



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

THIAGO CORREIA VIEIRA

**METODOLOGIAS DE CONTROLE DESCENTRALIZADO PARA O USO DE
VEÍCULOS ELÉTRICOS NA MELHORIA DA QUALIDADE DA ENERGIA
ELÉTRICA E DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

CAMPINAS

2021

THIAGO CORREIA VIEIRA

**METODOLOGIAS DE CONTROLE DESCENTRALIZADO PARA O USO DE
VEÍCULOS ELÉTRICOS NA MELHORIA DA QUALIDADE DA ENERGIA
ELÉTRICA E DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Supervisor/Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Co-supervisor/Coorientador: Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli

Este trabalho corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Thiago Correia Vieira, orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho e coorientada pelo Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli.

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

V673m Vieira, Thiago Correia, 1988-
Metodologias de controle descentralizado para o uso de veículos elétricos na melhoria da qualidade da energia elétrica e da confiabilidade de sistemas elétricos / Thiago Correia Vieira. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.

Coorientador: Fernanda Caseño Trindade Arioli.

Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Veículos Elétricos. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Sistemas de energia elétrica - Controle. 4. Energia elétrica - Distribuição - Controle de qualidade. 5. Sistema de suprimento de energia elétrica de emergência. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Arioli, Fernanda Caseño Trindade, 1984-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Decentralized control methodologies for the Use of electric vehicles to improve the electric power quality and the reliability of electric systems

Palavras-chave em inglês:

Electric vehicles

Electric energy - Distribution

Electric energy systems - Control

Electric energy - Distribution - Quality control

Emergency power supply

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Walmir de Freitas Filho [Orientador]

Mauricio Barbosa de Camargo Salles

Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Madson Cortes de Almeida

Joel Filipe Guerreiro

Data de defesa: 25-08-2021

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0003-0967-9649>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/5692098238230290>

COMISSÃO JULGADORA – TESE DE DOUTORADO

Candidato(a): Thiago Correia Vieira RA: 160952

Data da defesa: 25 de agosto de 2021

Título da Tese: Metodologias de Controle Descentralizado para o Uso de Veículos Elétricos na Melhoria da Qualidade da Energia Elétrica e da Confiabilidade de Sistemas Elétricos.

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente)

Prof. Dr. Mauricio Barbosa de Camargo Salles

Profa. Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida

Prof. Dr. Joel Filipe Guerreiro

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

AGRADECIMENTOS

- Ao professor Dr. Walmir de Freitas Filho pela orientação e oportunidade de fazer parte do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNICAMP;
- À professora Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli, pelas sugestões, críticas e conselhos;
- Ao Dr. Tiago Rodarte Ricciardi pelas discussões técnicas e sugestões;
- O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001;
- O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – Brasil (processo nº 140061/2015-0);
- O presente trabalho foi realizado com apoio da Universidade Estadual de Santa Cruz (UESC) que autorizou o afastamento do doutorando por um ano para se dedicar ao doutoramento.

RESUMO

A mobilidade elétrica está em rápida expansão em nível global, com grande potencial para melhorar os cenários energético e ambiental atuais. A conexão de veículos elétricos à rede elétrica possibilita a prestação de serviços de flexibilidade que envolvem armazenamento de energia. Esta tese de doutoramento propõe duas contribuições sobre a prestação de serviços de flexibilidade ao sistema de energia elétrica utilizando os veículos elétricos. A primeira delas é uma estratégia de controle inteligente da carga e da descarga dos veículos elétricos baseada em medições locais para melhorar a qualidade da energia elétrica em redes de distribuição secundárias. A ideia principal é promover a participação de cada veículo elétrico conectado à rede no controle da tensão seguindo uma hierarquia baseada na potência mínima de carregamento necessária para atingir o estado de carga desejado pelo cliente ao final da recarga do veículo. Esta estratégia de controle é avaliada utilizando uma metodologia fundamentada na solução de equações algébrico-diferenciais utilizando a ferramenta para análise de sistemas de distribuição OpenDSS. A segunda contribuição é uma estratégia de controle descentralizada para o compartilhamento da carga de um edifício entre os veículos elétricos localizados no seu estacionamento em casos de emergência. Embora o compartilhamento de uma carga entre diferentes fontes de energia elétrica tenha sido amplamente explorado, a concepção de um sistema de armazenamento constituído de várias unidades de veículos elétricos requer renovada atenção sobre o tema em razão do comportamento estocástico do estado de carga das baterias dos veículos. As metodologias de controle descentralizado propostas neste trabalho foram adequadas tanto no contexto da melhoria da qualidade da energia elétrica quanto na melhoria da confiabilidade do sistema elétrico.

Palavras-chave: Controle de tensão, redes de distribuição de energia elétrica, *vehicle-to-building*, veículos elétricos.

ABSTRACT

Electric mobility is expanding rapidly on a global level, with great potential to improve current energy and environmental scenarios. The connection of electric vehicles to the electricity grid makes it possible to provide flexible services involving energy storage. This doctoral thesis offers two contributions on the provision of flexibility services to the electric energy system using electric vehicles. The first is a strategy for intelligent control of the loading and unloading of electric vehicles based on locations to improve the quality of electricity in secondary distribution networks. The main idea is to promote the participation of each electric vehicle connected to the network in the control of the output following a hierarchy based on the minimum charge rate necessary to reach the state of charge desired by the customer at the end of the vehicle recharge. This strategy of control and evaluation using a methodology based on the solution of algebraic-differential equations using a tool for analysis of OpenDSS distribution systems. The second contribution is a decentralized control strategy for sharing the load of a building between the electric vehicles located in its parking lot in cases of emergency. Although the sharing of a charge between different sources of electricity has been widely explored, the design of a built-in storage system for several units of electric vehicles requires renewed attention on the subject due to the stochastic behavior of the state of charge of the vehicle batteries. The decentralized control methodologies proposed in this work were both in the context of improving the quality of electrical energy and improving the reliability of the electrical system.

Keywords: Distribution networks, electric vehicles, vehicle-to-building, voltage control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Sistema de distribuição de energia elétrica da região sudeste do Brasil utilizados nos estudos dos impactos técnicos da tecnologia V2G.....	27
Figura 2.2. Curva de carga da subestação para diferentes níveis de penetração dos VEs.....	29
Figura 2.3. Perfil de tensão às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.	30
Figura 2.4. Desequilíbrio de tensão às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.	31
Figura 2.5. Carregamento das linhas às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.	32
Figura 2.6. Carregamento dos transformadores às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.	32
Figura 2.7. Perdas elétricas às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.	33
Figura 2.8. Perfil de tensão da Fase A às 20:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.....	34
Figura 2.9. Desequilíbrio de tensão às 20:00hs para diferentes níveis de penetração dos VEs.....	35
Figura 2.10. Carregamento das linhas às 20:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.....	35
Figura 2.11. Carregamento dos transformadores às 20:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.	36
Figura 2.12. Perdas elétricas às 20:00hs para diferentes níveis de penetração dos VEs.....	37
Figura 3.1. Potência ativa versus tensão para diferentes valores de (a) $\Delta SoC = SoC_{ie} - SoC_{i}$ para $t_{iout} = 11$ h e (b) $\Delta t = t_{iout} - t$ em horas para $SoC_{i} = 0,6$, sendo, $SoC_{ie} = 0,9$, $v_i * c = 0,94$ pu e $v_i * d = 0,92$ pu.	43
Figura 3.2. Topologia do carregador monofásico bidirecional.	45
Figura 3.3. Algoritmo para análise em regime permanente no OpenDSS.....	51
Figura 3.4. Sistema teste 1: rede norte-americana de BT típica.	52
Figura 3.5. Sistema teste 2: rede de distribuição no Brasil.	52

Figura 3.6. Controle por inclinação convencional.....	56
Figura 3.7. Tensão nos terminais dos VEs durante a perturbação no nó I0. OpenDSS (tracejados coloridos) e SimPowerSystems (SPS).....	57
Figura 3.8. Potências de saída dos VEs (a) ativa e (b) reativa. OpenDSS (colorido) e SimPowerSystems (SPS).....	57
Figura 3.9. Tensão no nó R4 das fases A1 e A2 (a) no OpenDSS (colorido) e no <i>SimPowerSystems</i> (SPS) (b) no OpenDSS considerando a recarga inteligente (SR) e a recarga não controlada (UR).	58
Figura 3.10. Gráficos da (a) tensão nos terminais dos carregadores e das potências (b) ativa e (c) reativa durante a partida do motor de indução trifásico.....	60
Figura 3.11. Tensão no nó R4 das fases A1 e A2 considerando a recarga inteligente (SR) e recarga não controlada (UR).....	60
Figura 3.12 (a) Potência de saída de um painel fotovoltaico e (b) tensão nos terminais dos VEs do sistema teste 1 com painéis fotovoltaicos.	61
Figura 3.13. Potências de saída (a) ativa e (b) reativa do sistema de teste do VE1 com PVs.....	62
Figura 3.14. Tensão no nó R4 das fases A1 e A2 considerando a recarga inteligente (SR) e a recarga não controlada (UR).....	62
Figura 3.15. Tensão nos terminais dos VEs conectados à rede de distribuição a) com a recarga não controlada e b) com a estratégia de controle da recarga proposta neste trabalho.	63
Figura 3.16. Potências a) ativa e b) reativa de saída dos VEs conectados à rede de distribuição de BT no estudo de caso 4.	64
Figura 3.17. Tensão no nó R4 das duas fases da rede de distribuição de BT considerando a recarga sem controle (SC) e com a estratégia de controle proposta neste trabalho (CC).	64
Figura 3.18. Diagramas de caixa da potência de recarga dos VEs considerando (a) controle por inclinação convencional e (b) a estratégia de recarga inteligente.	65
Figura 3.19. Número de (a) transformadores e (b) linhas sobrecarregados.....	66
Figura 3.20. Número de consumidores com violação dos limites de tensão.....	67
Figura 3.21. Número de VEs que não atingiram o SoC esperado.....	67
Figura 4.1. Topologia do carregador do VE.	77
Figura 4.2. Diagrama de blocos do sistema de controle em malha fechada dos conversores.....	79

Figura 4.3. Diagrama de blocos do modelo da bateria do VE e das curvas $P-f$ e $Q-V$	80
Figura 4.4. Resposta dinâmica do VE (a) potências ativa e reativa (b) variação da frequência e o ângulo de fase da tensão CA (c) magnitude da tensão CA e índice de modulação SPWM e (d) tensão no barramento CC e índice de modulação PWM....	81
Figura 4.5. Compartilhamento de carga entre 3 VEs.	82
Figura 4.6. Compartilhamento de carga entre 3 VEs (a) potência ativa de saída dos VEs e da carga (b) potência reativa de saída dos VEs e da carga (c) variação da frequência da tensão de saída e (d) magnitude da tensão no ponto de conexão dos VEs e da carga.....	83
Figura 4.7. Representação de um edifício comercial com 50VEs localizados no seu estacionamento.	85
Figura 4.8. Sistema elétrico de suprimento de energia elétrica de emergência formado por 50 VEs localizados no estacionamento de um edifício comercial.	86
Figura 4.9. Curvas de carga do edifício comercial.	87
Figura 4.10. Compartilhamento de carga entre 50 VEs: (a) potência reativa de saída e (b) magnitude da tensão de saída dos VEs (linhas contínuas) e na carga (linha tracejada).	88
Figura 4.11. Compartilhamento de carga entre 50 VEs (a) potência ativa de saída (b) estado de carga das baterias e (c) variação da frequência da tensão de saída.	89
Figura 4.12. Representação de um edifício comercial com o estacionamento parcialmente preenchido com 35 VEs de um total de 50 VEs de capacidade.	90
Figura 4.13. Compartilhamento de carga entre 35 VEs em um estacionamento com capacidade para 50 VEs (a) potência reativa de saída (b) magnitude da tensão de saída dos VEs e na carga.	91
Figura 4.14. Compartilhamento de carga entre 35 VEs em um estacionamento com capacidade para 50 VEs (a) potência ativa de saída (b) estado de carga das baterias e (c) variação da frequência da tensão de saída.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS

BT	Baixa Tensão
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EAD	Equação Algébrico-Diferencial
GD	Gerador Distribuído
G2V	<i>Grid to Vehicle</i>
LF	<i>Loop Filter</i>
PCC	Ponto de Acoplamento Comum
PD	<i>Phase Detector</i>
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Vehicle</i>
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase-Locked-Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	Painel Fotovoltaico
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VCO	<i>Voltage Controlled Oscillator</i>
VE	Veículo Elétrico
V2B	<i>Vehicle to Building</i>
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
V2H	<i>Vehicle to Home</i>
ZEB	<i>Zero Energy Buildings</i>

NOMENCLATURA

Lista de Índices:

c	carga do veículo elétrico
i	índice de cada veículo elétrico
e	esperado
r	capacidade nominal
in	inicial
out	desconexão
$*c$	referência para que P_i^* seja maior que $P_i^c(t)$
$*d$	referência para que P_i^* seja menor que $P_i^c(t)$
d	eixo direto
q	eixo em quadratura
ca	corrente alternada
cc	corrente contínua
an	fase-neutro
$*$	referência
m	medidor
P	proporcional
I	integral
bat	bateria
p	paralelo
cel	célula da bateria
max	máximo
min	mínimo
nom	nominal
SW	chave
pot	potência
cap	capacidade ociosa dos carregadores
c	cabo
AL	alimentador
cin	coeficiente de inclinação natural

Lista de Variáveis:

E_s	capacidade de armazenamento da bateria
d_d	número de quilômetros percorridos no dia
d_{rb}	número mínimo de quilômetros a percorrer em caso de uma necessidade inesperada
R_{el}	parcela elétrica de condução
c_{Veh}	consumo de energia por quilômetro percorrido
η_{Inv}	eficiência do carregador
p	função de distribuição de probabilidade
k	variável aleatória
μ	média
σ	desvio padrão
d_s	distância diária percorrida pelo veículo
$Med[D_s]$	média de d_s
$Var[D_s]$	variância de d_s
α	constante da função exponencial
θ	ângulo
K	ganho
T	constante de tempo
v	tensão eficaz
x	grandeza
V	tensão de pico
u	corrente de referência do conversor CC/CC
i	corrente eficaz
R	resistência
L	indutância
C	capacitância
D	ciclo de trabalho
G	condutância
m	índice de modulação
ω	frequência angular da tensão
t	tempo

P	potência ativa
Q	potência reativa
S	potência aparente
ID	corrente no carregador
E	energia
n	número de baterias
n_{VE}	número de veículos elétricos conectados a um mesmo circuito
n_{cir}	número de circuitos
f	frequência
e	erro
Z	impedância
β	constante de proporcionalidade
γ	coeficiente de inclinação

