Internet das Coisas (*Internet of Things – IoT*), criando assim o conceito de Internet dos Veículos (*Internet of Vehicles – IoV*). Os *layers* de comunicação são essencialmente três:

- a) Camada do usuário: também chamada de camada de percepção, inclui os veículos elétricos agregados para o fornecimento de serviços auxiliares à rede, e o sistema elétrico de distribuição e/ou transmissão. É o *layer* que inclui sensores e atuadores, onde as informações são coletadas e digitalizadas para a transmissão, e onde os comandos de controle são obedecidos.

- b) Camada de Coordenação: composta justamente pelos mais diversos canais de comunicação (*wireless*, fibras ótica, etc.) e seus protocolos (WiFi, 4G/5G, ZigBee, etc). Esta camada será mais bem explorada nas seções seguintes.
- c) Camada de Aplicação: é a camada onde as informações são armazenadas e processadas, e de onde as mensagens de controle partem. Nesta camada estão, por exemplo, os algoritmos para controle coordenado de carregamento.

A camada de coordenação não realiza apenas a interface entre a camada de aplicação e a de percepção, mas também estabelece canais de comunicação internamente às duas outras camadas. Neste aspecto, Kaiwartya *et al.* (2016) descrevem alguns tipos de comunicação veicular, como por exemplo a comunicação entre veículos (*Vehicle-to-Vehicle – V2V*). Assim, a infraestrutura de troca de informações é uma densa e distribuída rede, e a definição de emissor e receptor de um dado elemento desta rede é muito relativo ao fluxo do dado, uma vez que esta é bidirecional.

Porém, no ato da escrita deste trabalho, diversos problemas ainda precisam ser solucionados. Na camada de percepção, o principal desafio é a coleta de informações e a diferenciação entre elas, de modo eficiente em termos de custo e energia gasta (KAIWARTYA, ABDULLAH, *et al.*, 2016); é importante que as informações coletadas por estes sensores e que os sinais de comando possuam tamanhos (em bytes) reduzidos para que não sobrecarreguem a camada de comunicação, considerando o enorme fluxo de dados existente nas iniciativas de integração dos veículos na rede.

Na camada de aplicação, o principal desafio reside nos recursos computacionais utilizados. Estruturas de recepção, armazenamento e processamento de dados devem estar concentradas nos agregadores e distribuídas nos veículos. Faz-se necessário o processamento da grande quantidade de informação em um intervalo de tempo suficientemente curto e com consumo de energia reduzido. Tal camada deve ser capaz de se adaptar ao dinamismo dos veículos elétricos (TAO, OTA e DONG, 2017) que serão conectados e desconectados a todo instante e em locais variados.

6.1.3.2 Aspectos das Mensagens

A Sociedade de Engenheiros Automotivos (*Society of Automotive Engineers – SAE*) normatiza por meio de sua norma SAE J2847-1, as especificações para a comunicação entre

os VPI e a rede elétrica para transferência de energia e outras aplicações, e tem como principal objetivo, otimizar essa transferência garantindo o fornecimento suficiente de energia e a minimização dos estresses da rede.

Dentre outros aspectos, a norma SAE J2847-1 colabora com as estratégias de integração eficiente dos VPI aos sistemas elétricos ao definir as mensagens que podem ser trocadas entre os veículos e as centrais de inteligência (que podem ser tanto centralizadas como distribuídas). Bohn e Chaudhry, (2012), definem os seis tipos de mensagens estipulados na norma, sendo elas resumidas a seguir:

- Mensagens de Perda de Comunicação: indicam para o veículo e para o ponto de carregamento que a comunicação foi interrompida. Tais mensagens são importantes para que medidas protetivas sejam tomadas.
- Mensagens de requisição de Energia: consistem no conjunto de mensagens nas quais o veículo informa ao ponto de carregamento a quantidade de energia e a potência desejadas²⁴, e recebe informações como a disponibilidade da entrega, bem como a quantidade de energia já entregue. A existência de tais mensagens tem a finalidade de realizar a coordenação do carregamento e de auxiliar o sistema de cobrança.
- Mensagens de Identificação: são mensagens que contêm a informação dos mais diversos identificadores. Por exemplo: identificação do veículo, identificação do ponto de carregamento, identificação do usuário, etc. Essas mensagens auxiliam nas metodologias de cobrança e de segurança, e são de interesse tanto para a companhia de energia quanto para o usuário.
- Mensagens do controle de carga: são mensagens enviadas pelos centros de controle aos pontos de carregamento solicitando a redução ou cancelamento da carga, ou a injeção de energia em virtude das características de carga da rede. Essas são o centro do controle de demanda e da possibilidade de fornecimento de serviços auxiliares à rede. Um consumidor tem a opção de aceitar ou não os comandos do centro de controle, porém, a recusa pode resultar em custo adicional da energia.
- Mensagens de Preço: contêm o preço da energia informado pela companhia elétrica. Tal informação pode ser oferecida em tempo real – o que resultaria em mudanças frequentes dos valores – ou sob a forma de preços fixados por um período de tempo

²⁴ A energia está associada com o SOC da bateria, e a potência associada com o tempo com o qual tal SOC será alcançado.

mais longo, (como os preços diferenciados do horário de ponta, intermediário e fora de ponta).

- Mensagens com informações de tempo: inclui informações como o horário de início e de finalização da carga dos veículos, permitindo a elaboração de um histórico que auxilia nos algoritmos de controle por predição.

6.1.3.3 Aspectos dos canais de comunicação

Os aspectos relacionados ao canal de comunicação remetem o estudo à análise dos protocolos e dos canais de comunicação utilizados, constituintes da camada de coordenação. Kaiwartya *et al.* (2016) explicam que a escolha do canal de comunicação depende do *layer* onde ele está operando. Li *et al.* (2017), estabelecem as principais diretrizes para a escolha dos canais e protocolos especificamente utilizados para a comunicação entre os veículos e os agregadores e/ou operadores da rede: “a escolha da tecnologia de comunicação utilizada para aplicações V2G que objetivam serviços auxiliares à rede [...] pode ser feita com base em 5 fatores: largura de banda, atraso de comunicação, confiabilidade, segurança e mobilidade”. Cada item é explicado a seguir:

- Mobilidade: é um requerimento que não é considerado em outras aplicações na maioria das *smart grids* (LI, YU, *et al.*, 2017). Isso se deve ao fato de que, apesar dos serviços ancilares serem fornecidos enquanto os veículos estão estacionados, aplicações futuras²⁵ exigem comunicação, por exemplo, entre veículos e entre veículos e rede, mesmo quando estes estejam se movimentando.
- Segurança: indica a necessidade de proteger a rede contra ataques de hackers. Tais ataques poderiam, por exemplo, fornecer acesso remoto aos veículos durante o seu carregamento, fazendo com que estes não obedeçam aos algoritmos de controle o que pode destruir equipamentos dos usuários e comprometer a qualidade de energia de todo o sistema.
- Largura de Banda: a largura de banda, normalmente medida em bits por segundo, remete taxa de transferência de dados, ou seja, a quantidade de dados que podem transitar por um canal, sem perda ou distorção de informação. Nas aplicações de IoV, além da quantidade de informações transmitidas ser muito grande, o número de usuários se comunicando simultaneamente é enorme. Tudo isso conduz a um fluxo de

²⁵ Li, *et al.* exemplificam: previsão de local e horário de chegada para acesso à rede e os veículos autônomos.

dados muito elevado, exigindo, portanto, que a largura de banda seja suficientemente grande.

- Atraso de comunicação: também é um fator determinante, pois, para certas aplicações, o tempo de resposta a um comando deve ser rápido. Tao, Ota e Dong (2017) dizem que a infraestrutura de dados existente atualmente impõem atrasos inaceitáveis quando aplicada no contexto do IoV, sendo assim um fator complicador nos serviços de V2G.
- Confiabilidade: consiste na capacidade do sistema funcionar continuamente, sem falhar, e estando sempre pronto para ser utilizado.

O grande desafio reside na definição de uma tecnologia que atenda a esses cinco requisitos. Apesar de ainda não haver um padrão determinando qual tecnologia utilizar, estudos já são conduzidos para a avaliação das principais arquiteturas de comunicação. A grande aposta da comunidade científica é na utilização da rede 5G, devido a sua grande área de cobertura, baixo consumo de energia, grande largura de banda, baixo atraso de comunicação e alta confiabilidade prevista.

6.2 INTEGRAÇÃO COM ENERGIAS RENOVÁVEIS

As energias renováveis de característica intermitente, como a energia eólica e a solar, podem apresentar alguns inconvenientes à qualidade da energia. Zehir *et al.* (2017) explicam que um dos problemas que as fontes de energia renovável podem causar é a alteração do perfil de tensão em regime permanente do sistema. A Figura 35 (a) representa um sistema radial onde uma carga S_L é alimentada por um gerador denotado pela letra G . A tensão nos terminais da carga, V_L é dada por:

$$V_L = V_G - \left(\frac{S_N}{V_G}\right)^* \cdot Z_{LT} \quad (33)$$

Onde S_N é a potência enviada pelo gerador, Z_{LT} é a impedância série da linha de transmissão e V_G são as tensões nos terminais do gerador. Considerando que o sistema é radial e que a única fonte de geração advém do gerador G , pode-se afirmar que a potência S_N é igual à potência S_L . Pela equação (33), pode-se perceber que, considerando que não há variabilidade da potência gerada, as variações de tensão na barra 2 advém exclusivamente da variabilidade da carga.

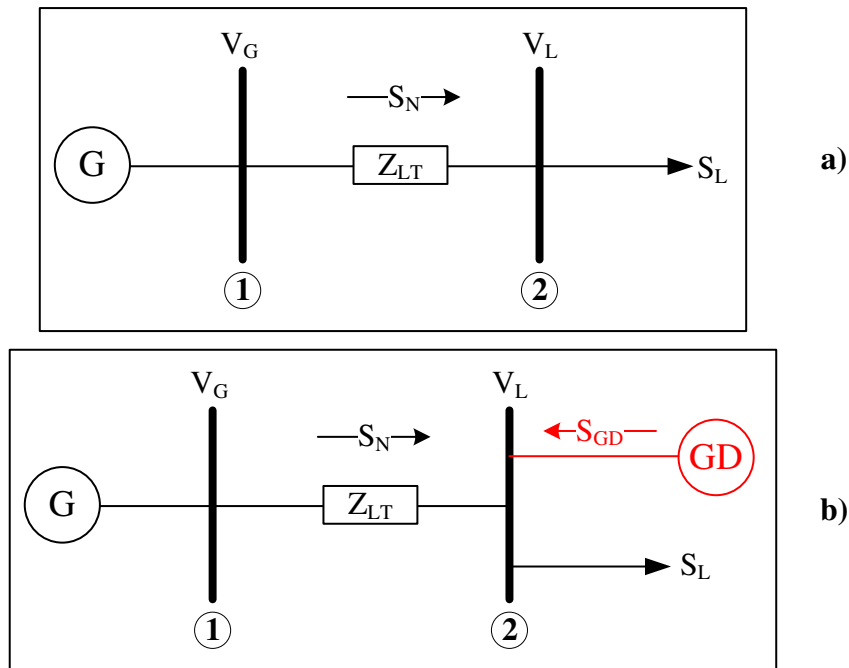


Figura 35 - SEP simplificado: (a) sem e (b) com geração distribuída

No contexto da geração distribuída, representado na Figura 35 (b) pelo bloco DG, tem-se que a potência enviada pelo gerador é igual a:

$$S_N = S_L - S_{GD} \quad (34)$$

E a tensão na barra 2 será:

$$V_L = V_G - \left(\frac{S_L - S_{GD}}{V_G} \right)^* \cdot Z_{LT} \quad (35)$$

Considerando que as principais fontes de geração distribuída atualmente têm características intermitentes, percebe-se que, nesta situação, a tensão V_L depende não somente da variabilidade da carga, mas também da variabilidade da potência S_{GD} . Zehir *et al.* (2017) explicam que os efeitos da variação de tensão são ainda mais proeminentes no sistema de distribuição secundário, pois a secção transversal dos condutores deste subsistema é menor, aumentando assim o valor da resistência série associada. Por fim, cabe ressaltar que pela equação (35) é possível que exista tanto elevação quanto redução da tensão na carga, à depender da quantidade de potência S_{GD} injetadas na rede.

As fontes de energias renováveis também trazem impactos nos valores das frequências. Como discorrido no capítulo 5 deste trabalho, sempre que houver uma diferença entre a potência gerada e a potência consumida, existirá um desvio de frequência da tensão do sistema. A energia solar de um grande parque solar pode sofrer grandes reduções da potência gerada sempre que uma nuvem passar sobre os painéis fotovoltaicos, por exemplo.

Por esta razão, para amenizar as alterações dos perfis de tensão e as variações de frequência, são utilizados sistemas de *backup* e/ou sistemas de armazenamento, como mostrados na Figura 36. Kempton e Tomic (2005) explicam que ambos são utilizados para reduzir os efeitos que a variação de potência causada pela geração distribuída pode trazer ao SEP, e diferem apenas no fluxo de energia. O sistema de *backup* é composto pelos geradores que auxiliam a geração distribuída quando esta produz potência insuficiente para suprir a carga, possuindo assim fluxo unidirecional de energia. O sistema de armazenamento – composto por baterias, supercapacitores, flyweels, etc. – além de injetar energia de modo a auxiliar a GD, também absorve o excedente produzido por ela. É possível ainda, controlar os níveis de tensão controlando a potência demandada pela carga em resposta às variações de potência gerada.