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	19
1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DESTE TRABALHO.....	23
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	24
2. ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA CARGA E DA DESCARGA DE VES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	26
2.1 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO.....	26
2.2 CURVA DE CARGA DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO	29
2.3 IMPACTOS TÉCNICOS DURANTE A RECARGA DA BATERIA DOS VES.....	30
2.4 IMPACTOS TÉCNICOS DURANTE A INJEÇÃO DE POTÊNCIA PELOS VES NO MODO VEHICLE-TO-GRID	33
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	37
3. CONTROLE DE TENSÃO DESCENTRALIZADO EM REDES SECUNDÁRIAS UTILIZANDO O GERENCIAMENTO INTELIGENTE DE CARGA E DESCARGA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS	38
3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	38
3.2 CONTROLE PROPOSTO PARA A RECARGA INTELIGENTE DE VEÍCULOS ELÉTRICOS 41	
3.3 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE DA RECARGA DO VE 44	
3.3.1 <i>MODELAGEM DO CARREGADOR DO VE</i>	44
3.3.2 <i>ANÁLISE DINÂMICA</i>	49
3.3.3 <i>ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE</i>	50
3.4 ESTUDOS DE CASO	51
3.4.1 <i>ESTUDO DE CASO 1: VALIDAÇÃO DO MODELO</i>	53
3.4.2 <i>ESTUDO DE CASO 2: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1</i>	53
3.4.3 <i>ESTUDO DE CASO 3: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA</i>	54
3.4.4 <i>ESTUDO DE CASO 4: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 MEDIANTE CURTO-CIRCUITO</i>	54
3.4.5 <i>ESTUDO DE CASO 5: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 2</i>	55
3.5 RESULTADOS.....	56
3.5.1 <i>ESTUDO DE CASO 1: VALIDAÇÃO DO MODELO</i>	56
3.5.2 <i>ESTUDO DE CASO 2: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1</i>	58

3.5.3	ESTUDO DE CASO 3: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	61
3.5.4	ESTUDO DE CASO 4: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 MEDIANTE CURTO-CIRCUITO.....	62
3.5.5	ESTUDO DE CASO 5: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 2	65
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	67
4.	UTILIZAÇÃO DE VES COMO SISTEMA DE SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE EMERGÊNCIA	69
4.1	INTRODUÇÃO	69
4.2	CONTROLE DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS	73
4.2.1	CURVA $P - F$	74
4.2.2	CURVA $Q - V$	75
4.3	MODELO DINÂMICO MÉDIO DO VEÍCULO ELÉTRICO	76
4.4	VALIDAÇÃO DO MODELO DO VEÍCULO ELÉTRICO	80
4.5	ESTUDOS DE CASO	81
4.5.1	ESTUDO DE CASO 1: SISTEMA ELÉTRICO DE UM EDIFÍCIO COMERCIAL ISOLADO DA REDE E ALIMENTADO POR 3 VES.....	82
4.5.2	ESTUDO DE CASO 2: SISTEMA ELÉTRICO DE UM EDIFÍCIO COMERCIAL ISOLADO DA REDE E ALIMENTADO POR 50 VES.....	84
4.5.3	ESTUDO DE CASO 3: SISTEMA ELÉTRICO DE UM EDIFÍCIO COMERCIAL ISOLADO DA REDE E ALIMENTADO POR 35 VES.....	90
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	94
5.	CONCLUSÕES	95
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	97

1. INTRODUÇÃO

Avanços tecnológicos e incentivos governamentais motivados, entre outros fatores, pela estratégia global de descarbonização da economia e pela necessidade de aquecimento do mercado mundial vêm impulsionando a diversificação da matriz energética nos setores de geração de energia elétrica e de transporte [1]. Neste sentido, o setor privado de transporte tem respondido de forma proativa às medidas políticas e aos desenvolvimentos tecnológicos: diversas montadoras em todo o mundo têm investido na produção de veículos elétricos (VEs), muitas vezes, almejando inclusive abandonar a produção de veículos de motor a combustão interna.

Um fator importante que acompanha a descarbonização do setor de transporte utilizando VEs é a geração de energia elétrica por meio de fontes de energia renováveis e limpas, uma vez que VEs *plug-ins* são conectados aos sistemas elétricos para recarregar, também porque a produção das baterias é um processo eletrointensivo. Durante a recarga dos VEs pode haver picos de demanda indesejáveis devido aos elevados valores de potência nominal dos carregadores. Observa-se ainda que objetivando diminuir o tempo de recarga e aumentar a autonomia dos veículos pela inclusão de baterias maiores, por exemplo, a potência de carregamento tem se elevado nos últimos anos. Tal fato pode causar impactos negativos no desempenho das redes de distribuição de energia elétrica como: transgressão de tensão, elevação do desequilíbrio de tensão e sobrecarga de condutores e de transformadores [2].

O crescimento da mobilidade elétrica está em rápida expansão, para se ter uma ideia as vendas globais de VEs no ano de 2019 alcançou o número de 2,1 milhões e o estoque global de VEs neste mesmo ano alcançou 7,2 milhões [3]. Como os veículos tipicamente estão ociosos nos estacionamentos a maior parte do tempo torna-se viável a utilização de estratégias de controle da carga das baterias dos VEs no desempenho de um papel ativo para a flexibilização da operação de sistemas de energia elétrica. Ao fornecer serviços de flexibilidade, os VEs podem também permitir o aumento da capacidade de acomodação de fontes renováveis [4], [5].

Alternativamente ou simultaneamente, o sistema elétrico pode ser beneficiado pela descarga das baterias dos VEs ao serem utilizadas tecnologias como, por

exemplo, a tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G). Com o fluxo bidirecional da potência de saída dos carregadores das baterias é possível que o VE forneça ou absorva energia elétrica levando em consideração o estado da rede de distribuição e a autonomia requerida pelo proprietário, isso possibilita um melhor gerenciamento dos recursos energéticos e a geração de receitas ou redução dos gastos com energia elétrica por parte dos proprietários dos VEs. Os veículos com a tecnologia V2G podem, por exemplo, operar armazenando energia nos horários de baixo consumo energético e fornecendo energia à rede nos períodos de alta demanda melhorando assim o gerenciamento de redes com fontes de energia renováveis, como a eólica e a solar, que são intermitentes e cuja geração nem sempre ocorre no período de maior demanda.

Entretanto, três pontos merecem atenção para que a descarga das baterias possa ser atrativa aos usuários: (a) deve-se respeitar um nível mínimo de carga para que o usuário consiga utilizá-lo sempre que necessário; (b) o usuário deve receber algum incentivo pelo serviço prestado à rede; (c) a redução da vida útil das baterias deve ser considerada no modelo a ser adotado [6]. Adicionalmente, o “equacionamento” entre a garantia da autonomia do VE requerida pelo proprietário e a prestação dos serviços de flexibilidade, utilizando-se estratégias de controle descentralizadas, isto é, sem sistemas de comunicação, torna-se complexo devido à incerteza do estado da rede durante todo o período de recarga do VE.

Neste contexto, uma das estratégias de gerenciamento dos sistemas elétricos de potência é a concepção de sistemas inteligentes que, com base nas séries históricas dos motoristas e na localização do veículo em tempo real, estimam valores de incertezas importantes, como: local de carregamento (residência ou estacionamentos públicos e privados), as características de recarga e fatores comportamentais do proprietário como a distância diária percorrida e o horário de carregamento do VE [7]. Com essas informações, um sistema de controle poderia otimizar esses recursos e melhorar a eficiência das fontes de energia elétrica renováveis. Já para os proprietários dos VEs, dependendo da regulação e das tarifas de energia praticadas, pode-se gerar renda pela venda da energia elétrica armazenada nas baterias.

Além disso, dependendo do nível de penetração atingido e das adequações realizadas no sistema elétrico, o aumento da participação de fontes de energias

renováveis passa a depender da capacidade de armazenamento do excesso da energia gerada, que pode ser obtida utilizando-se as baterias dos VEs. Entretanto, a capacidade de armazenamento das baterias dos VEs é limitada, dependendo dentre outros fatores, do tipo de veículo, da autonomia do veículo e do comportamento dos usuários. Em síntese, para verificar a viabilidade de utilização dos VEs como um mecanismo do sistema de gerenciamento e controle do sistema elétrico é necessário conhecer: os perfis de utilização do veículo pelos proprietários, a capacidade de armazenamento das baterias, a reserva de energia requerida pelo proprietário e a integração de fontes intermitentes como a eólica e a solar com a recarga dos veículos. Ressalta-se ainda que para a disseminação do uso do VE para a prestação de serviços de flexibilidade, é importante haver benefícios que compensem, por exemplo, a diminuição da vida útil das baterias pelo aumento dos ciclos de carga e descarga. Além disso, é fundamental que a previsibilidade do estado de carga da bateria no momento do uso seja tratada de uma forma que motive o usuário a tal utilização.

Outros serviços de flexibilidade podem ser prestados com a utilização dos VEs a partir de sua integração com sistemas elétricos residenciais e/ou prediais utilizando-se tecnologias como *Vehicle-to-Home* (V2H) e *Vehicle-to-Building* (V2B) [8], [9]. Estas duas tecnologias tornam os VEs fontes de alimentação ocasionais para residências e edifícios com aplicações na redução da demanda nos períodos de ponta, no armazenamento do excesso de geração de fontes de energia elétrica intermitentes instaladas na construção e na concepção de fontes de alimentação ininterrupta (UPS, do inglês, *Uninterruptible Power Supply*). A utilização destas tecnologias pode gerar benefícios para a administração do edifício como a redução da conta de energia elétrica e de investimentos com geradores, e para os proprietários dos VEs ao reduzir o custo ou até mesmo tornar a recarga gratuita. No contexto de redes supervisionadas, estes mecanismos podem contribuir para a obtenção de uma curva de carga suave, ou seja, sem grandes picos ou vales, o que constitui um dos principais objetivos da gestão pelo lado da demanda.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O impacto do crescimento do número de VEs na rede de distribuição e as principais aplicações das estratégias de controle inteligente para a recarga de VEs

foram avaliados em trabalhos encontrados na literatura. Dentre as aplicações das estratégias de controle estão a suavização da curva de carga, o melhoramento da qualidade da energia elétrica, a viabilização de uma maior penetração de VEs na rede de distribuição e a minimização dos impactos negativos da penetração de fontes de energia elétrica intermitentes nas redes de distribuição. Na sequência é apresentada uma revisão bibliográfica de trabalhos que tratam do tema.

O impacto da conexão dos VEs na rede adotando-se regras e restrições sobre a duração e o tempo de recarga é tratado em [10]–[12]. No entanto, não é discutida de forma mais abrangente uma abordagem quanto ao perfil diário de carga dos VEs. Em [13], por exemplo, foi admitido o carregamento dos VEs apenas nas residências dos proprietários ao final do dia. Em [14], foi realizada uma análise probabilística assumindo-se que os VEs possuem um comportamento periódico de 24 horas.

Em [15], foi utilizada programação dinâmica para maximizar a receita de um agregador (provedor de serviço responsável por receber informações dos veículos e tomar decisões) e ao mesmo tempo regular a frequência da tensão do sistema elétrico. Nesta estratégia de controle, considera-se que os proprietários assinam um contrato no qual se comprometem a conectar os VEs em horários pré-determinados. O contrato também possui condições específicas de operação tais como a garantia da manutenção do tempo de vida útil da bateria. A capacidade de armazenamento da energia da bateria foi identificada pelo autor como um dos principais fatores limitantes para a regulação da frequência no sistema elétrico.

Em [16], foi estudada a utilização da tecnologia V2G para atender parte da demanda nos períodos de ponta, como reserva para situações de perda de geração inesperada e para a suavização da geração de energias renováveis intermitentes. O autor cita a relevância desse tipo de armazenamento, por ter um custo menor se comparado com outras soluções de armazenamento de energia. Com o uso das baterias dos VEs, a empresa não tem custo direto de armazenamento, somente o custo para interligar essas baterias à rede. Ao final da análise, o autor conclui que é possível haver de US\$ 300 a US\$ 400 em benefícios de bem-estar social que podem ser repassados ao proprietário do veículo. Na ausência de tais incentivos, é improvável que o armazenamento de energia em larga escala nos VEs *plug-in* seja atraente para muitos proprietários de veículos.

O controle da recarga dos VEs pode trazer muitos benefícios e receitas, como nivelamento de carga, proteção contra a incerteza de previsão, energia e serviços de flexibilidade, regulação de frequência e controle de tensão [17]. Em [18], é proposto um modelo de otimização utilizando algoritmo genético como meta-heurística em combinação com uma simulação Monte Carlo para otimizar a carga e a descarga dos VEs de forma a minimizar a soma dos custos associados com a intermitência de energia eólica, as despesas com a energia comprada, o desgaste da bateria e o custo de capital. Os resultados das simulações demonstram que o algoritmo desenvolvido permite atingir os objetivos identificados.

Em [19], foi realizada uma análise do potencial de retorno financeiro para uso de VEs híbridos (*plug-in hybrid vehicles* – PHEVs) na regulação da frequência no período de ponta. Nesse trabalho, foi proposto que os VEs poderiam ser usados para a regulação diária e, assim, garantir lucros. Também poderiam ser utilizados para a redução do pico nos dias com maior demanda de energia elétrica. Com base na análise econômica concluiu-se que há pouco incentivo financeiro para os proprietários de PHEV aderirem ao programa de utilização dos VEs exclusivamente para a redução do pico de demanda de energia elétrica. Também se verificou que não há potencial de retorno financeiro para os participantes quando os VEs são utilizados para a regulação da frequência em um dia. Porém, o método pode se tornar viável se considerar a redução dos danos ambientais com a utilização desta tecnologia.

O uso de soluções baseadas em controles inteligentes da carga e da descarga das baterias dos VEs no sistema elétrico de uma grande cidade, como o controlador *fuzzy* de cargas e o controlador *fuzzy* de tensão, proposto em [20]. A rede de alta tensão (230 kV e 400 kV) utilizada no estudo inclui 33 barras, 10 geradores, 3 reatores, 6 capacitores, e 33 centros consumidores. A rede também possui 10 grandes estacionamentos com capacidade para recarga de até 150.000 VEs por dia. Os resultados obtidos apontam que para a rede adotada o controle *fuzzy* pode reagir a perturbações aumentando a margem de estabilidade do sistema elétrico.

Em [21], foi desenvolvido um modelo para avaliar, planejar, analisar a operação e o impacto da descarga da bateria de VEs sobre o equilíbrio de carga de um pequeno sistema de energia elétrica de acordo com os objetivos da gestão econômica do próprio sistema elétrico. Nesse sentido, foi desenvolvido um modelo linear simples para ser facilmente integrado no sistema de gestão. O modelo proposto otimiza a

inserção da energia proveniente dos VEs, realizando o gerenciamento em uma escala diária. As incertezas relacionadas à quantidade de energia produzida pelas fontes de energia renováveis foram tratadas por meio de programação estocástica. A modelagem da geração de energia eólica foi tratada com base em simulações Monte Carlo. Posteriormente foi realizada a redução da quantidade de cenários excluindo-se aqueles com pouca probabilidade de ocorrência reduzindo a carga computacional, porém mantendo uma boa aproximação como proposto por [22]. Os autores enfatizam que os resultados obtidos indicam que a metodologia desenvolvida foi eficaz em modelar a participação do VE no gerenciamento de energia do pequeno sistema elétrico.

Em [23], foi proposto um controle autônomo distribuído em estatismo (*droop*) da descarga de VEs, que proporciona uma reserva girante para lidar com a intermitência de fontes de energia renováveis. Este controle por estatismo é baseado no desvio da frequência da tensão no ponto de conexão do VE e realiza uma resposta rápida e sincronizada entre os vários VEs. Um controle de recarga inteligente é aplicado para satisfazer o estado de carga (do inglês, *State of Charge*, SoC) programado pelo proprietário do veículo. Os autores concluíram que o controle proposto foi eficaz gerando uma reserva girante virtual e distribuída que satisfaz o programa de tarifação proposto. Uma vantagem desta abordagem de controle autônomo distribuído é que o sistema de controle pode ser facilmente incorporado em circuitos de eletrônica de potência automotivo ou doméstico para facilitar a recarga dos VEs de uma forma mais inteligente.

As tecnologias *Grid-to-Vehicle* (G2V) e V2G foram utilizadas no controle da recarga de VEs em [24] no qual o método considera um centro de controle responsável pelo envio de sinais de comando aos VEs conectados à rede. O perfil de carregamento dos VEs é caracterizado por uma série temporal com base em parâmetros atribuídos a cada veículo como: instante de conexão com a rede, tempo estimado para a recarga total e instante desejado de desconexão. A quantidade de VEs controlados para injetar ou absorver potência da rede elétrica foi determinada por meio da formulação e resolução de um problema de programação inteira.

Como apresentado anteriormente muitos trabalhos utilizam estratégias de controle inteligente para a prestação de serviços de flexibilidade ao sistema elétrico e às instalações elétricas em geral. Entretanto, a proposição de estratégias de controle

inteligente da carga e/ou da descarga de VEs descentralizadas, sem comunicação entre os VEs e/ou entre um centro de comandos, para a prestação de serviços de flexibilidade ainda é pouco explorada na literatura. Cabe ressaltar que os sistemas de comunicação além do custo associado à sua implantação são pontos comuns de falha (erros, atrasos e perdas de informações) podendo impactar negativamente na confiabilidade de operação de um sistema elétrico de potência.

1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DESTE TRABALHO

Com base no exposto, o objetivo principal deste trabalho é propor duas metodologias de controle descentralizado para a recarga e injeção de potência na rede das baterias dos VEs almejando, na primeira delas, a melhoria da qualidade de energia elétrica em redes de distribuição (controle de magnitude de tensão) e, na segunda, o suprimento de energia elétrica ao sistema elétrico em casos de emergências.

Adicionalmente, este trabalho apresenta como contribuição o desenvolvimento de metodologias para simulação das estratégias de controle descentralizadas utilizando modelos dinâmicos médios dos carregadores, reduzindo o esforço computacional e o tempo de simulação quando comparado com as simulações de transitórios eletromagnéticos no domínio do tempo.

A metodologia de controle de magnitude de tensão é descentralizada e atende o requisito de carga mínima/autonomia do VE esperada pelos seus proprietários após o período de recarga. O controle é avaliado via simulação dinâmica utilizando-se o software OpenDSS [25]. O uso do OpenDSS como uma plataforma para a análise dinâmica em sistemas de distribuição é relativamente recente e consiste em simular um modelo dinâmico definido pelo usuário associado às equações algébricas do sistema de distribuição. Esta metodologia amplia a capacidade deste *software* de código aberto com características importantes na análise dos futuros sistemas elétricos de potência, como a expansividade e a customização. O modelo dinâmico médio do carregador do VE foi implementado pelo autor deste trabalho como uma *Dynamic Linked Library* (DLL) cujas etapas de criação são apresentadas em [26].

A metodologia de suprimento em casos de emergência consiste em um controle que permite o compartilhamento da carga de um edifício entre os VEs localizados no

seu estacionamento de maneira a não extrapolar a capacidade máxima dos carregadores. Os testes deste controle foram realizados por meio da implementação do modelo dinâmico médio do VE para simulação no modo fasorial utilizando a ferramenta *SimPowerSystems* do MATLAB.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Analisar os impactos técnicos em regime permanente da carga e da descarga das baterias dos VEs nas redes de distribuição de energia elétrica secundárias;
- Propor uma estratégia de controle de tensão descentralizada em redes de distribuição secundárias utilizando o gerenciamento inteligente da carga e da descarga de VEs;
- Propor uma estratégia de controle descentralizada para a utilização dos VEs como um sistema de suprimento de energia elétrica de emergência para edifícios;
- Apresentar os modelos dinâmicos médios dos VEs e as metodologias para simulação das estratégias de controle propostas neste trabalho.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esta tese está organizada da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 apresenta uma análise em regime permanente dos principais impactos técnicos da carga e da descarga das baterias de VEs em uma rede de distribuição de energia elétrica secundária;
- O Capítulo 3 apresenta como contribuição uma nova estratégia para o controle descentralizado da tensão em redes de distribuição secundárias utilizando a carga e a descarga das baterias de VEs, assim como, uma metodologia para análise dinâmica e em regime permanente das estratégias de controle utilizando o *software* OpenDSS;
- O Capítulo 4 apresenta como contribuição uma nova estratégia de controle descentralizada baseada nas curvas $P-f$ e $Q-V$ para o compartilhamento da carga de um edifício entre os VEs localizados no seu estacionamento em caso de emergência.

- O Capítulo 5 contém as conclusões deste trabalho juntamente com sugestões para trabalhos futuros.

2. ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA CARGA E DA DESCARGA DE VEs EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo apresenta uma análise dos impactos técnicos em regime permanente em uma rede de distribuição da região sudeste do Brasil simulando diferentes níveis de penetração dos VEs que empregam a tecnologia V2G. A estratégia de gerenciamento da recarga adotada fundamenta-se na definição de tarifas diferenciadas com base no horário do dia e as simulações são realizadas utilizando o *software* OpenDSS [25]. Os impactos técnicos avaliados são: alteração da curva de carga do transformador da subestação, alteração do perfil de tensão, aumento do desequilíbrio de tensão, sobrecarga de transformadores e condutores e alteração das perdas técnicas do sistema elétrico.

2.1 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

Os estudos dos impactos técnicos provocados pela conexão dos VEs nas redes de distribuição foram realizados considerando diferentes níveis de penetração de recarga na baixa tensão (BT) (porcentagem de consumidores com VEs), considerando tanto carregadores bifásicos de 4 kW quanto monofásicos de 1,4 kW dependendo do tipo de conexão do consumidor residencial à rede. Assume-se que os carregadores operam com fator de potência unitário e os pontos de conexão dos VEs, que determinam as fases de conexão, são escolhidos de forma aleatória seguindo uma função de distribuição normal e considerando que qualquer consumidor pode conectar um VE à rede de distribuição. Os valores da potência de carga e descarga utilizados neste trabalho são baseados na informação apresentada na Tabela 2.1, cujas potências de recarga foram definidas pela indústria automobilística dos Estados Unidos [27].

Tabela 2.1. Níveis de potência de recarga do VE.

Tipos de nível	Detalhes	Nível de potência (kW)
Nível 1	Carregamento de oportunidade (qualquer tomada disponível)	1,4 (12 A)
		1,9 (20 A)
Nível 2	Carregamento dedicado	4 (17 A)
		19,2 (80 A)
Nível 3	Carregamento rápido para uso comercial	Até 100

As análises são determinísticas considerando um cenário no qual a utilização da tecnologia V2G é incentivada no horário de ponta e a recarga das baterias dos VEs no horário de menor demanda da rede. Cenários nos quais os proprietários tenham liberdade quanto ao horário de conexão dos VEs não foram analisados, pois o mais provável é que o início da recarga ocorra quando o proprietário do VE chegue em casa após o trabalho, o que resultaria no aumento do pico de demanda no horário de ponta.

Para a análise dos impactos técnicos da tecnologia V2G foi utilizado o *software* OpenDSS considerando um sistema de distribuição de energia elétrica real da região sudeste do Brasil ilustrado na Figura 2.1. Trata-se de um sistema de distribuição predominantemente residencial com 2.518 nós, 76 transformadores de distribuição e 2.069 unidades consumidoras. Foram modeladas tanto a rede de distribuição de média tensão de 11,4 kV como a rede de distribuição de BT de 220/127V.

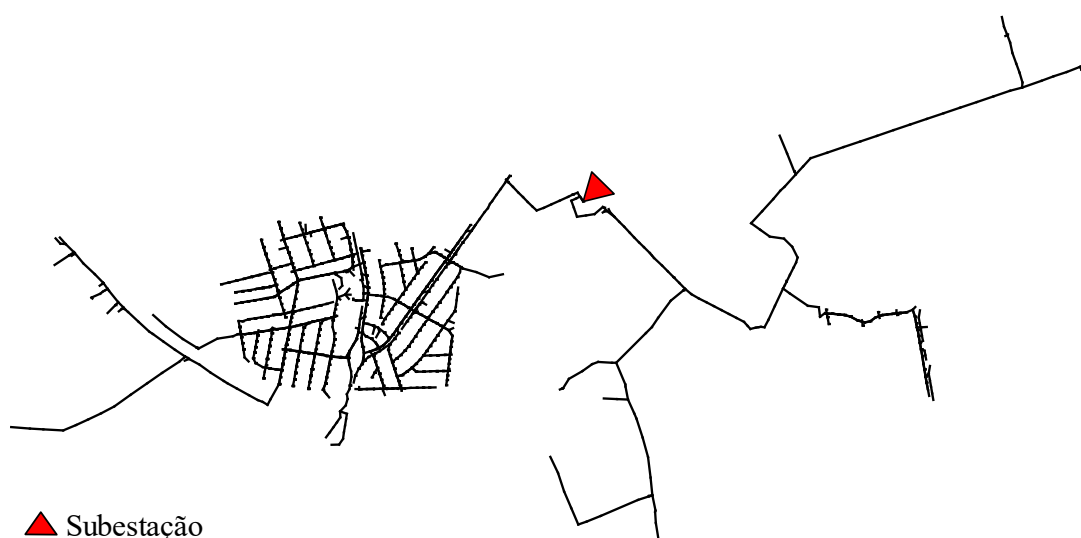


Figura 2.1. Diagrama georreferenciado do sistema de distribuição de energia elétrica da região sudeste do Brasil utilizado nos estudos dos impactos técnicos da tecnologia V2G.

Nos estudos determinísticos foi considerado que o período típico de utilização da tecnologia V2G é estimulado por meio de regulações tarifárias, ou seja, impondo tarifas menores nos horários de menor demanda da rede de distribuição e maiores no horário de ponta. Esta é uma estratégia que busca evitar a necessidade de investimentos no reforço da rede ou a utilização de estratégias mais complexas de recarga inteligente dos VEs de maneira coordenada o que requer regulamentação por parte das agências reguladoras do setor elétrico. A regulação tarifária já é aplicada atualmente em muitos países e pode ser uma estratégia para a redução da demanda nos horários de ponta por meio da utilização da tecnologia V2G, assim como, para o crescimento da demanda nos horários com tarifas mais baixas e atrativas para a recarga dos VEs. Neste contexto, as seguintes considerações foram adotadas neste estudo de caso:

- A recarga da bateria do VE é realizada em tomadas bifásicas sempre que as duas fases estiverem disponíveis na instalação elétrica;
- O tempo de recarga dos VEs com carregadores bifásicos é de 5 horas com demanda constante de 4 kW (modelo de carga do tipo potência constante) e ocorre durante a madrugada entre 01:00 h e 05:00 h (período de menor demanda);
- O tempo de recarga dos VEs com carregadores monofásicos é de 10 horas com demanda constante de 1,4 kW e ocorre durante períodos de menor demanda: entre 24:00 h e 06:00 h e entre 08:00 h e 12:00 h;
- A distância média diária percorrida pelos motoristas é 53 km [28];
- O consumo médio dos VEs é 23 kWh/100 km [29];
- A potência injetada na rede de distribuição por meio da tecnologia V2G dos VEs com conexão bifásica é constante e igual a 4 kW no período entre 19:00 h e 22:00 h;
- A potência injetada na rede de distribuição por meio da tecnologia V2G dos VEs com conexão monofásica é constante e igual a 1,4 kW no período entre 19:00 h e 24:00 h.

2.2 CURVA DE CARGA DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO

As curvas de carga do transformador da subestação para os níveis de penetração iguais a 0% (sem VEs conectados à rede), 10%, 20% e 30% obtidas por meio da simulação utilizando o *software* OpenDSS são apresentadas na Figura 2.2. Como pode ser observado existe uma redução da demanda de energia elétrica quando os proprietários utilizam a tecnologia V2G entre 19:00 h e 24:00 h e durante a madrugada existe uma elevação da demanda em função da recarga dos VEs. No nível de penetração igual a 10% não houve aumento, em comparação com demanda convencional da rede de distribuição, do valor máximo da demanda como consequência da recarga dos VEs. Assim, neste nível de penetração no sistema teste não será necessário o reforço da subestação ao serem adotados os incentivos tarifários tanto para a utilização da tecnologia V2G no horário de ponta quanto para a recarga no horário de menor demanda. O mesmo não pode ser afirmado para os níveis de penetração iguais a 20% e 30% que resultaram em um maior pico de demanda no sistema elétrico durante a madrugada.

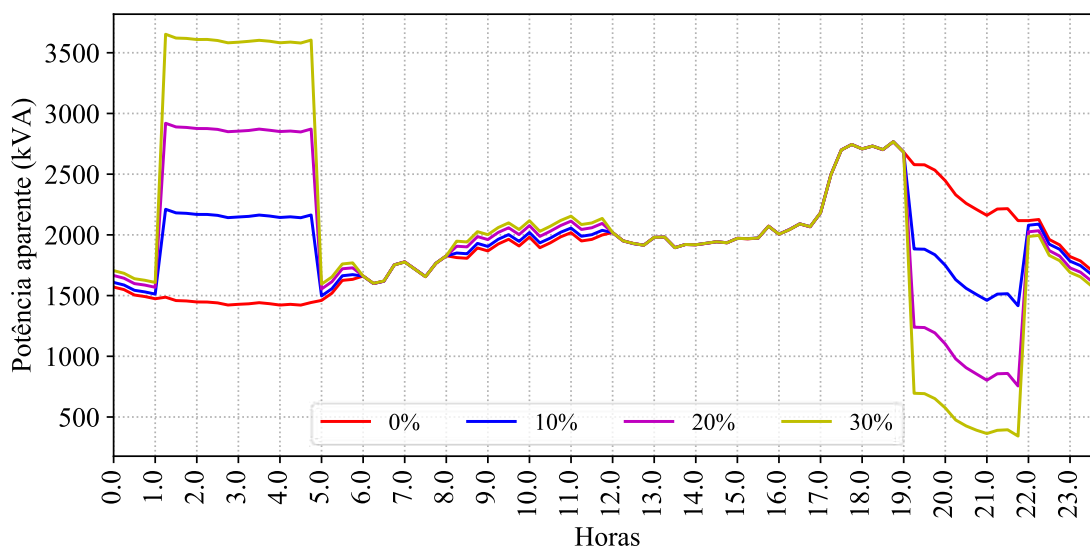


Figura 2.2. Curva de carga da subestação para diferentes níveis de penetração dos VEs.