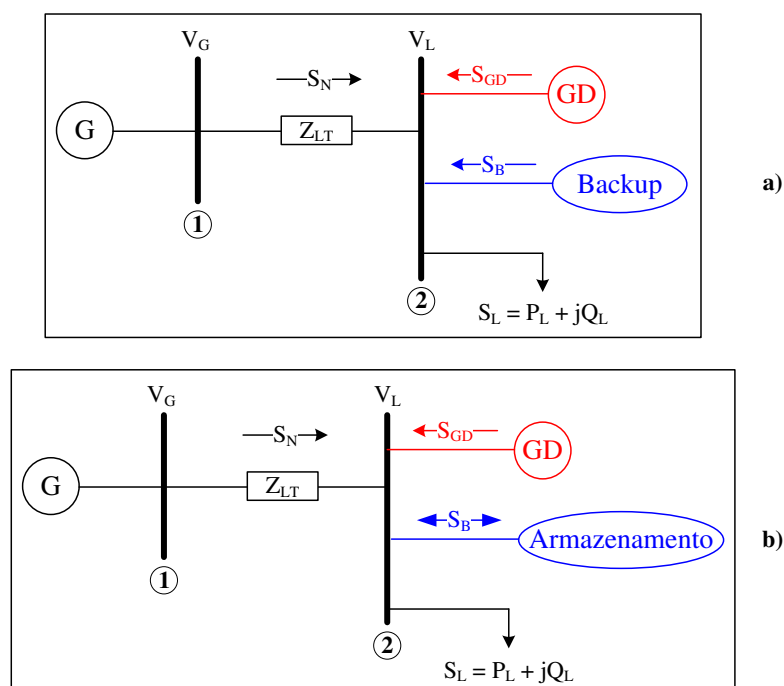


Figura 36 - Sistemas de *backup* (a) e de armazenamento (b)

Kempton e Tomic (2005) explicam que apesar da intermitência da energia solar, esta, em comparação com a energia eólica, é bem mais previsível, possuindo picos de produção que precedem os picos de demanda em apenas algumas horas. Nesta situação, as estratégias de carregamento coordenado incentivando a recarga dos veículos nos picos previstos de geração solar podem ser utilizadas, permitindo que os VE consumissem o excedente da energia gerada, colaborando com a qualidade da energia.

É possível ainda integrar os veículos elétricos com as fontes de energias renováveis a partir de sua capacidade V2G. Nesta situação, os veículos são utilizados como sistemas de armazenamento. Kempton e Tomic, (2005), explicam que essa é uma alternativa que faz sentido do ponto de vista econômico, uma vez que as baterias dos veículos não estão sendo utilizadas na maior parte do tempo. Estes autores mostram que os veículos com capacidade V2G podem servir como sistemas de armazenamento mesmo para sistemas onde as energias renováveis de características intermitentes representam metade (ou mais) da matriz energética, sem acrescentar grandes custos e aumentando a estabilidade e a confiabilidade.

6.3 INTEGRAÇÃO CONSIDERANDO A AUSÊNCIA DE CARREGAMENTO COORDENADO E V2G

As técnicas de integração baseadas no carregamento coordenado e na capacidade V2G demonstram grande efetividade no controle das perdas de energia de transmissão e distribuição, dos níveis de tensão e dos níveis de frequência da rede. Como já descrito neste capítulo, tais técnicas exigem a implementação de uma massiva infraestrutura de comunicação que interconecte sensores, atuadores e centrais de inteligência, além do desenvolvimento de diversos algoritmos que garantam tanto a integridade das baterias quanto a integridade do sistema elétrico de potência.

Tais soluções, inquestionavelmente, exigem investimento elevado e tempo de construção que talvez não acompanhe a introdução dos veículos elétricos no cotidiano das cidades (MOSES, MASOUM e HAJFOROOSH, 2012). Deve-se, portanto, compreender os impactos que os veículos elétricos causam ao sistema enquanto as estratégias de carregamento coordenado não estão disponíveis. Nesta seção, serão endereçados os principais desafios para essa integração e as formas para superá-los.

6.3.1 Vida útil e eficiência dos transformadores de distribuição

Como já descrito neste trabalho, os principais problemas trazidos pelos veículos elétricos ao sistema de potência advém, não exclusivamente do percentual de penetração dos veículos elétricos, mas também dos hábitos dos condutores. É bem provável que os donos dos VPIs cheguem em casa após o trabalho – horário esse que coincide com o horário de pico da rede – e em um curto espaço de tempo já conectem seus veículos nos pontos de carregamento; esta prática aumenta ainda mais a carga do sistema e diversos problemas derivam desta situação.

Um desses problemas é a redução da vida útil dos transformadores de distribuição. Perez (2010) explica que perdas no cobre – que são proporcionais ao quadrado das correntes circulando nos enrolamentos primários e secundários – representam a maior parcela das perdas dos transformadores e responsáveis principais do aumento de temperatura deste dispositivo; ele menciona ainda que, segundo a norma IEEE C57.91-1995, a temperatura de um transformador não pode exceder 80° acima da temperatura ambiente. Se a corrente excede a nominal do transformador, este sobreaquece. Tal sobreaquecimento reduz drasticamente a vida útil do dispositivo, pois compromete a efetividade dos materiais isolantes que o compõe, sendo eles, o papel e o óleo isolante.

Moses *et al.* (2010) conduzem um estudo baseado na simulação de um sistema de distribuição primário e secundário, composto por 22 transformadores de distribuição e um total de 1200 nós. O objetivo é verificar os níveis de carga exigida dos transformadores, considerando prováveis percentuais de penetração²⁶ e prováveis intervalos horários de recarga veicular. Considerando o intervalo horário de carregamento das 18:00h às 01:00h, os autores observam aumentos de 22 a 88% da corrente em relação à nominal dos transformadores para percentuais de penetração entre 17 e 62%. Deste modo, até que as metodologias de carregamento coordenado estejam operantes, as companhias elétricas serão forçadas a realizarem atualizações do sistema de distribuição (MOSES, MASOUM e HAJFOROOSH, 2012).

As atualizações consistem na substituição de transformadores por unidades de capazes de suportar os picos de demanda sem sobrecarga e nem aumento de temperatura. Gourisetti *et*

²⁶ Neste trabalho, MOSES, *et al.*, (2010), consideram que o percentual de penetração é a razão entre o número de nós contendo veículos elétrico e o número total de nós.

al. (2017) explicam que é possível que a substituição seja imediata ou atrasada. A substituição atrasada é economicamente justificada, considerando que se pode incidir juros sobre o valor do investimento da compra de um novo transformador que supera os prejuízos com reparos e aquisição de novos equipamentos.

Na substituição imediata, é possível que seja realizada tanto com a troca de transformadores por outros de maior potência, como com a paralelização de transformadores. Esta segunda estratégia deve ser cercada de cuidados como a garantia de mesma polaridade, mesma impedância, mesma sequência de fase, mesma razão de transformação, dentre outros, explicam Gourisetti *et al.* (2017). Se tais cuidados não forem tomados, é provável que surjam correntes que circulem entre os transformadores, reduzindo a eficiência do arranjo e aumentando sua temperatura.

6.3.2 Distorções harmônicas e desequilíbrio de fase

As tensões do sistema elétrico de potência alternado possuem forma de onda senoidal e frequência fundamental de 60 Hz. Com cargas lineares (resistores, capacitores e indutores), as formas de onda da tensão e da corrente são preservadas; porém, com cargas não lineares (como os circuitos que se utilizam de elementos de eletrônica de potência), tanto a corrente quanto a tensão de um determinado sistema podem sofrer distorções de sua forma de onda, que pela Teoria de Fourier, corresponde à injeção de harmônicos na rede. Uma maneira de medir o grau de distorção harmônica de um sinal é o cálculo da Distorção Harmônica Total (THD), dada por:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (36)$$

Onde V_1 é o módulo da componente fundamental da tensão medida e V_n é o módulo da n -ésima componente harmônica de tensão. O mesmo conceito pode ser expandido para a medição da THD da corrente. Pela equação 36 percebe-se que, quando um sinal é livre de quaisquer distorções, seu THD é nulo. Conforme estipulado no PRODIST módulo 8, as distorções harmônicas das tensões do sistema de distribuição não podem superar 10% para instalações com tensões inferiores a 1 kV, e não podem ultrapassar 8% para tensões entre 1 e 69 kV. Violar os limites de THD, seja para correntes quanto para tensões, provocam problemas, como pontuados por SHORT, (2004):

- Redução da eficiência e da vida útil dos transformadores: as perdas no núcleo são proporcionais à frequência da tensão aplicada em seus enrolamentos. Na presença de harmônicos, o transformador dissipa mais calor, reduzindo sua eficiência e, em caso de sobreaquecimento, também a sua vida útil.
- Perdas de Potência em condutores: o efeito pelicular reduz a secção transversal por onde a corrente flui em um condutor à medida que a frequência aumenta. Na presença de harmônicos, a resistência dos condutores aumenta para as componentes de frequência mais elevadas, e as perdas por efeito joule também.
- Interferência em equipamentos eletrônicos: alguns dispositivos eletrônicos mais sensíveis podem sofrer com a presença de componentes harmônicas.
- Redução da eficiência de motores: estes dissipam mais calor e tem seu desempenho comprometido quando alimentados com tensões distorcidas.

Outro fator que colabora para a avaliação da qualidade da energia é o fator de desequilíbrio de fase, que aumenta à medida que as amplitudes de tensões trifásicas são diferentes e que a defasagem de 120° entre as tensões varia. O cálculo do Fator de Desequilíbrio Percentual é realizado pela expressão²⁷:

$$FDes\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100\% \quad (37)$$

Onde V_+ é a componente de sequência positiva e V_- é a componente de sequência negativa. De acordo com o PRODIST, o $FDes$ não pode exceder 3% para instalações com tensões inferiores a 1 kV, e 2% para tensões entre 1 e 230 kV. Dentre os problemas associados a um elevado $FDes$, encontra-se a redução do desempenho de máquinas elétricas, e o aumento da corrente do neutro de instalações.

6.3.2.1 Impactos e Soluções dos Veículos Elétricos na THD:

Os carregadores veiculares utilizam de elementos de eletrônica de potência para realizar a retificação da tensão AC da rede e para o controle do carregamento (corrente constante – tensão constante) das baterias. Por essa razão, a corrente solicitada pelo carregador – e conseqüentemente em circulação pela rede – pode ser poluída por harmônicos.

²⁷ PILLAY e MANYAGE, (2001), explicam que existem 3 definições diferentes de Fator de Desequilíbrio. A equação 37 apresenta o $FDes\%$ verdadeiro, que coincide com o conceito utilizado pelo Prodíst.

Kütt *et al.* (2013) explicam que a distorção harmônica da corrente de entrada de um sistema de recarga veicular depende muito da tecnologia empregada ou seja, da topologia do circuito, dos componentes utilizados, da frequência de chaveamento, etc. Além disso, as características não lineares dos carregadores veiculares podem ainda comprometer a forma de onda das tensões.

Os harmônicos da tensão são avaliados por Pinto *et al.* (2017), que realizam medições reais em carregadores veiculares de nível L1, L2 e L3. Eles atestaram que o conteúdo harmônico das tensões não violam as normas do PRODIST para nenhum dos carregadores avaliados. Os mesmos autores avaliam também o conteúdo harmônico das correntes, e, diante da inexistência de regulamentação para a injeção de corrente por parte do PRODIST, atestam que não há violação das normas internacionais²⁸; Eles concluem assim que os carregadores veiculares não apresentam, por si só, problemas em termos de distorção harmônica.

Isso se deve ao fato de que a maioria dos carregadores veiculares – sejam eles *onboards* ou *offboard* – já cumprem as exigências internacionais de injeção de THD da corrente, segundo Collin *et al.* (2011). Este cumprimento é adquirido pela cuidadosa escolha da topologia e dos componentes do carregador ou pela inclusão de um filtro chamado “corretor de fator de potência” (*Power Factor Correction* – PFC). Tal filtro pode ser passivo ou ativo, e possui o objetivo de deixar a corrente de entrada o mais próximo possível de uma senóide em fase com a tensão de entrada.

Apesar de um carregador veicular não trazer problemas em termos de distorção harmônica, os impactos de uma quantidade elevada desses pontos de recarga podem ter efeitos indesejados quando realizada a avaliação da qualidade de energia do sistema de distribuição secundário. É o que fazem Collin *et al.* (2011), quando avaliam a qualidade da energia nos horários de ponta (considerado entre 17:30 e 22:30h) e fora de ponta (entre 02:00 e 07:30), considerando percentuais de penetração de 25, 50, 75 e 100%, em um sistema composto por 190 residências no Reino Unido.

O principal resultado das simulações de Collin *et al.* (2011) é que os efeitos dos VPI no sistema de distribuição secundária violam os limites ingleses de distorção harmônica²⁹ para um percentual de 50% de penetração. Eles chamam a atenção para o fato de que essa

²⁸ Normas IEEE Std. 519-2014, IEC 61851-21, IEC 61851-22, IEC 61000-3-2 e IEC 61000-3-12.