A estratégia de gerenciamento da recarga dos VEs por meio da regulação tarifária apresentou resultados satisfatórios quando o nível de penetração dos VEs não representa a maior parte da demanda do sistema elétrico. Para um nível de penetração de 10% houve uma redução do pico de demanda e uma redução dos vales

no período de menor demanda tornando a curva de carga mais uniforme. Porém, para níveis mais elevados de penetração, 20% e 30%, esta estratégia de gerenciamento leva a formação de picos durante a madrugada e grandes vales no horário de ponta. Portanto, nestes níveis de penetração dos VEs torna-se necessário uma estratégia de controle inteligente tanto para a recarga quanto para a descarga dos VEs.

2.3 IMPACTOS TÉCNICOS DURANTE A RECARGA DA BATERIA DOS VEs

A estratégia de regulação tarifária para o gerenciamento de energia nas redes de distribuição empregando a tecnologia V2G considerada no estudo de caso resultou no crescimento da demanda durante a madrugada, período típico de baixa demanda de energia elétrica. Para avaliar os impactos técnicos da recarga dos VEs foi considerado como horário de referência às 02:00 horas da manhã. Uma das principais consequências do crescimento da demanda neste horário é a redução da magnitude da tensão como pode ser observado na Figura 2.3. Os resultados revelam que para a rede de distribuição utilizada no estudo de caso, o limite inferior da magnitude da tensão requerido no Módulo 8 do documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) igual a 0,92 pu (para BT) foi violado no nível de penetração igual a 30%. As tensões menores são das barras de BT que estão mais distantes da subestação.

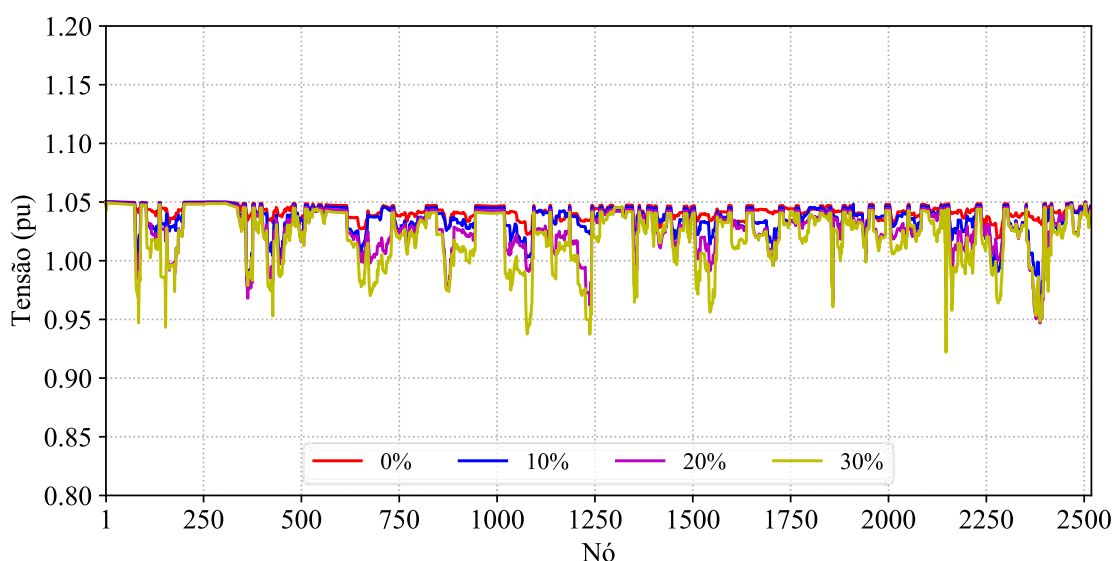


Figura 2.3. Perfil de tensão às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

A recarga dos VEs com carregadores bifásicos e monofásicos também pode resultar no aumento do desequilíbrio de tensão na rede de distribuição que tipicamente já possui certo nível de desequilíbrio. A Figura 2.4 apresenta o gráfico do desequilíbrio de tensão em cada nó para diferentes níveis de penetração dos VEs na rede de distribuição. Considerando um limite máximo de desequilíbrio de tensão conservativo igual a 2%, houve a violação deste limite nos níveis de penetração iguais a 20% e 30% devido ao aumento do desequilíbrio provocado pelo aumento da demanda dos consumidores com a recarga dos VEs.

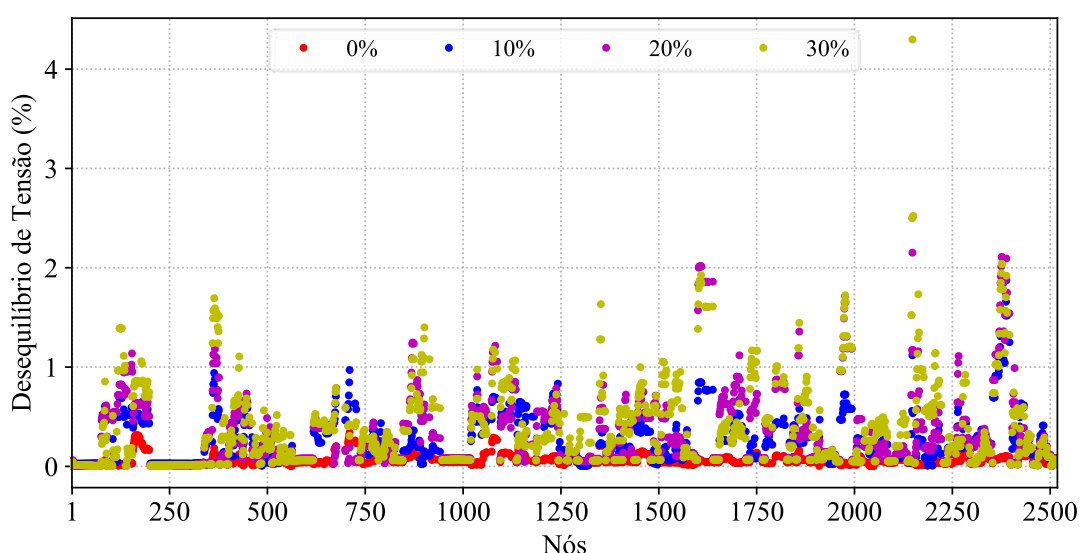


Figura 2.4. Desequilíbrio de tensão às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

A recarga dos VEs nas redes de distribuição secundárias impacta na elevação das correntes nos alimentadores sendo este um dos problemas que mais requerem atenção por parte das concessionárias de energia elétrica. Para a rede em estudo, nos níveis de penetração simulados iguais a 10%, 20% e 30%, a corrente nos alimentadores de alguns ramos é maior que a corrente máxima suportada. Na Figura 2.5, pode-se observar o carregamento dos alimentadores da rede de distribuição em função do nível de penetração dos VEs. Os resultados indicam a necessidade de reforço das redes de distribuição ao ser adotado a estratégia de regulação tarifária apresentada anteriormente.

A sobrecarga dos transformadores de distribuição é outro impacto técnico do aumento da demanda provocado pela recarga dos VEs e que requer atenção por parte

das concessionárias de energia elétrica. O gráfico da Figura 2.6 contém o carregamento dos transformadores de distribuição em função das suas potências nominais sendo possível observar a sobrecarga de transformadores para os níveis de penetração iguais a 20% e 30%. Para o nível de penetração igual a 10% não houve sobrecarga de nenhum transformador.

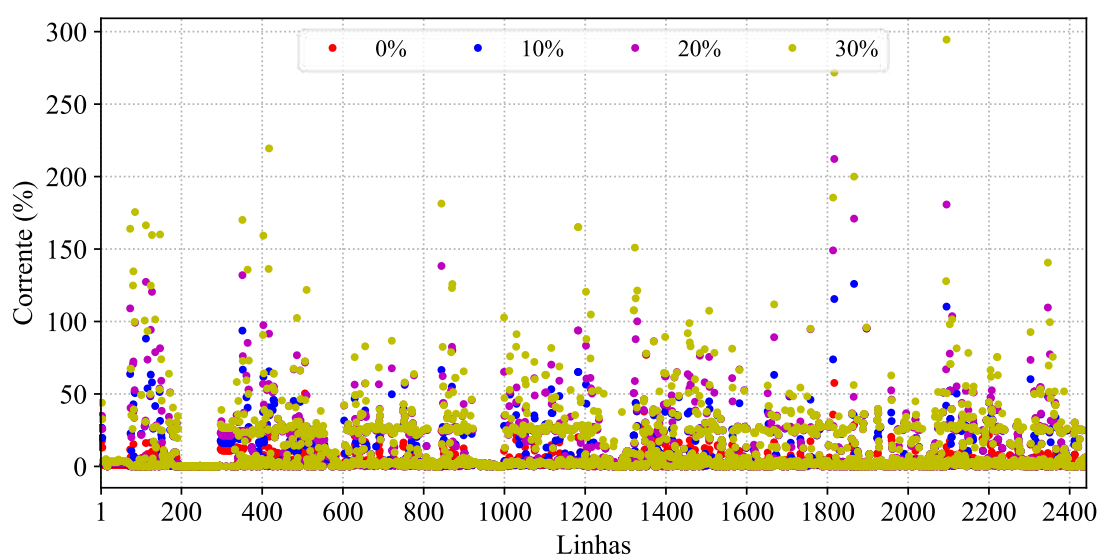


Figura 2.5. Carregamento das linhas às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

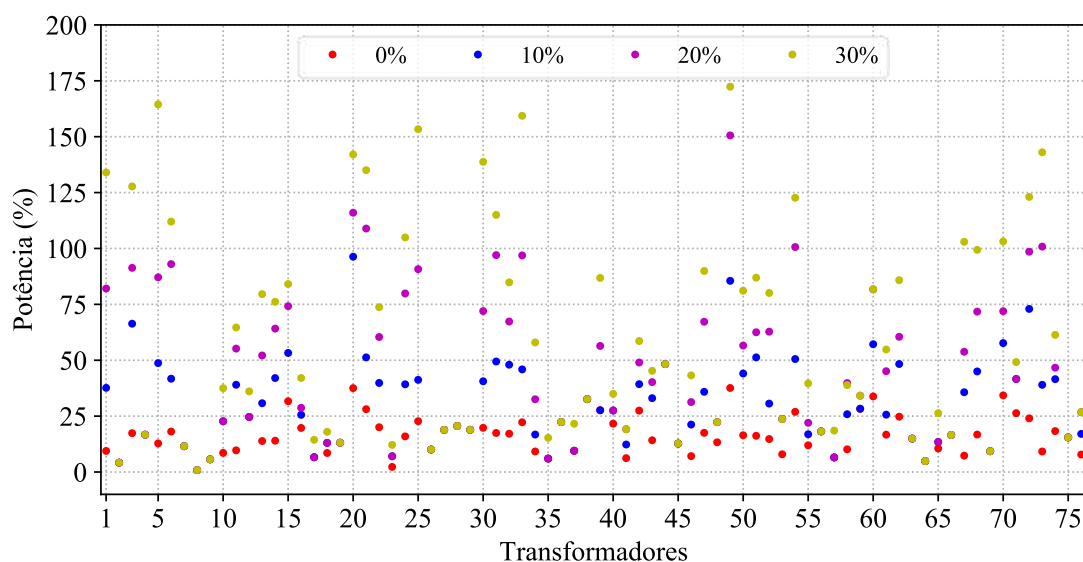


Figura 2.6. Carregamento dos transformadores às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

A elevação do fluxo de corrente nos ramos da rede de distribuição e nos transformadores de distribuição causa o aumento das perdas técnicas de potência

ativa no sistema elétrico como pode ser observado no gráfico Figura 2.7. No estudo de caso as perdas em vazio dos transformadores de distribuição foram desprezadas. Nota-se que com um nível de penetração de VEs igual a 30% e para o horário avaliado, as perdas ativas no sistema de distribuição aumentaram aproximadamente 1.154% quando comparado ao caso sem VEs.

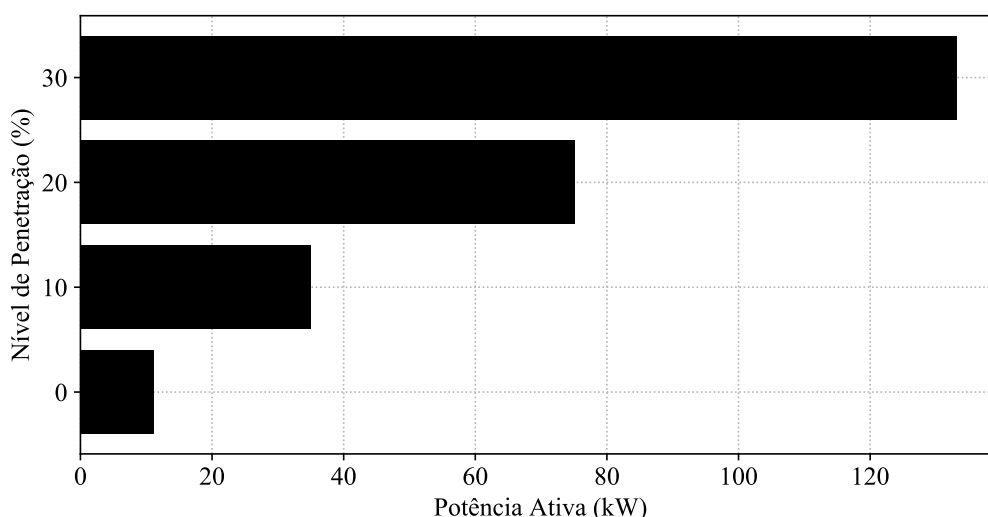


Figura 2.7. Perdas elétricas às 02:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

2.4 IMPACTOS TÉCNICOS DURANTE A INJEÇÃO DE POTÊNCIA PELOS VEs NO MODO *VEHICLE-TO-GRID*

A elevação do perfil de tensão em regime permanente é um dos principais impactos provocados pela tecnologia V2G nas redes de distribuição, a qual está associada à baixa relação X/R dos alimentadores (principalmente na BT) e à topologia radial da rede. Na Figura 2.8 é apresentada a curva do perfil de tensão às 20:00 h, ou seja, durante a operação da tecnologia V2G considerando novamente os níveis de penetração dos VEs iguais a 10%, 20% e 30%. A tensão de saída do transformador da subestação é igual a 1,05 pu conforme dados do sistema elétrico original (sem VEs), este é o valor do limite máximo aceitável para a magnitude da tensão em regime permanente nas unidades consumidoras brasileiras [30]. Com a injeção da potência das baterias dos VEs no sistema elétrico houve aumento dos valores da magnitude da tensão e, conseqüentemente, a violação do limite máximo aceitável da magnitude da tensão em vários nós do sistema elétrico. Este impacto pode ser mitigado pela simples redução do tape (comutador) do transformador da subestação principal ou

pela atuação das concessionárias na redução do tape dos reguladores de tensão e no reforço dos alimentadores da rede de distribuição.

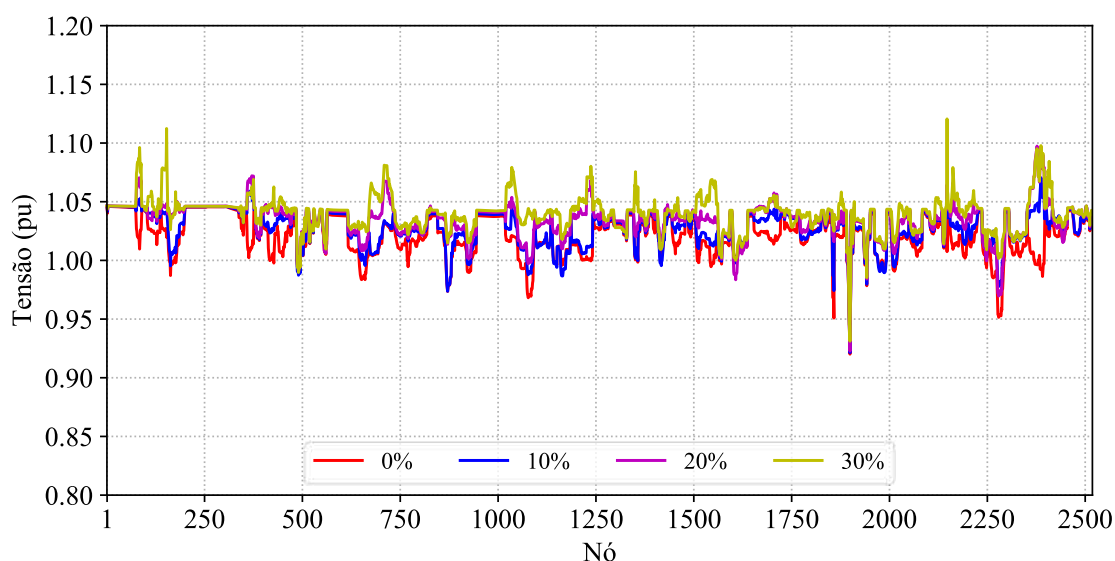


Figura 2.8. Perfil de tensão da Fase A às 20:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

A injeção de potência na rede em função do crescimento do nível de penetração dos VEs não resulta em um padrão definido de desequilíbrio de tensão como pode ser observado na Figura 2.9. De fato, o desequilíbrio de tensão depende da distribuição das cargas e dos VEs entre as fases da rede de distribuição de energia elétrica o que por sua vez depende das fases disponíveis em cada instalação elétrica. Como já mencionado as redes de distribuição possuem certo nível de desequilíbrio de potência entre as fases e a injeção adicional de potência pelos VEs pode reduzir ou aumentar este nível de desequilíbrio em razão das características dos carregadores e dos pontos de conexão dos VEs à rede.

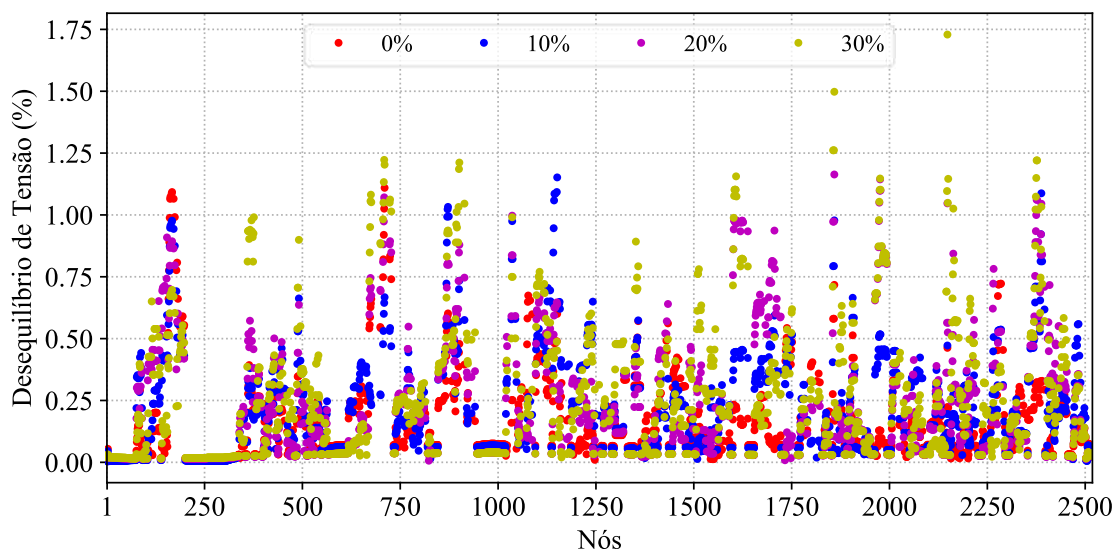


Figura 2.9. Desequilíbrio de tensão às 20:00hs para diferentes níveis de penetração dos VEs.

Nos níveis mais elevados de penetração é possível que a potência injetada pelas baterias dos VEs supere a potência demandada pelas cargas locais e o excesso de potência fornecida seja transportado pela rede para alimentar cargas mais distantes, elevando as correntes nos alimentadores da rede como ilustrado na Figura 2.10. Nota-se a sobrecarga em algumas linhas principalmente no nível de penetração igual a 30%.

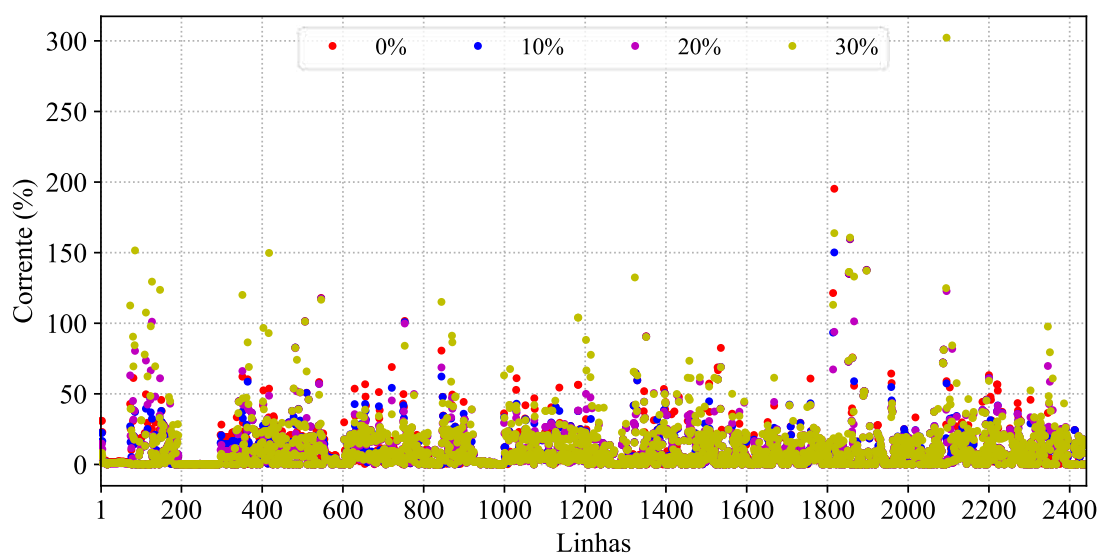


Figura 2.10. Carregamento das linhas às 20:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

A utilização da tecnologia V2G pode resultar na redução do carregamento dos transformadores devido ao atendimento das cargas locais pelos VEs. Nos níveis mais altos de penetração de VEs pode haver ainda a inversão do sentido do fluxo de potência e a sobrecarga de transformadores de distribuição. Todas estas condições podem ser observadas no gráfico do carregamento dos transformadores da Figura 2.11.

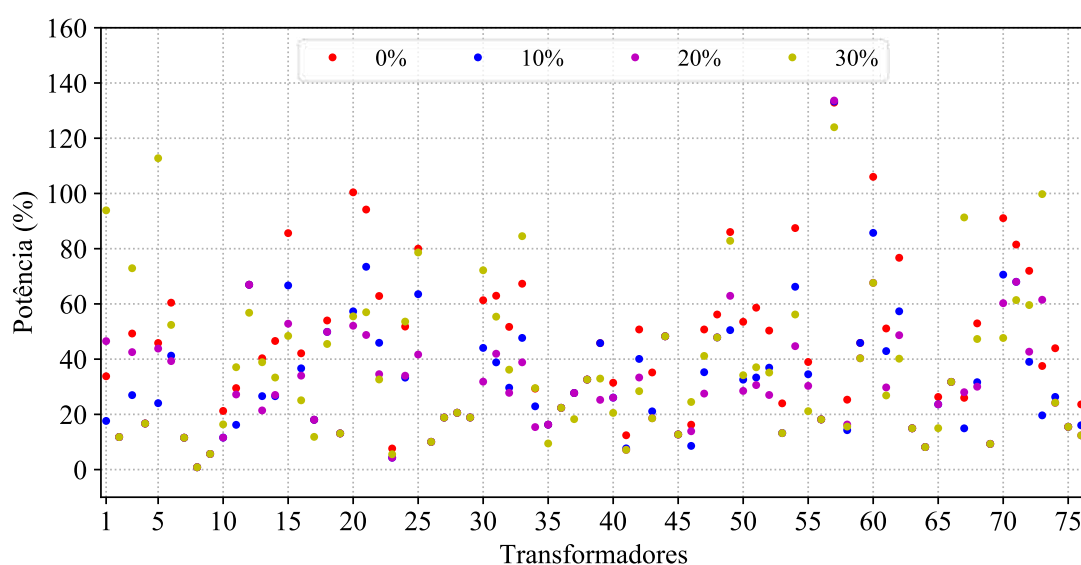


Figura 2.11. Carregamento dos transformadores às 20:00 h para diferentes níveis de penetração dos VEs.

Dependendo da potência injetada em relação à carga, a conexão dos VEs com tecnologia V2G pode reduzir as perdas de potência ativa por suprir a demanda das cargas próximas ao local de conexão da rede de distribuição. Entretanto, quando a potência injetada pelas baterias faz com que o fluxo de potência nos ramos supere a condição inicial (sem VEs), as perdas passam a ser maiores. Com os resultados ilustrados na Figura 2.12 nota-se a redução das perdas com 10% e 20% de penetração dos VEs quando comparado ao caso sem VEs e com 30% de penetração as perdas passam a ser maiores em comparação aos demais níveis de penetração.

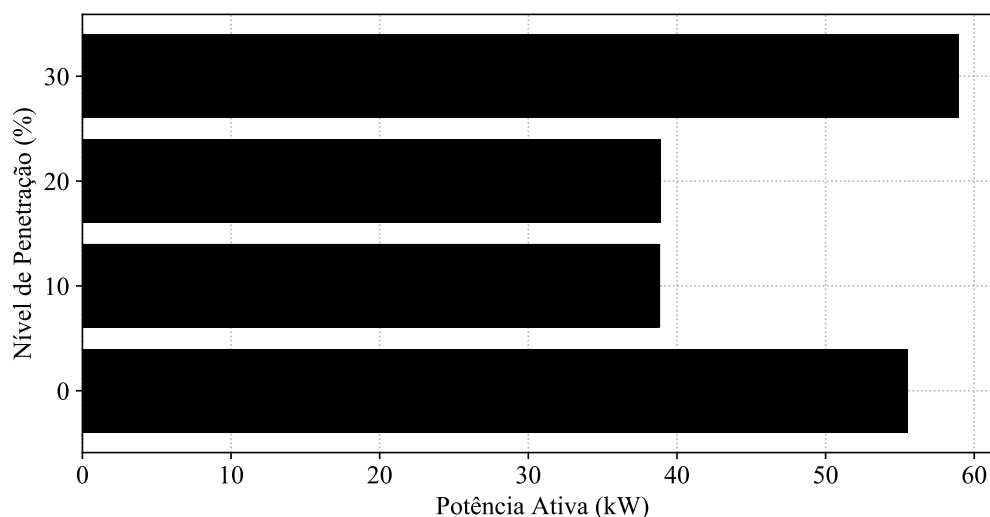


Figura 2.12. Perdas elétricas às 20:00hs para diferentes níveis de penetração dos VEs.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram caracterizados os principais impactos técnicos causados pela utilização da tecnologia V2G utilizando um estudo de caso determinístico. Os resultados revelam que para a rede de distribuição simulada o carregamento regulado (por exemplo, por incentivos tarifários) nos níveis de penetração menores ou iguais a 10% é uma alternativa viável para suavizar a curva de carga. Entretanto, nos níveis de penetração iguais ou superiores a 20% se for adotada esta estratégia de carregamento, o pico de demanda pode ocorrer na madrugada com a recarga dos VEs. Uma estratégia de controle inteligente seria necessária para evitar a recarga ou a injeção de potência na rede de maneira simultânea por todos os VEs gerando impactos negativos na qualidade da energia elétrica. Os principais fatores limitantes para a adoção da estratégia de recarga com regulação tarifária tanto com a utilização da tecnologia V2G quanto com a recarga durante a madrugada foram: violação dos limites de tensão estabelecidos no PRODIST, sobrecarga dos alimentadores e dos transformadores de distribuição. Observou-se a redução das perdas ativas com a injeção de potência na rede utilizando a tecnologia V2G nos níveis de penetração mais baixos e à medida que a potência fornecida pelas baterias se torna maior que a potência requerida para alimentar as cargas locais tendem a aumentar. Durante a recarga das baterias as perdas sempre aumentam com o crescimento do nível de penetração.