²⁹ 5% para instalações com tensões inferiores a 400 V.

distorção é ainda mais acentuada quando considerado o carregamento fora do horário de pico. Isso se deve ao fato de que as cargas demandadas pelos veículos elétricos seriam as principais da rede neste horário, fazendo com que não haja interação com as harmônicas das outras cargas e que não haja o fenômeno do cancelamento de harmônicos³⁰. Kütt, *et al.*, (2013), confirmam que, quanto mais diversificada for a carga, maior a probabilidade de haver cancelamento de harmônicos.

Assim, em termos de conteúdo harmônico, os veículos elétricos não são uma grande ameaça nos horários de pico, mas sim nos horários fora de ponta. As soluções para a minimização do THD advêm da utilização de filtros nas instalações, tais como de reatores série ou filtros *shunt* (KÜTT, SAARIJÄRVI, *et al.*, 2013).

6.3.2.2 *Impactos e Soluções dos Veículos Elétricos no FDes:*

Como já descrito os carregadores veiculares L1 (*slow charging*) são monofásicos, e os de L2 (*semi-fast charging*) podem ser tanto monofásicos quanto trifásicos, sendo estes os dois tipos mais aplicados para o carregamento veicular residencial. Os consumidores residenciais típicos são alimentados com tensões monofásicas e, combinando as cargas já existentes nas residências com a carga imposta pelos veículos elétricos durante o seu carregamento, é possível que um desequilíbrio de fases além dos limites padrões seja percebido.

Al Essa e Cipcigan (2015) realizam um estudo com o objetivo compreender os efeitos no desequilíbrio das tensões de linha de um sistema de distribuição secundário causados pelos VPIs. Tal estudo utiliza a topologia de um sistema real de 433 V presente no Reino Unido – cujo *FDes* máximo permitido é de 1.3%. Tal sistema é composto por quatro alimentadores fornecendo energia para um total de 96 consumidores cada. A curva de demanda desses consumidores considerando 0% de penetração de VPI – resultado de medições reais durante 24h – também é utilizada, possuindo demandas máximas de até 1.2 kW.

Os carregadores utilizados no estudo são monofásicos de L1, possuindo tensões e correntes de 230 V e 13 A, respectivamente, e com capacidade de fornecer 3.3 kW de potência por hora. O horário do carregamento considerado é das 17:00h às 7:30h e o estado de carga assumido é tal que, para atingir-se um SOC desejado, são necessários 5h de carga. As

³⁰ O cancelamento de harmônicos é um fenômeno onde a interação entre as harmônicas de mesma frequência mas fases diferentes resultem em uma atenuação ou cancelamento da mesma.

simulações são divididas em quatro casos referentes a diferentes percentuais de penetração³¹, conforme a Tabela 4:

Tabela 4 - Casos de Estudo para análise do desequilíbrio de fase

Caso No.	Percentual de Penetração	Número de Veículos Elétricos por fase		
		A	B	C
1	0%	0	0	0
2	25%	8	8	8
3	50%	16	16	16
4	75%	24	24	24

Fonte: AL ESSA e CIPCIGAN, (2015).

Al Essa e Cipcigan (2015) observam os fatores de desequilíbrios causados pelos carregadores veiculares monofásicos conectados em sistema um sistema de distribuição secundário. Os autores obtêm *FDes* superiores a 2.8%³² considerando 50% penetração dos VPI. *FDes* superiores a 3% são facilmente obtidos para 75% de penetração. É interessante ainda observar que, mesmo com quantidades iguais de pontos de carregamentos por fases – Tabela 4 –, os fatores de desequilíbrio ainda estão presentes, reforçando o fato de que o problema está associado principalmente com o hábito dos usuários.

Os resultados de Al Essa e Cipcigan, (2015), mostram fatores de desequilíbrio que superam os limites do sistema de distribuição inglês mesmo para percentuais de penetração pequenos. Tais resultados violam os limites brasileiros para percentuais de penetração de 75%. Cabe ressaltar que é possível haver violação dos limites estabelecidos pelo PRODIST para percentuais inferiores, uma vez que a curva de demanda residencial típica brasileira, a topologia do sistema de distribuição secundário, os condutores utilizados e o número de veículos conectados por fase podem ser diferentes do modelo considerado no estudo de Al Essa e Cipcigan (2015).

As soluções recomendadas para o desequilíbrio de tensões de linha quando não se dispõe das estratégias de carregamento coordenado incluem, conforme Gourisetti, *et al.*, (2017), um replanejamento do sistema de distribuição a fim de reforçá-lo e uma diferenciação

³¹O conceito de percentual de penetração utilizado por AL ESSA e CIPCIGAN, (2015), é a razão entre casas com VPI e o número total de casas.

³² AL ESSA e CIPCIGAN, (2015), utilizam um conceito diferente de THD, que pode ser correlacionado com o conceito apresentado na equação (37) pela soma de +0,3% para medições na ordem de grandeza avaliada, segundo PILLAY e MANYAGE, (2001).

das normas de qualidade de energia para os sistemas que alimentam esses tipos de carga. Observa-se que a sugestão de tentar equilibrar as cargas conectadas às fases não é uma alternativa proposta, já que a dependência maior reside nos hábitos dos consumidores.

7 PLANEJAMENTO DE INSTALAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Os EVSE residenciais (sejam elas L1 ou L2) estarão presentes em todas as casas que possuírem um ou mais veículos elétricos. Porém, é previsível que alguns condutores, pelas mais diversas razões, precisem carregar seus veículos em pontos de carregamento espalhados pela cidade. Um dos fatores fundamentais para a aceitação dos veículos de mobilidade elétrica – sobretudo os *plug-ins* – é justamente a existência de uma infraestrutura pública de carregamento que atenda às necessidades desses usuários, seja em meio urbano, seja em rodovias. Países ao redor do mundo já investem na criação de uma densa rede de recarga veicular. Os Estados Unidos, por exemplo, já possui diversas estações públicas de carregamento, como apresentado na Figura 37. Segundo dados do U.S. Department of Energy (2018), o país já totaliza 17.384 estações L2 e L3 públicas, contendo mais de 46 mil conectores no total.

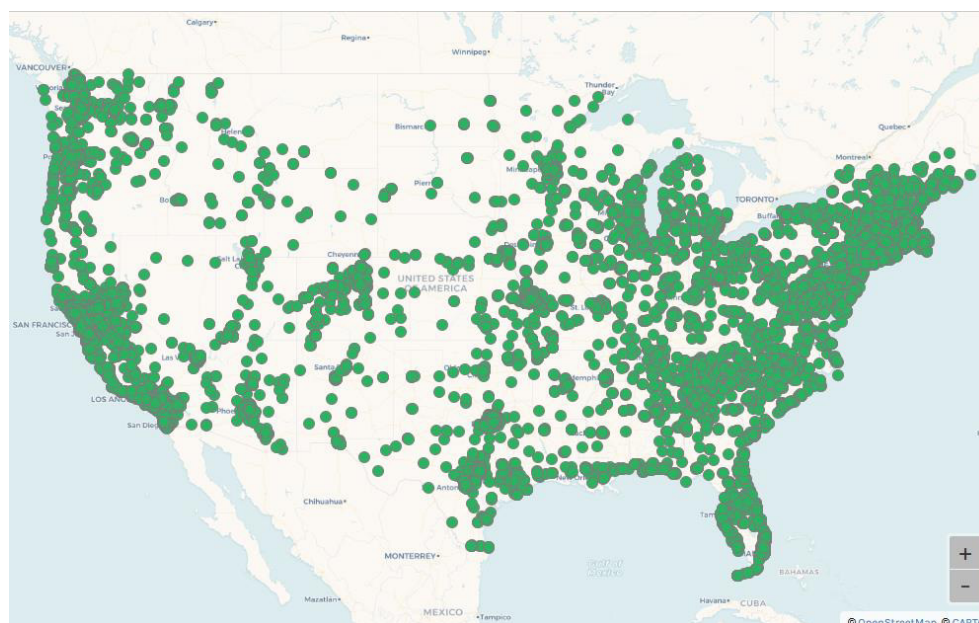


Figura 37 - Estações de carregamento L2 e L3 nos EUA.

Fonte: U.S. Department of Energy (2018)

No Brasil, a difusão dos pontos de recarga pública ainda é lenta, mas já é existente. É possível encontrar estações de carregamento (sobretudo do L2) nos estados de Santa Catarina, São Paulo e Rio de Janeiro, por exemplo. Segundo notícia publicada no jornal Gazeta do Povo (2018), já está em construção a primeira eletrovia – rede de estações de carregamento ao longo de uma estrada – do Brasil. O projeto visa colocar em funcionamento oito estações de

carga rápida ao longo da BR-277, no Paraná, duas das quais já se encontram em operação. Por enquanto, nenhum custo é repassado aos consumidores, tanto porque os equipamentos ainda estão em fase de testes, quanto porque ainda não se tem uma regulamentação definida de como deverá ser feita a cobrança pela recarga.

Diversos fatores devem ser considerados para o projeto e alocação dos eletropostos. Leeprechanon, *et al.*, (2016), afirmam que o planejamento de estações de carregamento – sobretudo as de L3 – devem considerar alguns pontos, tais como a estimativa da demanda de carregamento dos VPI e os impactos que ela causa na rede elétrica, a estimativa da quantidade de filas que podem se formar nos pontos de carregamento, os custos associados, dentre outros. Deve-se sempre alcançar um compromisso entre os interesses dos usuários de VPI, dos operadores da rede, e das empresas que gerenciam os postos. Este capítulo é dedicado a detalhar os fatores considerados para o planejamento das estações de carregamento e das estações de troca de baterias.

7.1 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DE UM ELETROPOSTO

Um eletroposto é o equivalente a um posto de combustível em cuja principal diferença é a substituição das bombas de combustível por estações rápidas de carregamento – *fast charge stations* - FCS. As considerações para o projeto de um eletroposto disponíveis na literatura visam o alcance de um compromisso entre o custo de instalação, a minimização dos impactos à rede e o atendimento satisfatório das exigências do consumidor. Por atendimento satisfatório entende-se o oferecimento de um serviço rápido e acessível aos usuários. Esta secção discutirá as principais considerações para o projeto de um eletroposto.

7.1.1 Critérios de satisfação

Os critérios de satisfação remetem à qualidade do serviço oferecido, e se relacionam tanto com aspectos construtivos quanto aspectos da localização do eletroposto. Em termos construtivos, o critério de satisfação primordial é o tempo de espera para a realização do carregamento que depende da quantidade de veículos que chegam ao eletroposto, da quantidade de FCS em operação e do tempo gasto para carregar as baterias. Apesar de não ser possível controlar o número de veículos que chegam e nem tempo necessário para carregar as

baterias (pois isto depende do estado de carga no instante em que os veículos chegam aos postos), a quantidade de FCS pode ser estimada por meio de métodos probabilísticos.

Em termos de localização, é necessário que os eletropostos sejam de fácil acesso para atender às demandas dos usuários. A escolha do local a construir as estações de carregamento em meio urbano deve ser tal que os motoristas percorram as menores distâncias para alcançá-lo. Caso estejam situados em uma rodovia, os eletropostos devem estar suficientemente próximos uns dos outros para que sejam utilizados antes que as baterias dos veículos se finalizem ao longo de uma viagem. A seguir serão explorados os métodos para atendimento dos critérios de satisfação.

7.1.1.1 *Estimação da quantidade de Veículos chegando ao eletroposto*

Essa estimativa serve como base para o correto dimensionamento de outros setores do posto. A quantidade de veículos circulando pela via e os respectivos *SOC* dos VPI são altamente dependentes da subjetividade dos condutores. Por esta razão, o número de veículos estimados para a chegada em um dado eletroposto é uma variável estocástica no tempo. Por esta razão, a estimativa desta quantidade deve utilizar-se de métodos probabilísticos.

Bae e Kwasinski (2012), por exemplo, se utilizam de informações como velocidade, quantidade de veículos descarregados transitando pela pista, quantidade de veículos permanentemente deixando a via, etc., para realizar a estimativa da quantidade de chegadas ao eletroposto. Eles utilizam um modelo chamado “modelo de localização de chegada de Poisson” – (*Poisson-Arrival-Location Model* – PALM), considerando que a taxa de chegada dos veículos em um determinado ponto obedece a uma distribuição de Poisson, em cuja probabilidade de k veículos passarem por um determinado ponto da rodovia é dado por:

$$P(k, \lambda) = \frac{e^{-\lambda} \cdot \lambda^k}{k!} \quad (38)$$

Onde $\lambda(t)$ é a taxa esperada de veículos passando por um determinado ponto, em um dado momento. O parâmetro $\lambda(t)$ “exige informações sobre o tráfego dos veículos [...], o que pode obtido utilizando informações de GPS ou de circuitos fechados de monitoramento instalados ao longo das vias” (BAE e KWASINSKI, 2012).

7.1.1.2 *Definição da quantidade de FCS no eletroposto*

A definição da quantidade de pontos de carregamento também é um fator essencial no projeto de um eletroposto. Essa determinação permite estimar a quantidade de filas no eletroposto, o tempo de espera dos consumidores e a estimação da demanda de carregamento. Um método amplamente utilizado para essa determinação se utiliza da Teoria das Filas.