3. CONTROLE DE TENSÃO DESCENTRALIZADO EM REDES SECUNDÁRIAS UTILIZANDO O GERENCIAMENTO INTELIGENTE DE CARGA E DESCARGA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

Este capítulo propõe uma nova estratégia de controle de tensão descentralizado baseada no gerenciamento inteligente da carga e da descarga dos VEs para fornecer serviços de flexibilidade às redes de distribuição de BT (ou redes secundárias) – conforme discutido no capítulo anterior, os consumidores de BT são os mais afetados pela transgressão de tensão resultante de recargas lentas. Na estratégia de controle proposta neste capítulo, assume-se que o fluxo de potência ativa pode ser da rede para o veículo (G2V) ou do veículo para a rede (V2G) e a participação de cada VE conectado à rede no controle da tensão é definida por uma hierarquia baseada na potência mínima de carregamento necessária para atingir o SoC desejado pelo cliente ao final da recarga. Uma metodologia baseada na solução de equações algébrico-diferenciais (EADs) utilizando a ferramenta de análise de sistemas de distribuição OpenDSS é proposta tanto para análises dinâmicas quanto para análises em regime permanente dos impactos da recarga inteligente na rede.

3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

As redes de distribuição de BT tendem a ser a primeira parte dos sistemas de energia elétrica a sofrer os impactos negativos decorrentes da recarga dos VEs, especialmente sob cenários de recargas lentas não coordenadas. O crescimento da demanda resultante da recarga sem uma estratégia de controle pode ocasionar vários problemas, sendo os mais importantes a queda de tensão abaixo dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores, a sobrecarga de transformadores e condutores. Neste contexto, as concessionárias de energia elétrica devem apresentar soluções para minimizar estes impactos nos níveis mais altos de penetração dos VEs [31].

Estes problemas técnicos podem ser resolvidos através de reforços na rede, mas os custos associados podem ser proibitivos [10]. Por outro lado, uma vez que os VEs estão estacionados até 95% do tempo e normalmente os seus proprietários

apenas se interessam por atingir um nível mínimo de carga da bateria após o período de recarga, ou seja, eles não se importam sobre como o nível mínimo de recarga é atingido, é possível adotar estratégias de recargas controladas para mitigar os problemas técnicos das redes de BT. Além disso, os VEs com carregadores bidirecionais permitem o fluxo de energia da rede para o veículo (G2V) e do veículo para a rede (V2G), permitindo que seus carregadores e baterias sejam usados na prestação de serviços de flexibilidade, como suavização de geração a partir de fontes intermitentes, controlar a magnitude da tensão ou o fornecimento rápido de energia em caso de ocorrência de contingências [32]–[34]. A prestação de serviços de flexibilidade, no entanto, só se torna viável se o modelo de negócios adotado for apropriado e o controle de recarga não prejudicar consideravelmente a autonomia do VE e a vida útil de suas baterias.

No contexto das redes inteligentes, a potência de saída dos VEs pode ser definida em tempo real com base no carregamento das redes de distribuição e limitada pelos valores nominais dos equipamentos. Um provedor de serviços chamado agregador, que recebe informações de vários VEs conectados à rede, pode tomar decisões com base nas condições de operação da rede e controlar de maneira centralizada a recarga [35]. No entanto, o custo associado aos sistemas de comunicação e outras infraestruturas ainda é um obstáculo à adoção desse modelo de negócios. A alternativa pode ser a adoção de esquemas de controle descentralizados, isto é, o uso apenas de medições locais, como a magnitude ou a frequência da tensão, para criar estratégias de recargas inteligentes. Trabalhos publicados analisam o controle descentralizado de recargas de VE para a prestação de serviços de flexibilidade [36]–[39]. Um controle *droop* de frequência V2G adaptável que satisfaz as exigências dos usuários quanto ao SoC necessário para o transporte foi proposto em [36]. Com a recarga inteligente, foi possível aumentar o SoC e ajustar a frequência ao mesmo tempo. No entanto, a baixa capacidade de armazenamento das baterias torna o ajuste de frequência viável somente no contexto de microrredes nos níveis mais baixos de penetração dos VEs. Um controle de tensão de malha fechada adaptável é apresentado em [37] para ajustar a corrente de carga do VE com base na tensão detectada no ponto de conexão. A estratégia busca o equilíbrio entre o controle de tensão e as preferências de cada cliente quanto ao SoC e o tempo total de recarga desejados. O estudo mostra que é possível coordenar o controle

descentralizado com sistemas V2G gerenciados por um agregador. O autor destaca que estratégias descentralizadas de controle V2G ou suporte de reativo ainda é pouco discutido na literatura. Além disso, a maioria dos trabalhos da literatura não investiga profundamente os impactos do controle da recarga inteligente descentralizada considerando a operação de equipamentos convencionais de controle Volt/Var em alimentadores de distribuição, uma vez que normalmente os resultados são fornecidos apenas para pequenas redes de BT. Há poucas discussões, por exemplo, sobre como a adoção do controle de recarga afeta o número de comutações de bancos de capacitores e de reguladores de tensão.

Este capítulo apresenta duas contribuições principais no contexto do controle descentralizado da recarga de VEs. A primeira é uma nova estratégia de recarga inteligente que inclui o controle de malha fechada G2V e V2G com base na medição da tensão no ponto de conexão do VE. A capacidade dos carregadores é explorada para fornecer suporte de reativo à rede à medida que a potência de carregamento é reduzida. A expectativa de autonomia do proprietário do VE é garantida por meio de uma potência de carregamento mínima atualizada dinamicamente. A participação de cada VE no controle de tensão é ajustada usando uma hierarquia baseada em sua potência mínima de carga necessária para atingir o SoC desejado.

A segunda contribuição é uma metodologia para investigar os benefícios do controle de recarga proposto e sua interação com o controle Volt/Var em grandes redes de distribuição. A análise de estratégias de controle descentralizadas é geralmente feita com base em pequenos sistemas de distribuição. De fato, a análise dinâmica em grandes sistemas baseada na abordagem convencional no domínio do tempo pode ser impraticável [40]. Neste trabalho, a metodologia proposta permite a simulação de grandes redes com integração massiva de VEs com controle descentralizado. Esta metodologia baseia-se na solução de modelos dinâmicos de VEs com o esquema de controle proposto implementado no OpenDSS, uma ferramenta dedicada à análise de sistemas de distribuição de energia elétrica [25].

3.2 CONTROLE PROPOSTO PARA A RECARGA INTELIGENTE DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

A estratégia de controle de recarga do VE proposta com o objetivo de controlar a magnitude da tensão do sistema de distribuição é apresentada nesta seção. Em termos de medição de variáveis da rede, apenas a magnitude da tensão no ponto de conexão do VE é utilizada, portanto esta estratégia de controle pode ser classificada como local (descentralizada) e nenhum sistema de comunicação é necessário para sua implementação.

Na estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho, diferentemente do proposto por [37], considera-se uma solução de compromisso entre a potência mínima de recarga do VE calculada com base na autonomia requerida pelo proprietário e o carregamento da rede elétrica por meio da definição de duas tensões de referência. A primeira tensão de referência, v_i^{*d} , corresponde a tensão mínima considerada adequada pelo órgão regulador e a segunda tensão de referência, v_i^{*c} , corresponde ao valor da primeira tensão de referência multiplicada por um fator de segurança, cujo valor é maior que um. A potência de carregamento do VE é regulada considerando o SoC requerido e pré-ajustado pelo proprietário, que não necessariamente é igual a cem por cento, e a tensão medida no ponto de recarga. Para tensões acima de v_i^{*c} o VE aumenta sua potência de carregamento acima do mínimo necessário para alcançar o SoC requerido. Na faixa de tensão entre v_i^{*c} e v_i^{*d} a potência de carregamento é mantida no valor mínimo para alcançar o SoC requerido pelo proprietário buscando evitar violações de conformidade de tensão com o aumento do carregamento do sistema elétrico. Para tensões abaixo de v_i^{*d} a potência de carregamento é menor que a potência mínima para alcançar o SoC requerido pelo proprietário, podendo inclusive haver fornecimento de energia das baterias dos VEs para a rede elétrica em condições mais severas de afundamento de tensão de curta-duração. Assim, aumenta-se o nível de flexibilidade do controle de tensão descentralizado utilizando os VEs. Novos estudos do controle de tensão descentralizado foram realizados neste trabalho por meio da modelagem dinâmica dos VEs considerando variações de tensão de longa duração e de curta duração em sistemas elétricos de menor e de maior porte.

Além da medição da tensão no ponto de acoplamento comum (PCC), o controle descentralizado proposto não deve afetar a autonomia do VE esperado por seus proprietários após o período de recarga. Adicionalmente, os proprietários dos VEs receberam incentivos, como a redução da tarifa de energia elétrica ao participarem do controle de tensão da rede. Este requisito pode ser atendido usando uma potência mínima de recarga para cada VE, P_i^c , calculada de acordo com a Equação (3.1), que garante o SoC da bateria desejado quando o período de recarga termina [36].

$$P_i^c(t) = \begin{cases} P_{min}^c & , P_i^c(t) < P_{min}^c \\ \frac{(SoC_i^e - SoC_i(t)) \cdot E_i^r}{t_i^{out} - t} & , P_{min}^c(t) \leq P_i^c(t) \leq P_{max}^c \\ P_{max}^c & , P_i^c(t) > P_{max}^c \end{cases} \quad (3.1)$$

sendo, t_i^{out} o instante no qual o i -ésimo VE termina o carregamento, $SoC_i(t)$ é o estado de carga da bateria do i -ésimo VE no instante t , SoC_i^e é o estado de carga esperado para o i -ésimo VE no tempo t_i^{out} , e E_i^r é a capacidade nominal da bateria do i -ésimo VE. P_{max}^c é a potência máxima de carregamento (normalmente, a capacidade nominal do carregador do VE) e P_{min}^c é a potência mínima de carregamento do VE.

O valor da P_i^c foi utilizado para definir a contribuição do VE no controle da tensão, pois quanto menor a P_i^c , mais próximo está o VE do SoC esperado ou maior é a janela de tempo de recarga. Portanto, estes veículos podem contribuir em maior proporção para melhorar o perfil de tensão da rede. De acordo com a Equação (3.1) esta variável depende basicamente do perfil de utilização do VE pelo cliente o que determina os valores de $SoC_i(t = 0)$, SoC_i^e e t_i^{out} .

Uma vez que $P_i^c(t)$ é determinada pela Equação (3.1), a referência de potência ativa do carregador do i -ésimo VE, $P_i^*(t)$, é calculada de acordo com a Equação (3.2). A potência de referência depende não apenas das configurações do proprietário do VE, mas também das condições da rede de distribuição estimadas pela tensão no ponto de conexão, v_i^{ca} . A ideia é reduzir a potência de carregamento – ou mesmo forçar a operação V2G – de acordo com a medição de tensão local. Como a tensão local depende do ponto da rede em que o cliente está conectado, para evitar que alguns VEs sejam beneficiados ou penalizados devido à sua localização, é importante incluir algum mecanismo de compensação na estratégia. Uma função exponencial, como proposta em [37] e presente na Equação (3.2), garante uma contribuição mais uniforme entre todos os VEs que participam do controle de tensão da rede,

independentemente de seu ponto de conexão. Essa função minimiza a sensibilidade do controle em função das variações de tensão mais altas no final dos alimentadores e contribui para uma participação mais uniforme dos VEs.

$$P_i^*(t) = \begin{cases} P_i^c(t) + v_i^{ca}(t) \cdot ID_i^{max} \{1 - \exp[-\alpha_c(v_i^{ca}(t) - v_i^{*c})(1 - P_i^c(t))]\}, & v_i^{ca}(t) > v_i^{*c} \\ P_i^c(t), & v_i^{*d} \leq v_i^{ca}(t) \leq v_i^{*c} \\ P_i^c(t) + v_i^{ca}(t) \left(ID_i^{max} + \frac{P_i^c(t)}{v_i^{ca}(t)} \right) \{ \exp[-\alpha_d(v_i^{*d} - v_i^{ca}(t))(1 - P_i^c(t))] - 1 \}, & v_i^{ca}(t) < v_i^{*d} \end{cases} \quad (3.2)$$

Para entender melhor como a tensão local e as configurações definidas pelo proprietário do VE (SoC_i^e e t_i^{out}) afetam a potência de carregamento de um determinado veículo em um determinado período, as curvas características que descrevem o comportamento do controle de recarga (potência ativa do VE versus tensão) são apresentadas na Figura 3.1, primeiramente para diferentes valores de SoC inicial (Figura 3.1a) e depois para diferentes tempos de recarga restantes (Figura 3.1b). Nessas curvas, o SoC esperado pelo proprietário do VE é de 0,90 e os valores das tensões de referência v_i^{*d} e v_i^{*c} são 0,92 pu e 0,94 pu, respectivamente. A potência ativa entre esses dois limites de tensão corresponde à potência mínima de carregamento para atingir a carga da bateria desejada pelo proprietário do VE. A tensão de referência v_i^{*c} pode ser ajustada com base no carregamento da rede e no tipo de serviço de flexibilidade desejado, pois sua violação não implica um SoC insatisfatório para o proprietário do VE. A tensão de referência v_i^{*d} deve ser escolhida preferencialmente para coincidir com o limite de tensão mais baixo considerado adequado pelos padrões técnicos locais, pois a potência mínima de carregamento não é satisfeita se a tensão estiver abaixo dessa referência.

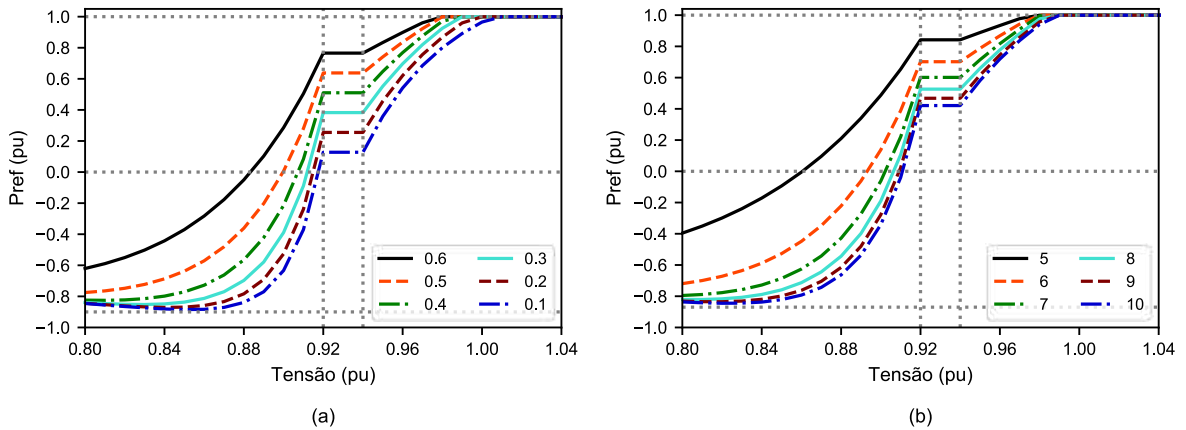


Figura 3.1. Potência ativa versus tensão para diferentes valores de (a) $\Delta SoC = SoC_i^e - SoC_i$ para $t_i^{out} = 11$ h e (b) $\Delta t = t_i^{out} - t$ em horas para $SoC_i = 0,6$, sendo, $SoC_i^e = 0,9$, $v_i^{*c} = 0,94$ pu e $v_i^{*d} = 0,92$ pu.

Uma vez que a referência para a potência ativa é estabelecida com base nas equações (3.1) e (3.2), o controle de recarga do VE proposto define a potência reativa a ser injetada (fator de potência capacitivo) pelo carregador para contribuir ainda mais para aumentar a tensão da rede de distribuição. A ideia é usar a capacidade ociosa do carregador para injetar potência reativa, conforme calculado pela Equação (3.3), sendo S_i^r a potência nominal do carregador do i-ésimo VE em kVA.

$$Q_i^*(t) = \sqrt{S_i^{r^2} - P_i^*(t)^2} \quad (3.3)$$

3.3 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA ESTRATÉGIA DE CONTROLE DA RECARGA DO VE

Nesta seção é apresentada a metodologia proposta para analisar os impactos do emprego de estratégias de controle descentralizadas para a recarga dos VEs na operação de redes de distribuição. A modelagem do carregador do VE para análise da estratégia de controle da recarga do VE é apresentada. Na sequência são apresentados os procedimentos para a implementação dos modelos e para a simulação dinâmica e em regime permanente utilizando o *software* OpenDSS. Os principais impactos das estratégias de controle que podem ser avaliados com a metodologia são a eficácia do controle de tensão, seus impactos na autonomia do veículo, sua interferência no desempenho dos dispositivos de controle Volt/Var e o carregamento de transformadores e alimentadores da rede de distribuição.

3.3.1 MODELAGEM DO CARREGADOR DO VE

A topologia do carregador bidirecional de nível 1 formado por um conversor CA/CC e um conversor CC/CC apresentado nesta tese é ilustrada na Figura 3.2. Foi considerado uma topologia sem isolamento por simplicidade do modelo uma vez que o objetivo central é avaliar o controle de tensão da rede. O modelo dinâmico médio dos conversores e controladores do carregador do VE será apresentado a seguir e o código fonte no OpenDSS está disponível no Quadro B.1 do Anexo B.

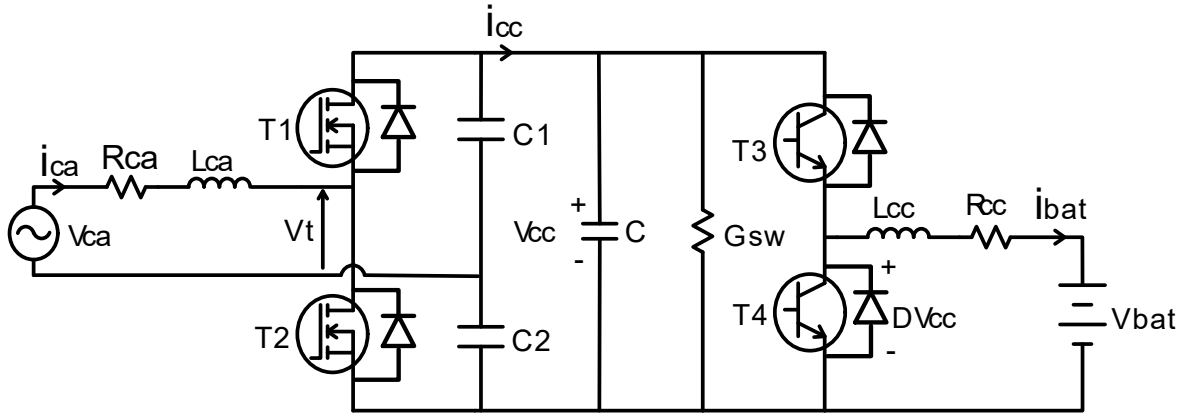


Figura 3.2. Topologia do carregador monofásico bidirecional.

A. Medidores

A tensão do terminal do carregador EV monofásico, $v_{an}(t) = V_{an} \cdot \cos(\omega t + \theta_{ca})$, é decomposta no referencial $d-q$ para permitir um controle desacoplado das potências ativa e reativa, de acordo com a Equação (3.4).

$$\begin{cases} v_d(s) = V_{an} \cdot \cos(\theta_{dq}(s) - \theta_{ca}) \\ v_q(s) = V_{an} \cdot \sin(\theta_{dq}(s) - \theta_{ca}) \end{cases} \quad (3.4)$$

Na prática, o ângulo θ_{dq} localizando o eixo rotativo $d-q$ é obtido usando um *Phase-Locked-Loop* (PLL), responsável por sincronizar a operação dos conversores eletrônicos de potência conectados à rede. Este loop de controle consiste em um detector de fase (PD, do inglês, *Phase Detector*), um filtro de malha fechada (LF, do inglês, *Loop Filter*) e um oscilador controlado por tensão (VCO, do inglês, *Voltage Controlled Oscillator*) e seu modelo é descrito pela Equação (3.5).

$$\theta_{dq}(s) = \frac{\theta_{ca}}{\frac{T_2^{LF}}{s \cdot K_{VCO} \cdot K_{PD}^{PLL} \cdot [T_1^{LF} + s]} + 1} \quad (3.5)$$

As funções de transferência de primeira ordem podem ser usadas para modelar os erros e atrasos das grandezas físicas monitoradas pelo sistema de controle. Assim, um modelo genérico de um sensor associado a um valor a ser medido pode ser formulado pela Equação (3.6).

$$x_{mx}(s) = \frac{K_{mx} \cdot x}{s \cdot T_{mx} + 1} \quad (3.6)$$

sendo, x_{mx} , sinal de saída do sensor; K_{mx} , o ganho do sensor; T_{mx} , a constante de tempo do sensor e x a grandeza medida.

B. Conversor CC/CC

O conversor CC/CC é responsável por transferir energia entre a bateria e o barramento CC para, em coordenação com o conversor CC/CA, fazer com que a saída de energia do carregador do VE siga o valor de referência da potência de carregamento (P^*). Isso é feito controlando a corrente CC injetada nas baterias, i_{bat} , com base no erro entre a saída de potência ativa e a potência de referência.

O modelo dinâmico médio do conversor CC/CC, relacionando i_{bat} com seu ciclo de trabalho, D , é dado pela Equação (3.7).

$$i_{bat}(s) = \frac{v_{bat} - D(s) \cdot v_{cc}(s)}{R_{cc} + sL_{cc}} \quad (3.7)$$

O ciclo de trabalho do conversor CC/CC é uma função da resposta do sistema de controle em malha fechada composto por dois controladores Proporcional-Integrais (PI) em cascata que agem para corrigir o erro, e^{pot} , entre a potência ativa de saída e a potência ativa de referência.

$$e^{pot}(s) = P^{out}(s) - P^*(s) \quad (3.8)$$

Este erro é então processado por um primeiro estágio do controle em cascata, consistindo em um filtro de primeira ordem com uma constante de tempo T_{fp} e um controlador PI, com ganhos K_P^P e K_I^P , conforme a Equação (3.9).

$$i_{cc}^*(s) = \left(K_P^P + \frac{K_I^P}{s} \right) \cdot \left(\frac{1}{sT_{fp} + 1} \right) \cdot e^{pot}(s) \quad (3.9)$$

A saída do primeiro estágio, i_{cc}^* , é a corrente CC de referência que será injetada na bateria. Um segundo estágio de controle é utilizado para a obtenção do valor de D para fazer com que a corrente CC injetada nas baterias siga o valor de referência:

$$D(s) = \left(K_P^T + \frac{K_I^T}{s} \right) \cdot [i_{bat}(s) - i_{cc}^*] \quad (3.10)$$

A potência de saída do VE é calculada com base nas medições das tensões e correntes nos terminais do carregador:

$$P^{out}(s) = v_d(s) \cdot i_d(s) + v_q(s) \cdot i_q(s) \quad (3.11)$$

sendo, $i_d(s)$ e $i_q(s)$ as componentes d - q da corrente de saída do carregador.

C. Barramento CC

A corrente e a tensão do barramento CC são calculadas conforme as equações (3.12) e (3.13), respectivamente.

$$i_{cc}(s) = \frac{R_{ca}[i_d(s)^2 + i_q(s)^2] + P^{out}(s)}{v_{cc}(s)} \quad (3.12)$$

$$v_{cc}(s) = \frac{D(s) \cdot i_{bat}(s) - i_{cc}(s) - G^{sw} \cdot v_{cc}(s)}{sC_{cc}} \quad (3.13)$$

D. Conversor CA/CC

O conversor CA/CC é modelado como duas fontes de corrente controladas no eixo d - q , com o componente de eixo direto associado à tensão do barramento CC e o componente do eixo de quadratura com o fluxo de potência reativa entre o carregador e a rede. Um controlador PI processa o erro entre a tensão medida, v_{mcc} , e a tensão de referência do barramento CC, v_{cc}^* , para correção de corrente de eixo direto da referência $i_d^*(s)$ em torno de seu ponto de operação de acordo com a Equação (3.14).

$$i_d^*(s) = \left[\frac{D(s) \cdot i_{bat}(s) \cdot v_{cc}(s)}{v_d(s)} \right] - G^{sw} \cdot v_{cc}(s) - \left[K_P^d + \frac{K_I^d}{s} \right] [v_{cc}^* - v_{mcc}(s)] \quad (3.14)$$

Similarmente, outro controlador PI processa o erro entre a potência reativa de referência, Q^* , e a potência reativa absorvida pelo carregador, Q^{mca} , para obter a corrente de referência do eixo q , $i_q^*(s)$, conforme a Equação (3.15).

$$i_q^*(s) = \left[K_P^q + \frac{K_I^q}{s} \right] [Q^*(s) - Q^{mca}(s)] \quad (3.15)$$

As componentes de eixo d - q da tensão de saída do conversor CA/CC são:

$$\begin{bmatrix} v_{t,d} \\ v_{t,q} \end{bmatrix} = \frac{v_{cc}}{2} \cdot \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

sendo m_d e m_q são os índices de modulação no sistema de referência d - q , calculados pela Equação (3.17).

$$\begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} = \frac{2}{v_{cc}} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \omega L_{ca} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{1}{T_l} \cdot \left(\frac{R_{ca}}{s} + L_{ca} \right) \cdot \left(\begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \right) \right\} \quad (3.17)$$

As correntes de eixo direto e em quadratura de saída do conversor CA/CC são calculadas utilizando a Equação (3.18).

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{1}{R_{ca} + sL_{ca}} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \omega \cdot L_{ca} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{v_{cc}}{2} \cdot \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} \right\} \quad (3.18)$$

Aplicando a transformada d - q inversa a corrente de saída do carregador do VE pode ser calculada pela Equação (3.19).

$$i_{ca}(t) = \sqrt{i_d(t)^2 + i_q(t)^2} \cdot \cos \left\{ \omega t + \theta_{dq}(t) - \cot \left[\frac{i_q(t)}{i_d(t)} \right] \right\} \quad (3.19)$$

E. Bateria

A bateria do VE é modelada como uma fonte de tensão CC constante e a energia armazenada é calculada pela Equação (3.20), sendo SoC_i^{in} o estado de carga

inicial e E_{bat}^r a capacidade nominal da bateria, em kWh, e $P^{loss}(s)$ são as perdas de energia do carregador, calculadas pela Equação (3.21).

$$E_{bat}(s) = SoC_i^{in} \cdot E_{bat}^r + \frac{P^{out}(s) - P^{loss}(s)}{s} \quad (3.20)$$

$$P^{loss}(s) = R_{ca} \cdot [i_d(s)^2 + i_q(s)^2] + G^{sw} \cdot v_{cc}(s)^2 + n_p \cdot R_{cc} \cdot \min\left(\frac{i_{bat}(s)}{n_p}, i_{cel}^{max}\right)^2 \quad (3.21)$$

F. Modelo de Estado Estacionário

A resposta dinâmica do controle da recarga durante distúrbios de curto prazo é analisada através do modelo dinâmico médio apresentado até o momento. A análise do controle de tensão local considerando um horizonte de tempo mais longo (dias ou semanas, por exemplo) é feita usando o fluxo de potência série-temporal com o modelo de estado estacionário simplificado do VE apresentado a seguir.

O VE é representado por uma corrente de entrada no modo V2G ou de saída no modo G2V do nó de conexão para a rede na análise de regime permanente. Essa corrente é calculada por meio do modelo simplificado do sistema de controle no sistema de coordenadas d - q . Integradores são usados para representar a capacidade de controle do carregador do VE de acordo com a Equação (3.22).

$$\begin{bmatrix} i_d^{reg}(s) \\ i_q^{reg}(s) \end{bmatrix} = \frac{1}{s} \cdot \begin{bmatrix} K_d^{reg} & 0 \\ 0 & K_q^{reg} \end{bmatrix} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} P^*(s) \\ Q^*(s) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_{out}(s) \\ Q_{out}(s) \end{bmatrix} \right\} \quad (3.22)$$

A corrente de saída de cada VE é então calculada utilizando a transformada d - q inversa apresentada na Equação (3.19). A energia armazenada na bateria é obtida com o mesmo modelo previamente apresentado nas equações (3.20) e (3.21). Procedimentos para a análise dinâmica e em regime permanente do controle de tensão descentralizado são discutidos em mais detalhes nas subseções a seguir.

3.3.2 ANÁLISE DINÂMICA

Algumas análises dos potenciais impactos dos VEs nas redes de distribuição do futuro, especialmente se associadas à operação de dispositivos de comutação

(reguladores de tensão, banco de capacitores controlados, disjuntores, religadores etc.) podem requerer um nível detalhado de modelagem para avaliar adequadamente o desempenho dinâmico dos sistemas de distribuição.

O modelo dinâmico médio do carregador do VE apresentado neste trabalho foi implementado em um modelo definido pelo usuário para o OpenDSS, implementado como uma *Dynamic Linked Library* (DLL) cujas etapas de criação são apresentadas em [26]. O uso do OpenDSS como uma plataforma para a análise dinâmica em sistemas de distribuição é relativamente recente e consiste em simular um modelo dinâmico definido pelo usuário associado às equações algébricas do sistema de distribuição. Esta metodologia amplia a capacidade deste *software* de código aberto com características importantes na análise dos futuros sistemas elétricos de potência, como a expansividade e a customização.