Ross (2010) explica que a teoria das filas é uma teoria que permite que se estudem sistemas de natureza estocástica em que consumidores chegam a um ponto de serviço (por exemplo: caixa para pagamento, caixa eletrônico, postos de combustíveis, etc.) de uma determinada maneira aleatória, mas esperam em uma fila até que sejam atendidos, deixando, logo em seguida, o sistema. A teoria das filas permite estimar, dentre outras coisas, a quantidade média de consumidores esperando na fila e o tempo médio que tais consumidores passarão na fila. Essa teoria leva em consideração o fato de que os consumidores chegam ao sistema segundo uma distribuição de Poisson apresentada na Equação (38), e deixam-no segundo uma distribuição exponencial. A distribuição de probabilidade exponencial de parâmetro μ é dada por:

$$P_{exp}(k; \mu) = \mu \cdot e^{-\mu k} \quad (39)$$

Bae e Kwasinski (2012) e Dong *et al.* (2016) aplicam a Teoria das Filas no contexto de um eletroposto. A Figura 38 apresenta um eletroposto composto por c pontos de carregamento idênticos; neste posto, os veículos chegam segundo uma função densidade de probabilidade de Poisson de parâmetro $\lambda(t)$ (aqui interpretado como *taxa de chegada*), e deixam-no segundo uma função densidade de probabilidade exponencial de parâmetro μ (que significa a *taxa de saída*, também chamada de *taxa de finalização de carregamento*³³). A taxa de chegada é função do tempo porque a quantidade de veículos adentrando o sistema varia ao longo do dia; porém, a taxa de finalização de carregamento não é, uma vez que esta se relaciona com o tempo demandado para carregar o veículo, que segue uma distribuição constante ao longo do dia.

³³ A taxa de finalização de carregamento também é apresentada como o inverso do tempo de carregamento.

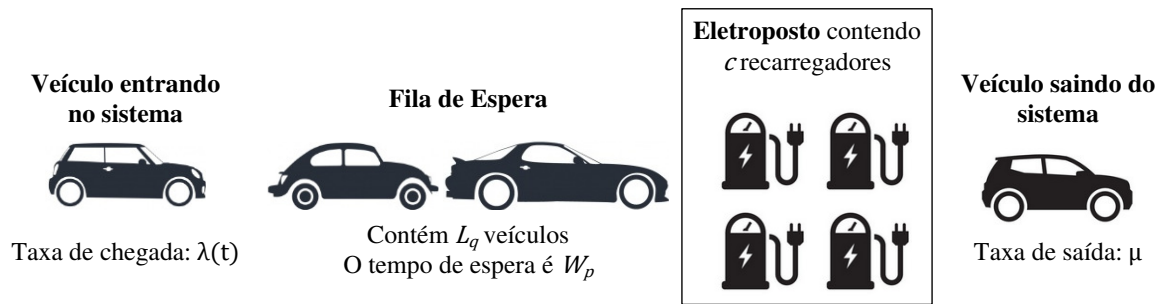


Figura 38 - Ilustração da Teoria das Filas aplicada aos eletropostos

Segundo a teoria, um consumidor que chega ao sistema é imediatamente atendido se existir algum servidor disponível. No contexto dos eletropostos, o servidor nada mais é do que um dos c pontos de carregamento. Se todos os c servidores estiverem ocupados, os usuários devem aguardar na fila até que qualquer um dos c pontos de carregamento esteja disponível. A probabilidade com a qual um servidor esteja indisponível é dada por:

$$\rho(t) = \frac{\lambda(t)}{c \cdot \mu} \quad (40)^{34}$$

Bae e Kwasinski (2012) chamam atenção para o fato de que, segundo a Teoria das filas, para que o sistema seja estável, ou seja, para que a quantidade de veículos na fila de entrada não tenda a infinito, o parâmetro $\rho(t)$ deve ser sempre inferior a 1; Por esta razão, Dong, *et al.*, (2016), calculam o parâmetro $\rho(t)$ considerando apenas o valor máximo de $\lambda(t)$, λ_p , que corresponde à taxa de chegada nos horários de pico. Assim, a quantidade de pontos de carregamento deve obedecer:

$$c > \frac{\lambda_p}{\mu} \quad (41)$$

A quantidade de veículos nas filas em horário de pico, conforme explicado por Dong, *et al.* (2016) é estimada por:

$$L_q = \frac{(\rho_0 c)^c \rho_0}{c! (1 - \rho_0)^2} \cdot P_0 \quad (42)$$

³⁴ Esta equação também é chamada de “Equação de Equilíbrio”

Sendo ρ_0 o valor de $\rho(t)$ calculado nos horários de pico. P_0 é a probabilidade total de disponibilidade, dado por:

$$P_0 = \left[\sum_{n=0}^{c-1} \frac{1}{n!} \cdot \left(\frac{\lambda_p}{\mu} \right)^n + \frac{1}{c!} \cdot \frac{1}{1 - \rho_0} \cdot \left(\frac{\lambda}{\mu} \right)^c \right]^{-1} \quad (43)$$

E finalmente, o tempo de espera na fila durante os horários de pico é dado por:

$$W_q = \frac{L_q}{\lambda_p} \quad (44)$$

Considerando, portanto, que o valor de c é apenas limitado inferiormente pela razão λ_p/μ , a definição da quantidade de pontos de recarga deve considerar a quantidade de fila formada e o tempo de espera na fila. Desse modo, um fator crítico para a determinação do número pontos de carregamento é a tolerância dos usuários à espera. Zhu *et al.* (2017) sugerem que o limite de paciência do usuário pode ser determinado utilizando-se de pesquisas psicológicas, auxiliando assim o projeto dos eletropostos.

7.1.1.3 Definição da localização

A definição dos locais onde os eletropostos estarão localizados é um problema importante no contexto da eletromobilidade. Por um lado, as iniciativas para construção de estações de carregamento públicas advém da existência de demanda, ou seja, da penetração de veículos elétricos e híbridos. Por outro lado, a penetração dos VPI depende da existência da infraestrutura de recarga. Porém, independente da existência ou não de demanda, já existem formas de selecionar os locais onde os eletropostos podem ser construídos – seja a curto ou a longo prazo. Variando em complexidade, tais métodos podem se basear nos mais diversos fatores, como a demanda existente (ou a demanda projetada), na autonomia dos veículos e nos custos de instalação.

A eletrovia brasileira apresentada no início deste capítulo possuiu um método simplificado de localização dos eletropostos. A notícia do jornal Gazeta do Povo (2018) declara que as estações ficarão distantes cerca que 100 km umas das outras e essa escolha foi baseada na consideração de que a autonomia dos veículos elétricos é de 150 km, em média. Liu, Wen e Ledwich (2013) utilizam um método similar aplicado ao meio urbano. Baseando-

se em *SOC* mínimos e máximos – definidos de modo a preservar a vida útil das baterias – e em outros fatores, definem uma distância de máxima de condução segura d^E e, em posse desse informação, calculam o raio de serviço d_{max} e a distância entre duas estações de carregamento adjacentes, D_{EVCS} , pelas inequações:

$$\begin{cases} d_{max} \leq d^E \\ d_{max} < D_{EVCS} < 2 \cdot d_{max} \end{cases} \quad (45)$$

Muitos autores buscam a localização ótima das estações de carregamento. Leeprechanon *et al.* (2016), e Zhu *et al.* (2017) utilizam o princípio da localização de máxima cobertura - LMC. Esse princípio foi apresentado pelos autores CHURCH e REVELLE, (1974), inspirados no princípio da localização de cobertura total – LCT. Ambos os princípios são métodos matemáticos para alocar a menor quantidade de estações de serviço em uma dada região, em cujos princípios obedecem a algumas condições. Uma dessas condições é o atendimento do raio máximo de atendimento, d_{max} , para cada estação de carregamento, que indica a distância máxima que um consumidor precisaria se deslocar para receber o serviço.

A diferença entre LMC e o LCT pode ser observada na Figura 39 a seguir, onde o objetivo é atender a região representada pelo o círculo de borda escura pelas estações de serviço representadas por quadrados vermelhos. A área de abrangência de cada ponto de serviço está representado pelo sombreado azul.

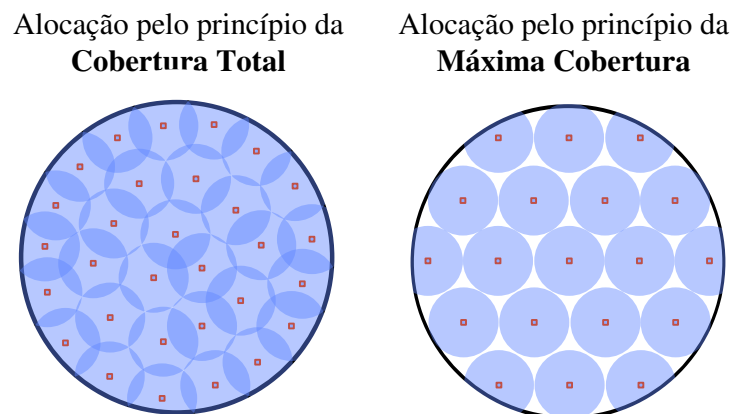


Figura 39 - Comparativo entre os princípios da alocação por cobertura total e por cobertura máxima

No princípio do LCT, devem-se alocar as estações para que toda a região considerada esteja coberta de modo que a distância máxima entre qualquer ponto da superfície desta região e uma estação de serviço seja inferior ou igual a d_{max} , não importando quantas estações sejam necessárias para cumprir tal objetivo. Por sua vez, a LMC visa cobrir a maior quantidade possível da área desejada utilizando o mínimo possível de estações.

Church e Reville (1974) propuseram esse método por terem percebido que cobrir totalmente uma área exigiria muitas estações de serviço, em cujos custos de instalação superam, em muito, os benefícios de atender 100% da região. O método LMC otimiza o problema de oferecimento de serviço considerando tanto os critérios de benefício quanto de custo. Pode-se observar ainda com o auxílio da Figura 39 que nem todos os pontos da superfície de estão cobertas pelas estações de serviço alocadas considerando a máxima distância. Porém, essas áreas descobertas podem ainda ser atendidas necessitando, somente, percorrer uma distância pouco maior que d_{max} .

No contexto do planejamento de estações de carregamento, deve-se observar que a distância entre o ponto de serviço e o ponto de demanda do método LMC não é uma distância medida em linha reta (distância Euclidiana), mas sim a distância efetiva da cidade, considerando as curvas, declives e etc. Os métodos matemáticos para a solução do problema de alocação pelo princípio da LMC estão fora do escopo deste trabalho.

7.1.2 Critérios de minimização dos impactos à rede

Os critérios de qualidade energia avaliados durante a etapa de projeto das estações de carregamento visam prevenir os impactos negativos que as estações de carregamento podem trazer à rede. Esses critérios são utilizados por autores como Leeprechanon, *et al.*, (2016), Zhu, *et al.*, (2017), Liu, *et al.*, (2013), quando estes pesquisam a localização ótima das estações de carregamento em uma determinada área. Apesar dos métodos de otimização estarem fora do escopo do trabalho, convém explicar os critérios de qualidade de energia aos quais o projeto de um eletroposto está sujeito.

7.1.2.1 Estimação da demanda

A estimação da demanda ajuda na etapa do dimensionamento dos condutores, das proteções e do transformador de entrada, mas também permite analisar os impactos causados

na rede elétrica. A teoria das filas contribui nessa estimação. Inicialmente, a quantidade esperada de estações de carregamento ocupadas em um dado momento pode ser estimada pela expressão:

$$B(t) = \frac{\lambda(t)}{\mu} \quad (46)$$

E o valor esperado potência ativa demandada pelo eletroposto, em um dado momento, será:

$$P(t) = p_{med} \cdot B(t) \quad (47)$$

Onde p_{med} é a potência média de cada um dos c pontos de carregamento. Utiliza-se o valor médio porque a potência de carregamento também é uma variável estocástica, pois dependendo do tipo e do estado de carga de cada bateria. Porém, apesar de ser uma variável aleatória, a potência de carregamento é limitada superiormente pela potência máxima do ponto de carregamento e do circuito de alimentação, p_{max} ; A presença de filas implica, necessariamente, que todos os servidores estão ocupados carregando os veículos; neste caso, se todas as FCS estiverem carregando à plena carga³⁵, a potência máxima das estações de carregamento será:

$$P_{MAX} = c \cdot p_{MAX} \quad (48)$$

Bae e Kwasinski, (2012), explicam que se baseando nesse perfil de demanda, o projeto da instalação (transformadores, sistema de proteção, condutores) pode ser realizado com maior confiabilidade. Os autores sugerem ainda que, utilizando-se de tais informações, é possível dimensionar sistemas de armazenamento para assim diversificar a matriz energética do eletroposto, para que o valor da recarga seja mantido constante mesmo nos horários de congestão da rede, e para que o eletroposto seja incluído nas propostas de resposta à demanda sem comprometer as suas atividades.

7.1.2.2 Critérios de qualidade de Energia

A localização do eletroposto deve ser tal que este seja conectado em um barramento de tal modo que a sua carga somada à carga já existente não viole os limites qualidade de

³⁵ A potência de entrada em um ponto de carregamento varia ao longo do processo de carga, sendo mais alta para valores mais baixos de SOC.

energia. Por essa razão, o projeto de um eletroposto é realizado em concomitância com a execução de algoritmos de fluxo de potência, observando se tal eletroposto excede os critérios de tensão nos barramentos ou os limites de corrente. Uma vez que esses critérios são violados, as soluções possíveis consistem no reforço da rede existente, no investimento em geração distribuída e/ou banco de baterias, ou na escolha de outra localização para a instalação.

Uma vez conhecendo os dispositivos da instalação, sobretudo os pontos de recarga, é possível prever com um bom grau de precisão o fator de potência do eletroposto e a injeção de harmônicos na corrente. Em caso de infração dos limites de potência reativa e de THD, deve-se incluir no projeto do eletroposto os mecanismos de filtragem de harmônicos (seja filtragem passiva ou ativa) e correção de fator de potência.

7.1.3 Critérios de custo

Liu, Wen e Ledwich, (2013), explicam que existem quatro tipos de custos associados aos eletropostos, sendo eles: custos de investimento (C_{FCS}^I), custos de operação (C_{FCS}^O), custo de manutenção (C_{FCS}^M) e custos por perdas de potência na rede (C_{FCS}^P). O objetivo de avaliar os critérios de custo eletroposto é alcançar-se a minimização total destes, ou seja:

$$\min F = C_{FCS}^I + C_{FCS}^O + C_{FCS}^M + C_{FCS}^P \quad (49)$$

Essa minimização pode ser alcançada com o devido planejamento, incluindo a localização dos eletropostos, as tecnologias utilizadas, etc. A seguir, serão descritos cada um destas despesas.

7.1.3.1 Custos de Investimento

Os custos com investimento são estimados na etapa de planejamento e dependem dos equipamentos e materiais utilizados na instalação. Os custos considerados são os custos com a aquisição dos equipamentos para o carregamento (EVSE), com construção civil, e com as instalações do eletroposto.

Os custos com aquisição de equipamentos é bastante elevado pelo fato de ainda ser uma tecnologia nova. Vagropoulos *et al.* (2014) explicam que existe uma relação inversamente proporcional entre o custo dos EVSE e o percentual de penetração dos VPI; eles

explicam ainda que atualmente os preços dos equipamentos para carregamento variam enormemente em relação aos tipos e aos fabricantes.

A escolha do local influencia bastante no custo total do eletroposto. Leeprechanon *et al.* (2016) chama atenção, por exemplo, ao fato de que o valor do metro quadrado, em geral, aumenta à medida que se aproxima do centro da cidade, que, em muitos casos, coincide com os centros de demanda por carregamento veicular.

Os custos com instalação incluem, dentre outras coisas, o projeto e a instalação dos circuitos, das proteções e do transformador de entrada. A potência de um transformador é o principal fator que influencia no seu preço. Uma vez estimada a demanda de carregamento máxima pela Equação (48), tem-se que a potência do transformador deve ser igual a:

$$S_T = (P_{MAX} + P_{outros}) \cdot (1 + \sigma) \quad (50)$$

Onde P_{outros} é a potência dos outros dispositivos da instalação do eletroposto, tais como sistemas de iluminação, alimentação de computadores, etc., e parâmetro σ é um número real maior ou igual a zero que permite selecionar uma potência do transformador superior às previsões de carga. Essa estratégia é interessante, pois visa preparar a instalação para futuras expansões.

7.1.3.2 Custos de Operação

O custo de operacionalização associado ao funcionamento do eletroposto engloba os custos com eletricidade e custos com recursos humanos (pagamento de salários) (ZHU, LI, *et al.*, 2017). Ainda não existe, no Brasil, uma regulamentação por parte da ANEEL das condições de cobrança de energia elétrica aos pontos de carregamento públicos. Porém, por meio da audiência pública 029/2017, a ANEEL já discute com a comunidade sobre “os aspectos relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos”, conforme publicado no Diário Oficial da União, Nº 98 do dia 24/05/2017.

7.1.3.3 Custos de Manutenção

Incluem os custos com manutenção preventiva e corretiva dos sistemas componentes da instalação do eletroposto. Os custos de manutenção englobam tanto os custos com recursos humanos quanto os custos com materiais de reparo e substituição. Vagropoulos *et al.* (2014)

apontam que o custo anual com manutenção pode chegar até a 10% do custo total da instalação. Por esta razão, uma rotina de manutenções preditivas deve ser bem planejado para minimização dos custos com manutenção.

7.1.3.4 Custos com perdas na instalação

Nem toda energia que entra no eletroposto é utilizada no carregamento dos veículos elétricos – ou convertida em trabalho útil. Parte da potência de entrada é perdida no próprio circuito condutor da instalação; além disso, sabe-se que as FCS não possuem 100% de rendimento, apresentando assim uma parcela de perdas. Deste modo, considerando as altas potências de carregamento, as perdas na instalação não devem ser desprezadas, principalmente quando se realiza uma avaliação anual dos custos.

7.2 PLANEJAMENTO DE ESTAÇÕES DE TROCA DE BATERIAS

As estações de troca de baterias – *Battery Swap Stations* (BSS) – são alternativas para a recarga dos VME e são resposta à necessidade de reduzir o tempo gasto nos eletropostos. O projeto de uma BSS, apesar de necessitar atender aos critérios de satisfação, custo e impactos na rede tal quais os eletropostos, possui algumas particularidades que serão apresentadas a seguir.

7.2.1 Critérios de satisfação

O planejamento de estações de troca de baterias possui algumas especificidades. A primeira diferença entre as BSS e os eletropostos são as considerações sobre os critérios de satisfação que também contemplam os aspectos de facilidade de acesso e tempo de espera para o atendimento; ambas serão apresentadas a seguir.

7.2.1.1 Sobre a espera para o atendimento

Devido ao tempo de serviço nas FCS ser elevado (da ordem de 30 minutos), a probabilidade de formação de filas é grande, principalmente se o número de pontos de carregamento não obedecer à equação de equilíbrio da teoria das filas. Já nas BSS, como apresentado no capítulo 3 deste trabalho, o tempo de serviço é inferior a 5 minutos, reduzindo significativamente a probabilidade de formação de filas em relação às FCS.

Porém, apesar desta probabilidade ser reduzida nas BSS, ela não é nula, e deve ser avaliada. É o que fazem SUN, TAN e TSANG (2017) ao modelarem o problema com uma abordagem que também se utiliza da teoria das filas. A Figura 40 ajuda a compreender o problema. Imediatamente percebe-se que o grau de complexidade da análise é superior ao modelo dos eletropostos. Aqui, existem duas filas concatenadas: uma fila de laço aberto para os veículos e uma fila de laço fechado para as baterias.

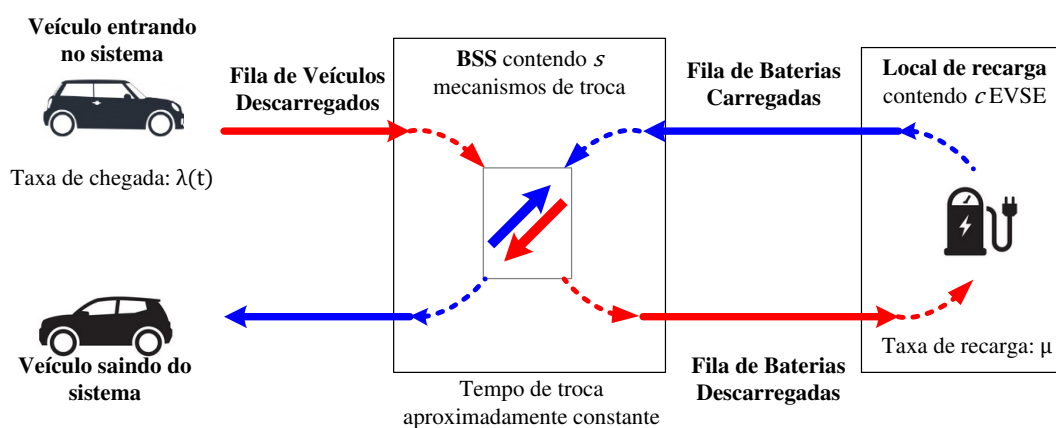


Figura 40 - Teoria das filas aplicada às BSS

Sun, Tan e Tsang (2017) explicam que a fila para os veículos foi modelada como de laço aberto porque o número de VME no sistema é variável, ou seja: chegam à BSS seguindo uma distribuição de Poisson e deixa o sistema logo após a finalização da troca. Só se formará fila de veículos descarregados se não houver nenhum mecanismo de troca disponível no momento ou se não houver nenhuma bateria recarregada. Já a fila de baterias (também entendida como um estoque) é modelada como de laço fechado porque o número de baterias no sistema é constante, ou seja: cada veículo deixa uma bateria descarregada e consome uma carregada. Na fila das baterias, assume-se que as baterias são padronizadas (tanto nas dimensões físicas quanto em parâmetros elétricos), e que o tempo de recarga obedeça a uma distribuição exponencial. A Figura 40 mostra ainda que existe um estoque de baterias carregadas e outro de descarregadas.

Tendo em vista que a quantidade de estações de carregamento, de mecanismos de troca e de baterias no sistema (sejam carregadas ou em processo de recarga) influencia na probabilidade de formação de filas e no custo total da instalação, os critérios de conforto consistem na determinação dessas quantidades de modo que não se comprometa os custos da

instalação e que os limites de espera não excedam determinado valor. Este é um problema de otimização que foge do escopo deste trabalho.

7.2.1.2 Sobre a facilidade do acesso

Segundo Tan, Sun e Tsang (2014) existem dois modos de implementar uma estação de troca de baterias. O primeiro modelo é chamado “modo de carregamento local” (MCL), que agrupa todas as BSS onde a recarga das baterias é realizada no mesmo local onde as baterias são trocadas. O segundo modelo é chamado “modo de carregamento centralizado” (MCC), que são as BSS em que o local de carregamento é diferente do local onde a troca é realizada. No modo MCC, o local de recarga pode atender diversas BSS.

A alocação das BSS pode ser realizada utilizando os mesmos princípios dos métodos de alocação dos eletropostos: escolhem-se os locais preferíveis para a construção baseando-se na área de cobertura de cada BSS e executam-se os algoritmos para cálculo do fluxo de potência considerando-se o modo MCL³⁶. Em caso de violação dos limites de tensão, de corrente, ou de carga dos transformadores de potência, têm-se as opções de escolher outro local para a construção da BSS ou, simplesmente, mudar-se para o modo MCC, construindo apenas as estações de recarga em um local diferente. Assim, as BSS possuem maior flexibilidade em termos de localização do que os eletropostos.

7.2.2 Critérios de minimização dos impactos à rede

Os critérios de minimização dos impactos devem estar presentes no projeto das BSS tanto operando nos modos MCL quando MCC, pois deve-se respeitar as normas de qualidade de energia. Porém, as BSS possuem uma possibilidade adicional em relação às FCS que minimizam consideravelmente os impactos que estas trazem à rede, que é justamente a capacidade de formar um estoque de baterias descarregadas que podem ser recarregadas em outro momento.

O cálculo da potência máxima da instalação dos locais de recarga das baterias pode ser realizado utilizando o mesmo procedimento descrito na Equação (48), ou seja, pelo produto entre o número de pontos de recarga pela potência máxima de cada um desses pontos. A vantagem que a habilidade de formação de uma fila de baterias descarregadas trás, é na

³⁶ O MCL tem a vantagem de não possuir custos de com o transporte das baterias. Por essa razão, considera-se inicialmente que será construído uma BSS-MLC;

redução dos picos de demanda. O estoque de baterias descarregadas pode ser facilmente recarregado ao longo da noite utilizando-se de estações de carregamento L1 e L2 (ou seja, que demandem menos potência da rede que as estações de L3). A recarga em período noturno também trás a vantagem de redução dos custos operacionais, já que estas serão recarregadas em horário fora de ponta.

Por questões de continuidade do serviço, é possível que os locais de troca das baterias das BSS sejam dotados de estações de carregamento L3, que são utilizadas quando o estoque de baterias carregadas se esgota. Nestes casos – que devem ser evitados – o processo de recarga se inicia a qualquer momento, o que pode gerar custos operacionais adicionais. Além disso, o tempo de espera dos veículos aumenta, pois as BSS passam a operar de modo semelhante às FCS.

7.2.3 Critérios de custo

Um dos critérios de projeto de uma estação de troca de baterias é o de custo, que também podem ser considerado por meio de uma abordagem que visa à otimização de uma função objetivo baseada nos aspectos mais pertinentes da instalação. Zheng *et al.* (2012), e Zheng *et al.* (2014), por exemplo, utilizam métodos numéricos para maximização da função lucro, ou seja:

$$\max(\text{Lucro}) = \text{Receitas} - \text{Despesas} \quad (51)$$

Onde as despesas podem ser quantificadas como:

$$\text{Despesas} = C_{BSS}^I + C_{BSS}^O + C_{BSS}^M + C_{BSS}^D \quad (52)$$

Onde C_{BSS}^I , C_{BSS}^O , C_{BSS}^M , C_{BSS}^D são, respectivamente, os custos de investimento, de operação, de manutenção e de eliminação das baterias associados às estações de trocas de baterias, respectivamente.

7.2.3.1 Sobre as receitas

A forma de pagamento pelo serviço é bastante diferente nas BSS; nelas, são realizados planos mensais ou anuais tal qual é realizado nos serviços de telefonia, como explicam Tan, Sun e Tsang (2014): “os motoristas dos veículos elétricos são cobrados pelas milhas dirigidas, exatamente como os usuários de celular, que são cobrados com base no uso de dados e no

tempo de ligação”. É justo, afinal, o custo da energia elétrica no instante da troca das baterias não é, necessariamente, igual ao valor no momento em que esta foi carregada. Assim, a arrecadação é muito mais previsível nas BSS do que nos eletropostos, que estão sujeitos à variabilidade do preço da energia e do *SOC* dos veículos.

7.2.3.2 Sobre os custos de investimento

Os custos de investimento também incluem os custos de aquisição de áreas para a construção, os custos de construção civil, e a aquisição de equipamentos, tanto referentes aos locais onde as baterias serão trocadas quanto aos locais onde as baterias serão recarregadas (que como já explicado, não são, necessariamente, os mesmos). Um dos equipamentos que devem ser adquiridos na fase de investimento é a plataforma de troca. Esta consiste em todo um aparato eletromecânico necessário para automatizar o processo de retirada da bateria descarregada do veículo e colocação da bateria carregada.

7.2.3.3 Sobre os custos de operação

Em aspectos qualitativos, os custos de operação das BSS são semelhantes aos dos eletropostos, ao incluírem os custos com eletricidade tanto para o carregamento das baterias quando para a alimentação dos demais dispositivos da instalação – incluindo as perdas de condução e de chaveamento –, os eventuais custos logísticos e os custos com recursos humanos.

Em aspectos quantitativos, os custos operacionais apresentam diferenças, sobretudo no que diz respeito os valores pagos à concessionária de energia pela eletricidade empregada na recarga das baterias. Nos eletropostos, o preço da energia pode oscilar entre os valores dos horários de ponta, fora de ponta ou intermediários, enquanto que nas BSS, as baterias descarregadas podem ser recarregadas apenas nos horários fora de ponta, acarretando assim em menores custos.

Por outro lado, em relação ao faturamento da energia consumida nas BSS devido a utilização dos demais dispositivos da instalação, os eletropostos consomem menos, já que a carga dos equipamentos adicionais é menor (uma vez que não possuem as plataformas de troca de baterias). Os custos com recursos humanos, em ambas as metodologias de carregamento, são inversamente proporcionais ao grau de automatização das instalações,

podendo estes até ser desprezados. Os custos com logística estão presentes nas BSS operando em modo MCC.

7.2.3.4 *Sobre os custos de manutenção*

O envelhecimento e as falhas dos equipamentos das instalações de uma BSS acarretam custos adicionais. Neste aspecto, é esperado que os custos de manutenção nas estações de troca sejam superiores ao dos eletropostos, pois as BSS são sujeitas tanto a falhas nos equipamentos elétricos quanto nos mecânicos.

7.2.3.5 *Sobre os custos de descarte e reposição e baterias*

A existência das BSS permite que os custos com a aquisição das baterias não sejam repassados integralmente ao consumidor, uma vez que “existe um desacoplamento entre a posse do veículo elétrico e da bateria” (TAN, SUN e TSANG, 2014). Em outras palavras, os usuários dos veículos elétricos apenas utilizam as baterias, mas não são, necessariamente, donos destas. Isso acarreta em menores custos ao consumidor e tende a acelerar o processo de aceitação dos VME.

Porém, como já explicado, as baterias possuem uma vida útil, chegando ao seu fim após certa quantidade de ciclos de carga e descarga. Como o usuário dos veículos não são os donos das baterias, as BSS devem necessariamente oferecer baterias com bom SOH³⁷, promovendo o descarte adequado das baterias inapropriadas para o uso e adquirindo novas baterias para coloca-las em circulação. Estas atividades compõem os custos de descarte e reposição de baterias. Estes custos podem ser minimizados quando adotadas iniciativas de reciclagem das baterias, como apontam Zheng *et al.*, (2014).

³⁷ O *state of health* é um índice do estado da bateria, que permite avaliar quanto tempo ainda resta àquela bateria até que se finde sua vida útil.

8 CONCLUSÕES

Toda nova tecnologia pode trazer impactos de ordem técnica, econômica, social ou ambiental. Esses impactos podem ser positivos ou negativos e que podem surgir em curto, médio e longo prazo. Durante o desenvolvimento deste trabalho de monografia, foi possível obter uma série de informações sobre os veículos elétricos e os impactos que estes trazem ao sistema elétrico de potência.

Ainda na contextualização do trabalho, pôde-se perceber que o principal fator que impulsiona a adoção dos veículos de mobilidade elétrica é a sua emissão reduzida de gases causadores do efeito estufa. Os veículos híbridos apresentam uma quantidade inferior de gases poluentes durante o seu funcionamento se comparados com os veículos à combustão interna. Já os veículos puramente elétricos poluem menos que os veículos convencionais impulsionados por derivados do petróleo ou biocombustíveis mesmo quando considerado todo o processo de geração e distribuição de energia elétrica. Os veículos a células combustíveis, por sua vez, possuem grandes vantagens ao utilizar o hidrogênio como fonte de energia, porém, seu combustível ainda enfrenta alguns problemas de ordem técnica e econômica para ser produzido.

Dentre os veículos de mobilidade elétrica, foi dada ênfase especial àqueles que podem (ou necessitam) realizar uma conexão de suas baterias com a rede. Apresentou-se as principais formas de carregamento – estações de carregamento e estações de trocas de baterias – bem como suas particularidades. Os métodos de carregamento e de estimação do estado de carga também foram discutidos. Estes métodos são peça fundamental para aumento da vida útil das baterias e também são importantes para a operação segura das mesmas. Porém, deve-se fazer questionar o seguinte fato: a rede elétrica seria capaz de suportar a conexão dos veículos de mobilidade elétrica sem comprometer os critérios de qualidade? Concluiu-se que, é possível realizar esta conexão usando-se estratégias adequadas.

O capítulo 4 apresentou os efeitos que os veículos elétricos *plug-ins* podem trazer às variações de tensão de longa duração. A conclusão central desde capítulo foi que os impactos negativos não advêm do percentual de penetração dos veículos elétricos, mas sim dos hábitos dos usuários. Existe uma tendência de que os condutores coloquem seus veículos para carregar em horários que aumentem os picos de demanda já existentes no sistema. É essa demanda que constitui o problema. Por esta razão, foram apresentadas as técnicas propostas

para melhoria do fator de carga e do fator de demanda de um sistema considerado: o carregamento coordenado e a capacidade V2G. O primeiro melhora a curva de demanda ao carregar grupos de veículos em horários mais convenientes para o sistema; o segundo se utiliza da capacidade de alguns veículos possuírem um fluxo bidirecional de energia, que associada à coordenação do carregamento, oferece a possibilidade de reduzir os picos de demanda da carga que já existira no sistema. Foi demonstrado que tais métodos realmente funcionam e não somente reduzem os impactos nos níveis de tensão como colaboram para a melhoria da qualidade de energia.

No capítulo seguinte, as variações de frequência foram analisadas. Tais variações ocorrem sempre que existe uma diferença entre a potência elétrica e a potência mecânica de um gerador. Deste modo, as formas de regulação de frequência consistem em controlar ou a potência mecânica ou a potência elétrica. Os métodos convencionais para o controle de frequência – Controle Primário e Secundário de frequência – atuam na máquina primária que aciona o gerador (ou seja, atuam sobre a potência mecânica). Já os veículos elétricos colaboram com a regulação de frequência controlando a potência elétrica: através da capacidade V2G, diante da detecção de variações de frequência, os veículos injetam ou drenam energia do sistema para auxiliar o sistema de geração, colaborando com a qualidade da energia.

O sexto capítulo reafirma: os veículos elétricos não são malfeitores com relação à qualidade da energia, mas sim agentes que colaboram com o bom funcionamento da rede. Além disso, podem ser integrados com energias renováveis quando as técnicas de carga e descarga permitem fazer deles, sistemas de *backup* e/ou de armazenamento. Todavia, essas afirmações só são verdadeiras se a integração for inteligente, ou seja: se houver a coordenação do carregamento e a utilização da capacidade V2G, o que exige, por sua vez, uma densa infraestrutura de comunicação, centrais poderosas de processamento e controle, e a difusão maciça de sensores e atuadores. Por esta razão, discutiu-se nesse capítulo o que deve ser feito quando a penetração dos veículos cresce mais rápido que a criação da rede de comunicação e das estratégias de controle. Neste caso, deve-se necessariamente investir em reforços no sistema.

Finalmente, o sétimo capítulo apresentou os critérios de planejamento das estações de carregamento e das estações de troca de baterias. A teoria das filas se mostrou uma excelente

ferramenta para estimar a quantidade de filas que possam se formar e para estimar a potência máxima da instalação. Ademais, conclui-se que o planejamento de ambas as estações devem encontrar um compromisso entre o conforto dos usuários, a maximização de lucros e a minimização dos impactos na rede.

8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Apesar dos objetivos da monografia terem sido alcançados – apresentar um estudo aprofundado dos efeitos da conexão dos veículos elétricos no sistema de potência – é possível apresentar algumas sugestões para temas futuros que sigam a mesma linha, mas que se especifiquem ainda mais no assunto:

- Métodos de otimização da eficiência dos veículos: uma análise aprofundada das baterias e dos motores elétricos utilizados;
- Gerenciamento da energia do veículo enquanto este se movimenta, de modo a otimizar sua eficiência;
- Planejamento otimizado de uma estação de carregamento de veículos elétricos em território nacional; e
- Estudo das tecnologias disponíveis e previsíveis para compor a infraestrutura de comunicação.

9 BIBLIOGRAFIA

AHMAD, A.; ALAM, M. S.; CHABAAN, R. A Comprehensive Review of Wireless Charging Technologies for Electric Vehicles. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. PP, n. 99, p. 1 - 26, Novembro 2017. ISSN 2332-7782.

AL ESSA, M. J. M.; CIPCIGAN, L. M. **Effects of randomly charging electric vehicles on voltage unbalance in micro grids**. 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Stoke on Trent: IEEE. 2015.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. **Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 21 outubro 2017.

ANEEL. www.aneel.gov.br. **Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, 2018. Acesso em: 26 Fevereiro 2018.

BAE, S.; KWASINSKI, A. Spatial and Temporal Model of Electric Vehicle Charging Demand. **IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID**, v. 3, n. 1, p. 394 - 403, Março 2012.

BOHN, T.; CHAUDHRY, H. **Overview of SAE standards for plug-in electric vehicle**. 2012 IEEE PES - Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). Washington: IEEE. 2012.

BOSSHARD, R.; KOLAR, J. W. Inductive power transfer for electric vehicle charging: Technical challenges and tradeoffs. **IEEE Power Electronics Magazine**, v. 3, n. 3, p. 22 - 30, Setembro 2016. ISSN 2329-9215.

CHAPMAN, S. **Electric Machinery Fundamentals**. 4ª. ed. New York: Mc Graw Hill, 2005.

CHRIS MI, M. A. M. D. W. G. **Hybrid Electric Vehicles: Principles and applications with practical perspectives**. Chichester: Wiley, 2011.

CHURCH, R.; REVELLE, C. The Maximal Covering Location Principle. **Papers of the Regional Science Association**, v. 32, n. 1, p. 101-118, Junho 1974.

COLLIN, A. J. et al. **Modelling of electric vehicle chargers for power system analysis**. 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU). Lisbon: IEEE. 2011.

DAN, A.; FARKAS, C.; PRIKLER, L. **V2G effects on frequency regulation and under-frequency load shedding in a quasi-islanded grid**. IEEE Grenoble PowerTech (POWERTECH). Grenoble: IEEE. 2013.

DHAMEJA, S. **Electric Vehicle Battery Systems**. Boston: Butterworth–Heinemann., 2002. ISBN 0-7506-9916-7.

DONG, X. et al. Planning of Fast EV Charging Stations on a Round Freeway. **IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY**, v. 7, p. 2016, Outubro 2016.

DUTTA, A.; DEBBARMA, S. Frequency Regulation in Deregulated Market Using Vehicle-to-Grid Services in Residential Distribution Network. **IEEE Systems Journal**, v. PP, n. 99, p. 1 - 9, Setembro 2017. ISSN 1937-9234.

EHSANI, M.; GAO, Y. **Modern Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicles: Fundamentals, Theory, and Design**. Boca Raton: CRC PRESS, 2005.

FAN, J.; BORLASE, S. The Evolution of Distribution. **IEEE power & energy magazine**, p. 63 - 68, Abril 2009.

FAN, Z. A Distributed Demand Response Algorithm and Its Application to PHEV Charging in Smart Grids. **IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID**, v. III, p. 1280 - 1291, Setembro 2012.

FARHANGI, H. The Path of the Smart Grid. **IEEE power & energy magazine**, p. 18 - 28, fevereiro 2010.

FERREIRA, E. F. D. A. **Veículos Elétricos: integração eficiente em sistemas de distribuição de energia**. São Luís: UFMA, 2012.

GAZETA DO POVO. Primeira eletrovia do Brasil terá oito postos para carros elétricos em 700 km. **Gazeta do Povo**, 2018. Disponível em: <goo.gl/E6mZKM>. Acesso em: 30 Março 2018.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. 2ª. ed. New York: CRC Press, 2008.

GOURISETTI, S. N. G.; KIRKHAM, H.; SIVARAMAN, D. **A review of transformer aging and control strategies**. North American Power Symposium (NAPS). Morgantown: IEEE. 2017.

HOSSAIN, M. R.; THAN OO, A. M.; SHAWKAT ALI, A. B. M. **Evolution of Smart Grid and Some Pertinent Issues**. 20th Australasian Universities power engineering conference (AUPEC). [S.l.]: IEEE. 2010.

IEA. **CO2 emissions from fuel combustion: Overview**. International Energy Agency. Paris, p. 156. 2017.

IEC. **International Standard IEC 62196-1**. 1ª. ed. [S.l.]: [s.n.], 2003.

IG TECNOLOGIA. Venda de carros elétricos cresce 58,9% em 2018 mas revela limitação tecnológica. **Ig Tecnologia & Games**, 2018. Disponível em: <http://tecnologia.ig.com.br/2018-04-17/carros-eletricos-brasil.html>. Acesso em: 25 maio 2018.

J.GARCÍA-VILLALOBOS et al. Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, p. 717 - 731, Julho 2014.

JAIN, A.; MISHRA, R. **Changes & challenges in smart grid towards smarter grid.** International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES). Bhopal: IEEE. 2016.

KAGAN, N. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 1ª. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.

KAIWARTYA, O. et al. Internet of Vehicles: Motivation, Layered Architecture, Network Model, Challenges, and Future Aspects. **IEEE Access**, v. 4, p. 5356 - 5373, Setembro 2016. ISSN 2169-3536.

KATONA, M.; RADNAI, R. **Primary energy consumption and CO2 emission of internal combustion engine and electric vehicles.** 6th International Youth Conference on Energy (IYCE). Budapeste: IEEE. 2017.

KEMPTON, W.; TOMIC, J. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. **ELSEVIER Journal of Power Sources**, v. 144, p. 280–294, 2005.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control.** Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.

KÜTT, L. et al. **A review of the harmonic and unbalance effects in electrical distribution networks due to EV charging.** 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). Wrocław: IEEE. 2013.

LA GRATTA, P. D. O. **Um modelo para representação da regulação primária e secundária de frequência no problema do fluxo de potência e fluxo de potência ótimo.** Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012.

LEEPRECHANON, N.; PHONRATTANASAKI, P.; SHARMA, M. K. **Optimal Planning of Public Fast Charging Station on Residential Power Distribution System.** IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC). Busan: IEEE. 2016. p. 519 - 524.

LI, Y. et al. **Design of V2G auxiliary service system based on 5G technology.** 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Beijing: IEEE. 2017.

LIMA, R. T. **Redes Neurais Artificiais Aplicadas no Controle de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência.** Rio de Janeiro: PUC Rio, 2007.

LIU, H. et al. Decentralized Vehicle-to-Grid Control for Primary Frequency Regulation Considering Charging Demands. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, p. 3480 - 3489, Março 2013. ISSN 0885-8950.

LIU, H. et al. Vehicle-to-Grid Control for Supplementary Frequency Regulation Considering Charging Demands. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 30, p. 3110 - 3119, Novembro 2015.

LIU, Z.; WEN, F.; LEDWICH, G. Optimal Planning of Electric-Vehicle Charging Stations in Distribution Systems. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY**, v. 28, n. 1, p. 102 - 110, Janeiro 2013.

MARRA, D. **Vehicle electrification: A further variable toward integrated intelligent energy systems.** Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2017 IEEE International Conference on. Milan: IEEE. 2017.

MASSOUM, A. S. Smart load management of plug-in electric vehicles in distribution and residential networks with charging stations for peak shaving and loss minimisation considering voltage regulation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 5, p. 877 - 888, Agosto 2011. ISSN 1751-8687.

MATOS, J. G. D. **Controle de potência em microrredes CA isoladas com aerogeradores e bancos de baterias distribuídas.** São Luís: UFMA, 2014.

MEIER, A. V. **Electric Power Systems: A Conceptual Introduction.** New Jersey: John Wiley & Sons, 2006.

MENG, J. et al. **An overview of online implementable SOC estimation methods for Lithium-ion batteries.** 2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP). Brasov: IEEE. 2017. p. 573-580.

MI, ; MASRUR, ; GAO, D. W. **Hybrid Electric Vehicles: Principles and Applications with Practical Perspectives.** 1ª. ed. Chichester: Wiley, 2011.

MOSES, P. S.; MASOUM, M. A. S.; HAJFOROOSH, S. **Overloading of distribution transformers in smart grid due to uncoordinated charging of plug-In electric vehicles.** 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). Washington: IEEE. 2012. p. 1-6.

ONS. **Operador nacional do sistema**, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/>>. Acesso em: 26 Fevereiro 2018.

ONS. Sobre o ONS: O sistema em números. **Operador Nacional do Sistema**, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 26 fevereiro 2018.

ONU. Conferência das Nações Unidas sobre Mudança Climática. **Nações Unidas no Brasil**, 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/cop21/>>. Acesso em: 25 maio 2018.

PEREZ, J. **Fundamental principles of transformer thermal loading and protection.** 2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers. College Station: IEEE. 2010.

PILLAY, P.; MANYAGE, M. Definitions of Voltage Unbalance. **IEEE Power Engineering Review**, v. 21, n. 5, p. 49 - 51, maio 2001. ISSN 0272-1724.

PINTO, D. R. et al. **Analysis of the impact on power quality during the recharge of electric vehicles and vehicle-to-grid functionality.** 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Torino: IEEE. 2017.

RAHIMI-EICHI, H. et al. Battery Management System: An Overview of Its Application in the Smart Grid and Electric Vehicles. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 7, n. 2, p. 4 - 16, Junho 2013.

RAJAKARUNA, S. **Plug In Electric Vehicles in Smart Grids: Charging Strategies**. 1^a. ed. Singapura : Springer, 2015.

ROSS, S. M. **Introduction to Probability Models**. 10^a. ed. Burlington: Elsevier, 2010.

SANTACANA, E. et al. Getting Smart. **IEEE power & energy magazine**, p. 41 - 48, Abril 2010.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. [S.l.]: CRC PRESS, 2004.

SUN, B.; TAN, X.; TSANG, D. Optimal Charging Operation of Battery Swapping and Charging Stations with QoS Guarantee. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Fevereiro 2017. ISSN 1949-3061.

SUNDSTRÖM, O.; BINDING, C. Flexible Charging Optimization for Electric Vehicles Considering Distribution Grid Constraints. **IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID**, p. 26 - 37, Março 2012. ISSN 1949-3061.

SUTOPO, W. et al. **A Comparative Value Chains Analysis of Battery Technologies for Electric Vehicles**. 2013 Joint International Conference on Rural Information & Communication Technology and Electric-Vehicle Technology (rICT & ICeV-T). Bandung-Bali: IEEE. 2013.

TAN, X.; SUN, B.; TSANG, D. H. K. **Queueing network models for electric vehicle charging station with battery swapping**. International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). Venice: IEEE. 2014.

TAO, M.; OTA, K.; DONG, M. Foud: Integrating Fog and Cloud for 5G-Enabled V2G Networks. **IEEE Network** , v. 31, n. 2, p. 8-13, Março 2017.

TAVARES, D. F. M. **Dissertação**: Soluções Técnicas para sistemas de carga de veículos eléctricos. Porto: FEUP, 2009.

TESLA. Battery Swap Event: Full charge in 90 seconds. **Tesla**, 2013. Disponível em: <goo.gl/VsvjtV>. Acesso em: 25 maio 2018.

TESLA. Tesla Roadster. **Tesla**, 2017. Disponível em: <https://www.tesla.com/pt_PT/roadster>. Acesso em: 25 maio 2018.

THE GUARDIAN. Better Place: what went wrong for the electric car startup? **The Guardian**, 2013. Disponível em: <goo.gl/aTJKCF>. Acesso em: 25 maio 2018.

TIREZ, A. **Possible impact of electric cars on electricity spot prices**. Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European. Madrid: IEEE. 2010.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Alternative Fueling Station Locator. **U.S Department of Energy: Energy Efficiency & Renewable Energy**, 2018. Disponível em: <goo.gl/smbYnK>. Acesso em: 30 março 2018.

UOL. Híbridos e elétricos querem deixar o status de figurantes em eficiência energética. **Motor1.com**, 2016. Disponível em: <https://goo.gl/YVHa85>. Acesso em: 25 maio 2018.

VAGROPOULOS, S. I.; KLEIDARAS, A. P.; BAKIRTZIS, A. G. **Financial viability of investments on electric vehicle charging stations in workplaces with parking lots under flat rate retail tariff schemes**. 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Cluj-Napoca: IEEE. 2014.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Editora Campus LTDA, 1984.

VINEETHA, C. P.; BABU, C. A. **Smart grid challenges, issues and solutions**. 2014 International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG). Taipei: IEEE. 2014.

XU, Z. et al. A Hierarchical Framework for Coordinated Charging of Plug-In Electric Vehicles in China. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, p. 428 - 438, Janeiro 2015. ISSN 1949-3053.

YILMAZ, M.; KREIN, P. T. Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, v. 28, n. 5, p. 2151 - 2169, Maio 2012.

YILMAZ, M.; KREIN, P. T. Review of the Impact of Vehicle-to-Grid Technologies on Distribution Systems and Utility Interfaces. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, v. 28, n. 12, p. 5673 - 5689, Dezembro 2013.

YOUNG, K. et al. **Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks**. New York: Springer Science+Business Media, 2013.

ZANETTA JR., L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. 1ª. ed. São Paulo: Livraria da Física, 2006.

ZDENĚK, Č. **Electric, Hybrid Electric and Combustion Engine Driven Cars and their Impact on Environment**. 14th European Conference on Power Electronics and Applications. Birmingham, UK: IEEE. 2011.

ZEHIR, M. A. et al. Impacts of microgrids with renewables on secondary distribution networks. **ELSEVIER Applied Energy**, v. 201, p. 308-319, 2017.

ZHENG, Y. et al. Electric Vehicle Battery Charging/Swap Stations in Distribution Systems: Comparison Study and Optimal Planning. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 29, n. 1, p. 221 - 229, Janeiro 2014. ISSN 10.1109.

ZHOU, Y.; LI, X. **Overview of Lithium-ion Battery SOC Estimation**. International Conference on Information and Automation. Lijiang: IEEE. 2015. p. 2454 - 2459.

ZHU, J. et al. Planning of electric vehicle charging station based on queuing theory. **The Journal of Engineering**, p. 1867 - 1871, Novembre 2017.

ANEXO 1 – Grupos de Consumidores Segundo a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010 da ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio de sua resolução NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010, define os grupos e subgrupos de unidades consumidoras, classificando-as com base nos níveis de tensão de fornecimento. Os parágrafos que especificam esses grupos são listados a seguir:

Capítulo 1 – Das definições:

XXXVII – grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e
- f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

XXXVIII – grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômica e subdividido nos seguintes subgrupos: (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)

- a) subgrupo B1 – residencial; (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)
- b) subgrupo B2 – rural; (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)
- c) subgrupo B3 – demais classes; e (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública. (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010)

ANEXO 2 – Equações dinâmicas da máquina elétrica, em p.u.

O capítulo 5 deste trabalho apresentou os esquemas de controle de frequência necessários para corrigir os desvios entre a potência mecânica e a potência elétrica. Ao longo do capítulo foram utilizadas as equações de Kundur (1994) em que se eram utilizadas as variáveis em por unidade. O desenvolvimento de tais equações serão reproduzidos à seguir, segundo a metodologia do mesmo autor.

A equação fundamental de uma máquina síncrona com momento de inércia J e sob ação de um conjugado mecânico, T_m , imposto por uma máquina primária é:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad \text{A-1}$$

Onde ω_m é a velocidade angular mecânica no eixo do gerador e T_e é o conjugado eletromagnético que surge no eixo da máquina em oposição à T_m sempre que o gerador está alimentando uma carga. Existe uma grandeza chamada constante de inércia, H , que é equivalente ao momento de inércia em p.u., que é dada por:

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \cdot \omega_0^2}{S_b} \quad \text{A-2}$$

Onde ω_0 é a velocidade angular mecânica nominal da máquina em questão, e S_b é a potência de base do sistema. Substituindo a equação (A-2) em (A-1), tem-se:

$$\left(\frac{2HS_b}{\omega_0^2} \right) \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad \text{A-3}$$

Que pode ser reescrita como

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_0} \right) = \frac{(T_m - T_e) \cdot \omega_0}{S_b} \quad \text{A-4}$$

À grandeza ω_m/ω_0 , dar-se o nome de velocidade angular em p.u., ω_{pu} ; por definição, um conjugado multiplicado por ω_0/S_b assume também o seu valor em por unidade. Kundur (1994) explica que ω_{pu} assume os mesmos valores, seja considerando velocidade angular elétrica quanto mecânica, pois:

$$\omega_{pu} = \frac{\omega_m}{\omega_0} = \frac{\omega_e/p}{\omega_{0e}/p} = \frac{\omega_e}{\omega_{0e}} \quad \text{A-5}$$

Onde p é o numero de pares de polos e ω_{0e} é a velocidade angular elétrica nominal da máquina. Pode-se, enfim, escrever a equação fundamental da máquina utilizando os valores em p.u. como segue:

$$\frac{d\omega_{pu}}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (T_{m_{pu}} - T_{e_{pu}}) \quad \text{A-6}$$

Onde $T_{m_{pu}}$ e $T_{e_{pu}}$ são os conjugados mecânicos e elétricos em pu, respectivamente. É importante para a sequência das demonstrações apresentar outra grandeza neste sistema. Trata-se da posição angular δ , medido em radianos e em relação a um eixo girante na velocidade síncrona, δ_0 ; Essa grandeza de relaciona com a velocidade angular elétrica da seguinte forma:

$$\delta = \delta_0 + \omega_e t - \omega_{0e} t \quad \text{A-7}$$

Em cuja derivada primeira e segunda são dadas por:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d}{dt}(\delta_0 + \omega_e t - \omega_{0e} t) = \omega_e - \omega_{0e} = \Delta\omega_e \quad \text{A-8}$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d}{dt}(\omega_e - \omega_{0e}) = \frac{d\omega_e}{dt} \quad \text{A-9}$$

Mas que também é igual a

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\Delta\omega_e}{dt} \quad \text{A-10}$$

As equações (A-9) e (A-10) também podem ser escritas considerando os valores em p.u. de ω_e e de $\Delta\omega_e$; assim, a derivada segunda de δ pode ser escrita como:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\Delta\omega_e}{dt} = \frac{d\omega_e}{dt} = \omega_{0e} \frac{d\omega_{pu}}{dt} = \omega_{0e} \frac{d\Delta\omega_{pu}}{dt} \quad \text{A-11}$$

Pode-se, finalmente, reescrever a equação fundamental (A-6) utilizando-se das igualdades da Equação (A-11):

$$\frac{d\Delta\omega_{pu}}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (T_{m_{pu}} - T_{e_{pu}}) \quad \text{A-12}$$

Por questões de simplicidade, ao longo do texto utilizou-se o símbolo $\Delta\omega$ para denotar o desvio de velocidade angular elétrica em p.u., em vez de utilizar o símbolo $\Delta\omega_{pu}$.

ANEXO 3 – Detalhamento das simulações de Liu *et al.* (2013)

Os autores proponentes do modelo de VPI e dos esquemas de controle para auxílio da regulação de frequência, Liu *et al.* (2013) realizaram uma simulação bem detalhada para demonstrar a efetividade do modelo. Tal simulação será descrita a seguir.

Liu *et al.* (2013) modelaram duas áreas de controle (área A e B) interconectadas, tal qual apresentadas na Figura A1. Nas duas áreas, a fonte principal de geração são as turbinas térmicas. Deve-se observar que o bloco indicado na figura como “*dispatching center*” corresponde exatamente ao bloco “controle de frequência” da Figura 30. Além disso, embora os veículos elétricos estejam, na figura, representados na área A, simulações também são realizadas para verificar o comportamento do sistema quando estes estão integrados na área B.

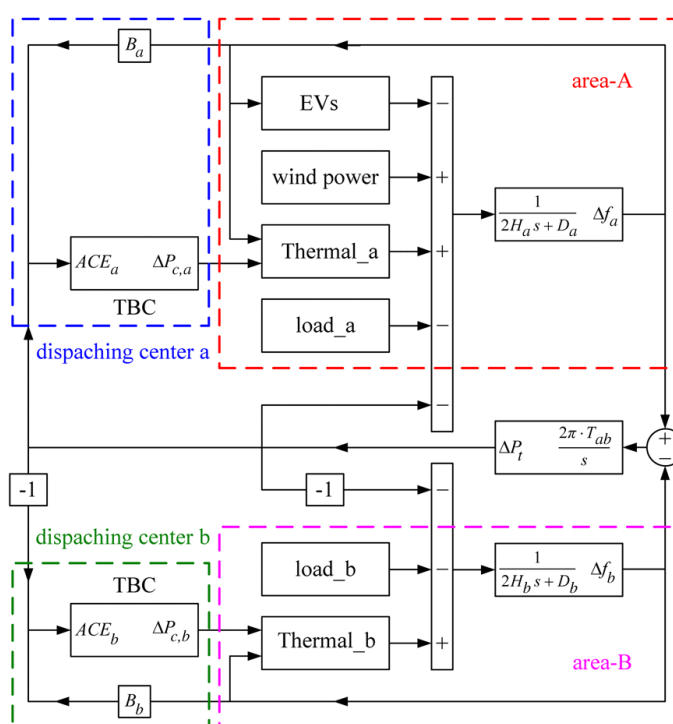


Figura A1 - Modelo de simulação para integração dos VPI na regulação de frequência.

Fonte: LIU, et al., (2013).

Foram incluídos 50 mil veículos no modelo, dos quais 70% são veículos conectados ao sistema com o propósito de manter os níveis da bateria (nomeados de Tipo 1), e 30% para carregamento de baterias (Tipo 2). O SOC dos veículos foi atribuído com auxílio de simulação Monte Carlo para obter-se uma distribuição normal das cargas, conforme mostrado na tabela a seguir.

Tabela A1 - Cenário da Simulação considerando distribuição normal dos SOC.

	TIPO 1	TIPO 2
SOC inicial (p.u.)	$SOC \sim N(0.7, 0.01)$ $SOC \in [0.6, 0.8]$	$SOC \sim N(0.4, 0.01)$ $SOC \in [0.3, 0.5]$
SOC Esperado (p.u.)	-----	$SOC \sim N(0.7, 0.01)$ $SOC \in [0.6, 0.8]$

Fonte: LIU, et al., (2013)

As cargas, também geradas aleatoriamente, foram incluídas na simulação a partir de um vetor representando as potências instantâneas demandadas pelas cargas; esse vetor é montado a partir de uma componente que varia lentamente com grande amplitude e outra de baixa amplitude e que varia rapidamente. Evidentemente, a tentativa dos autores em usar essa metodologia é forçar desvios altos e baixos de frequência. A representação gráfica desses vetores é apresentada na Figura A2. Essa variação de carga é incluída apenas na área A. A carga da área B se mantém constante.

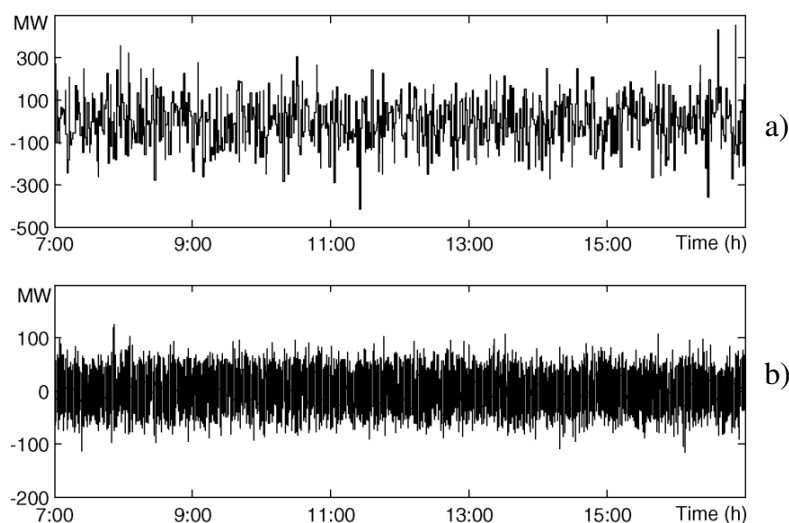


Figura A2 – Carga do sistema: a) Componente lenta de alta amplitude e b) rápida de baixa amplitude.

Fonte: LIU, et al., (2013)

Finalmente, a geração eólica da área A obedece o vetor apresentado na Figura A3 e advém de dados reais (LIU, HU, *et al.*, 2013). Deve-se observar que tanto a potência demandada pela carga quanto a potência eólica gerada são consideradas no mesmo intervalo horário.

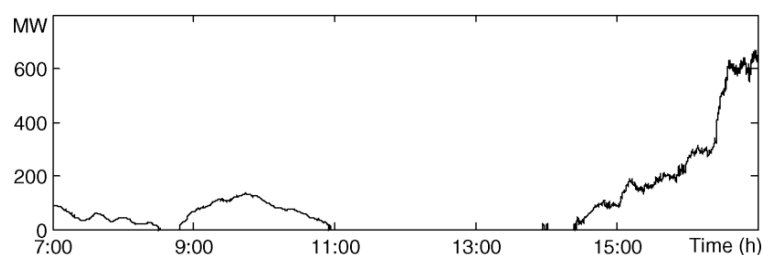


Figura A3- Geração Eólica do modelo considerado.

Fonte: LIU, *et al.*, (2013).

O primeiro resultado das simulações verificado pelos autores foi a redução das variações de frequência considerando a presença dos veículos elétricos na área A ou na área B. A Figura A4 apresenta de forma visual tais resultados nas duas situações em contraste com as variações de frequência sem o controle V2G (indicado no gráfico pela sigla W/O V2G). A sigla DVC indicada nos gráficos significa “*decentralized V2G control*”, representando a presença dos veículos elétricos dotados de capacidade V2G.

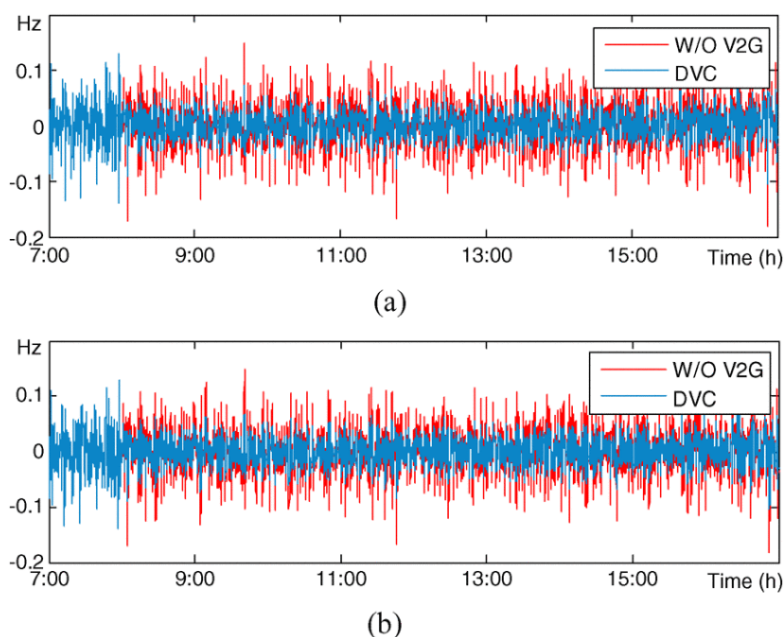


Figura A4 - Desvios de Frequência da área A: a) com os veículos integrados na área A e b) na área B.

Fonte: LIU, *et al.*, (2013)

Observa-se que a variação de frequência foi reduzida consideravelmente. De fato, os autores observaram que, enquanto os desvios de frequência da área A variaram entre 0.148 a -0.1703 Hz, essa variação não ultrapassou os limites de 0.0693 e -0.0929 Hz, sejam os veículos incluídos na área A ou B.

A potência de intercâmbio também é verificada. Liu *et al.* (2013) percebem que a potência adicional da área B para A é praticamente suprimida quando os VPI estão na área A; porém, quando estão na área B a potência de intercâmbio cresce, devido ao fato de que a *tie-line* é o único caminho pelo qual a área B pode colaborar com a regulação de frequência da área A.

O ECA é avaliado pelos mesmos autores em seu artigo “*Vehicle-to-Grid Control for Supplementary Frequency Regulation Considering Charging Demands*”. Lá, eles utilizam a mesma metodologia avaliando especificamente o controle secundário. Enquanto na situação sem os veículos elétricos o ECA da área considerada variava entre 314.3 e -419.11 MW, com a integração dos veículos elétricos varia entre 280.74 e -333,6 MW (LIU, HU, *et al.*, 2015).

“O controle V2G em cada veículo elétrico regula independentemente a carga e descarga de cada veículo de acordo com o seu SOC em tempo real e os desvios de frequência” (LIU, HU, *et al.*, 2013). A Figura A5 (a) apresenta o estado de carga de quatro veículos do tipo 1, escolhidos aleatoriamente. Quatro veículos de tipo B, também são escolhidos aleatoriamente e representados na Figura A5 (b). Percebe-se portanto que os estados de carga das baterias são respeitados segundo os modos BSH e CFR.

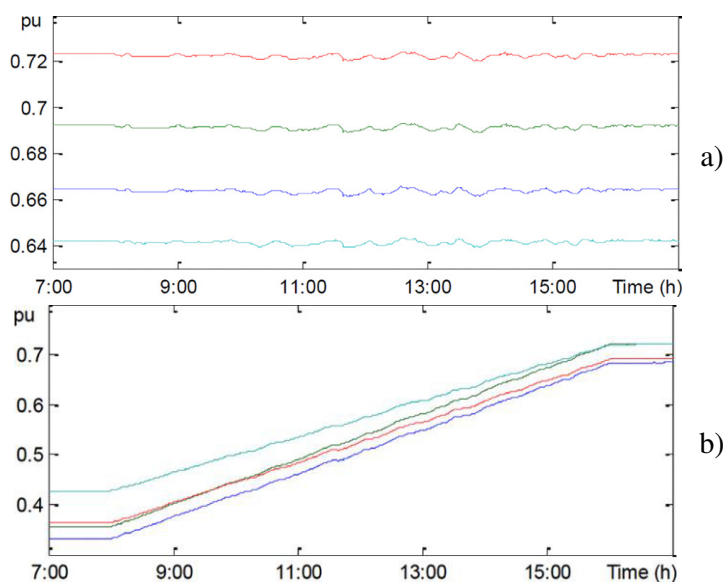


Figura A5 - SOC das baterias: a) controle BSH e b) controle CFR.

Fonte: LIU, *et al.*, (2015)