A resposta dinâmica do controle é obtida alternadamente resolvendo as equações algébrico-diferenciais do modelo médio do carregador do VE e as equações algébricas da rede de distribuição, similarmente à abordagem clássica da simulação dinâmica RMS para análise de transitórios eletromagnéticos. As equações diferenciais são resolvidas usando um método de integração trapezoidal do tipo preditor-corretor. O modelo dinâmico do VE implementado utilizando a linguagem de programação *Python* está no Quadro B.1 do Anexo B.

3.3.3 ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE

Os algoritmos para a solução de fluxo de potência na ferramenta de simulação de sistemas de distribuição OpenDSS não incluem modelos de VEs com controle de recarga descentralizada. Neste contexto, neste trabalho um algoritmo do tipo preditor-corretor é apresentado para obter a solução em regime permanente série-temporal com diferentes intervalos de tempo (10 s, 15 min ou 1 h, por exemplo).

O algoritmo preditor-corretor foi implementado em *Python* e as equações diferenciais (Equação (3.22)) resolvidas usando o método de integração trapezoidal. Nesse algoritmo, o estado inicial da rede (etapa preditora) é obtido a partir da solução do fluxo de potência utilizando o OpenDSS e as componentes $d-q$ da corrente são calculadas com a Equação (3.22). O modelo do VE para simulação em regime permanente implementado utilizando a linguagem de programação *Python* está no

Quadro B.4 do Anexo B. As componentes $d-q$ da corrente são corrigidas iterativamente (etapa corretora) com base no estado atual da rede até que a variação da tensão de uma iteração para a seguinte seja menor do que uma determinada tolerância, conforme indicado no algoritmo mostrado na Figura 3.3.

Algoritmo 1

Dados: t_{initial} , Δt , N

Início

Repetição 1: **para** $n = 0$ **até** $N-1$

$t \leftarrow t_{\text{initial}} + n \cdot \Delta t$

inicialmente, a injeção de potência de cada VE é o valor obtido no passo de tempo anterior.

Repetição 2: **para** $k = 0$ **até** $k^{\text{max}}-1$

1. solucionar o fluxo de potência no OpenDSS considerando as correntes injetadas pelos VEs;
2. avaliar P^* , Q^* de acordo com o estado da rede obtido e as equações de controle descritas na seção 2;
3. calcular i_d e i_q para cada VE conectado à rede utilizando a Equação (3.22);
4. corrigir a injeção de potência para cada VE antes que um novo estado da rede possa ser resolvido no OpenDSS.

Se $\max (|V_b(k) - V_b(k-1)|) < \varepsilon$:

salvar o estado atual da rede e dos VEs e parar a repetição 2.

Fim

Figura 3.3. Algoritmo para análise em regime permanente no OpenDSS.

3.4 ESTUDOS DE CASO

Nesta seção são apresentados os estudos de caso escolhidos para a análise do impacto e do desempenho das estratégias de controle dos VEs na prestação de serviços de flexibilidade à rede de distribuição. Nos quatro estudos de caso que serão apresentados, os carregadores de VE conectados à rede são monofásicos e com potência nominal de 1,92 kVA (Tabela 2.1). Os dois sistemas de distribuição utilizados nos estudos de caso são apresentados a seguir:

- *Sistema teste 1:* Este sistema foi apresentado por [41] e usado por [42] para análise da integração de VEs. Esta é uma típica rede de distribuição de BT usada na América do Norte. A rede de BT tem topologia radial e é suprida por um transformador de tape central com tensões no secundário de 120/240V e 50 kVA. Dez VEs foram conectados à rede como ilustrado na Figura 3.4.

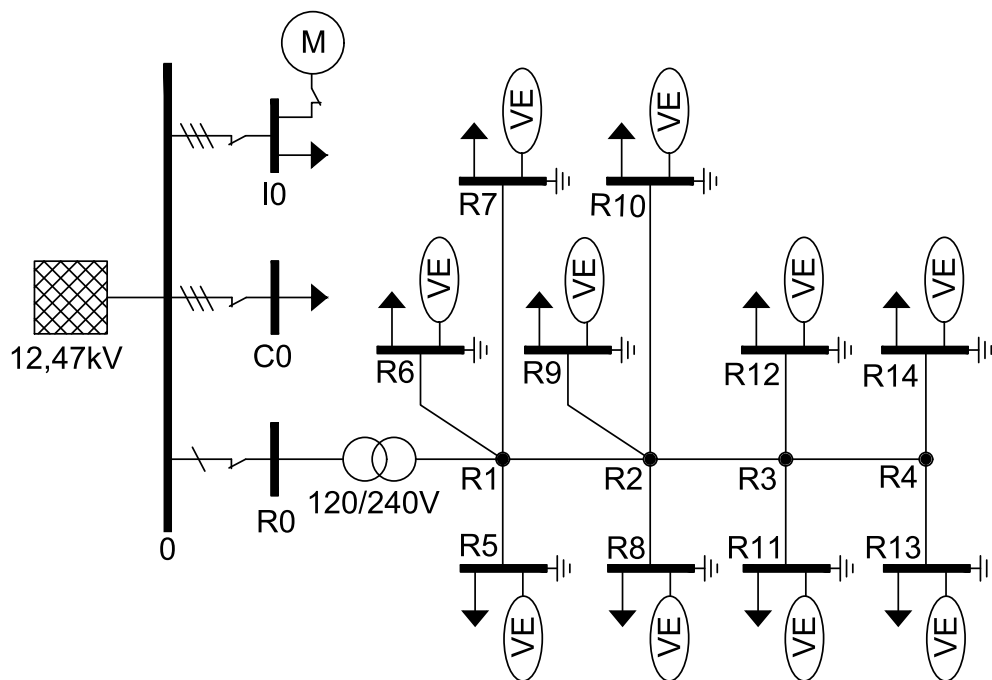


Figura 3.4. Sistema teste 1: rede norte-americana de BT típica.

- Sistema teste 2:* Esta é uma rede de distribuição trifásica real de 11,4 kV localizada na região sudeste do Brasil, que supre 2.867 unidades consumidoras, com 59 redes de distribuição de BT a quatro fios de 220 V. Todos estes circuitos de BT são alimentados por meio de transformadores de distribuição com conexão Δ - Y_0 e relação de transformação nominal de 11.400/220 V. O controle Volt/Var é realizado por dois reguladores de tensão, o primeiro localizado na subestação e o segundo no alimentador principal e por dois bancos de capacitores controlados de 8 estágios de 150 kVar cada (totalizando 1.200 kVar cada). O diagrama unifilar deste sistema teste pode ser visto na Figura 3.5.

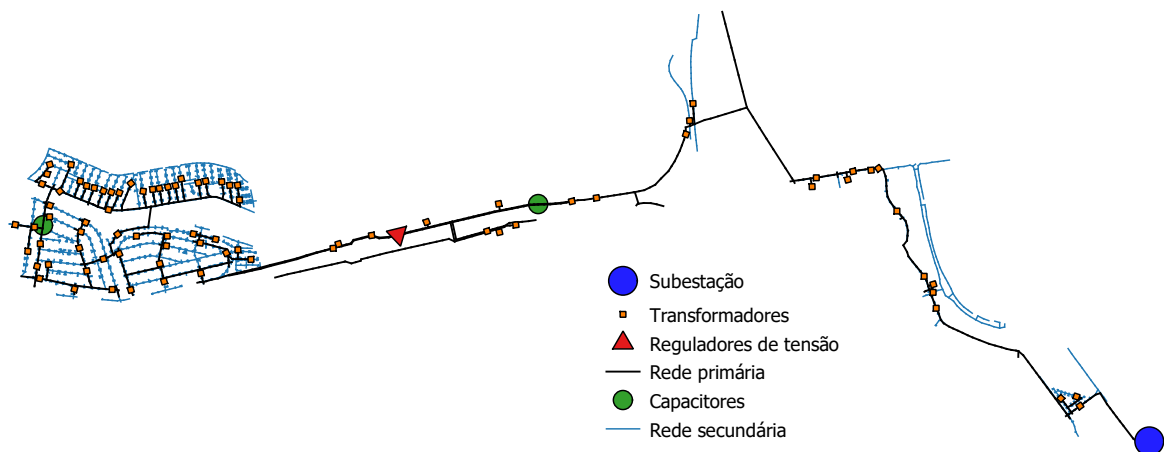


Figura 3.5. Diagrama georreferenciado do sistema teste 2: rede de distribuição no Brasil.

3.4.1 ESTUDO DE CASO 1: VALIDAÇÃO DO MODELO

Neste primeiro estudo de caso, a eficácia da estratégia de controle de tensão descentralizada proposta na Secção 3.2 é avaliada durante uma perturbação resultante da conexão de uma carga trifásica de 6 MVA com fator de potência unitário no nó I0 do sistema teste 1. A perturbação, ou seja, a conexão da carga, ocorre no instante de tempo $t = 5$ s e o transitório dura aproximadamente 2 s. O SoC inicial dos VEs são: $SoC_{R5:R14}^{in} = [0,4; 0,5; 0,8; 0,3; 0,6; 0,5; 0,6; 0,7; 0,6; 0,5]$ e para todos os VEs conectados ao sistema de teste: $v^{*c} = 0,94$ pu, $v^{*d} = 0,92$ pu, $SOC^e = 0,9$, $t_{in} = 0:00$ h e $t_{out} = 11:00$ h. Os parâmetros do carregador utilizados nas simulações são apresentados no Anexo A.

Os resultados deste estudo de caso foram obtidos utilizando o modelo dinâmico médio do carregador do VE implementado no OpenDSS e foram comparados com os resultados obtidos por meio da implementação do modelo no MATLAB/SimPowerSystems, versão 2015a, um *software* bem conhecido utilizado na análise de transitórios eletromagnéticos [40], [43], [44]. Detalhes da implementação do modelo no MATLAB/SimPowerSystems estão no Anexo C. O OpenDSS tem algumas vantagens na análise dinâmica em comparação com os *softwares* convencionais como a facilidade de customização e expansão dos modelos das redes de distribuição, o que o torna uma ferramenta mais prática para a análise de sistemas elétricos de maior porte. Por esta razão e porque os resultados obtidos neste estudo de caso foram os mesmos em ambas as plataformas de simulação utilizadas, como será discutido mais tarde na Seção 3.5, todos os próximos estudos de caso serão realizados apenas no OpenDSS.

3.4.2 ESTUDO DE CASO 2: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1

Neste estudo de caso é avaliada a capacidade da estratégia de recarga inteligente proposta neste trabalho em reduzir os afundamentos de tensão nas redes de distribuição de BT resultantes da partida direta de um motor de indução trifásico de 200 HP, 460 V, conectado na rede de média tensão do sistema teste 1 por meio de um transformador dedicado. Os parâmetros dos VEs utilizados nas simulações

computacionais são os mesmos previamente definidos para o estudo de caso 1. A tensão na extremidade do alimentador principal de BT durante a partida do motor de indução com a estratégia de recarga inteligente é comparada com a estratégia de recarga sem qualquer estratégia de controle.

3.4.3 ESTUDO DE CASO 3: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Este estudo de caso foi realizado para verificar a capacidade da estratégia de recarga inteligente proposta neste trabalho de reduzir variações de tensão causadas pela passagem de nuvens considerando dez clientes do sistema teste1 com sistemas fotovoltaicos (PVs). Os PVs são todos monofásicos, modelados no estudo de fluxo de potência como potência constante (modelo PQ), operando com fator de potência unitário, conectados à mesma fase do carregador do VE, e têm potência nominal igual a 50% da demanda máxima do cliente. Estes valores variam entre 1,3 kWp e 3,3 kWp. Neste estudo são utilizados perfis de geração fotovoltaica com resolução de 30 s apresentado em [45]. Os SoCs iniciais das baterias dos VEs são: $SoC_{R5:R14}^{in} = [0,4; 0,8; 0,6; 0,5; 0,3; 0,5; 0,7; 0,4; 0,8; 0,7]$ e os outros parâmetros são os mesmos utilizados no estudo de caso 1.

3.4.4 ESTUDO DE CASO 4: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 MEDIANTE CURTO-CIRCUITO

Neste estudo de caso é simulado um curto-circuito monofásico no nó I0 da rede de distribuição de média tensão com uma resistência de falta igual a 10 Ω . O curto-circuito ocorre no instante de tempo igual a 5 segundos e é eliminado pela atuação do sistema de proteção do sistema elétrico após decorrido 500 ms. O objetivo deste estudo de caso é avaliar a redução do afundamento de tensão de curta duração nas cargas residenciais provocado por faltas no sistema elétrico utilizando a estratégia de recarga inteligente proposta neste trabalho. A principal diferença deste estudo de caso para o estudo de caso 2 é que o afundamento de tensão provocado pela falta no

sistema elétrico resulta na violação do limite mínimo de tensão de 0,92 pu e, consequentemente, existe a injeção de potência por parte dos VEs na rede elétrica.

3.4.5 ESTUDO DE CASO 5: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 2

Este estudo de caso tem dois objetivos: 1) avaliar se a proposta da estratégia de recarga inteligente compromete a autonomia desejada pelos proprietários dos VEs, e 2) demonstrar como a estratégia de recarga controlada proposta pode mitigar os problemas técnicos resultantes da conexão massiva dos VEs nas redes de distribuição. Para este estudo de caso, foi utilizado o algoritmo para análise em regime permanente descrito na subseção 3.3.3 com um passo de 1 minuto. Este estudo considera que os SoCs iniciais das baterias dos VEs são 0,3, e o SoC esperado após 4 horas de recarga é igual a 0,45. Todos os VEs iniciaram a recarga de suas baterias às 18:00 h. A análise foi realizada no sistema teste 2, com a integração de 577 VEs à rede, correspondendo a 20% do número de clientes residenciais. Os valores de $SoC_i(0)$, SoC_i^e e t_i^{out} , definidos na seção 3.2, foram escolhidos para garantir uma autonomia de 32,19 km para os VEs após 4 h de recarga. Isto requer uma potência de carregamento mínima igual a aproximadamente 0,54 pu durante o período de demanda máxima da rede de distribuição.

Embora um dos motivos para controlar a recarga de VEs seja evitar períodos de maior demanda da rede de distribuição, para atender a autonomia mínima requerida pelo proprietário do VE em casos de eventos inesperados a recarga do VE pode ser necessária neste período. Esta autonomia mínima, de acordo com um estudo realizado na Califórnia, corresponde a uma distância de 32 km [46]. Assim, assumindo que todos os VEs possuem um SoC inicial de 0,3 e a capacidade da bateria dos VEs é igual a 26,96 kWh, o SoC especificado para atender eventos inesperados é igual a aproximadamente 0,45.

A estratégia de controle de tensão descentralizada proposta neste trabalho foi comparada com a estratégia de recarga sem controle e com a estratégia de controle *droop* de tensão ilustrada na Figura 3.6a, adicionada da capacidade de suporte de reativos, definida pela Equação (3.3), repetida na Equação (3.23) para facilitar a leitura e cuja curva Volt-Var pode ser visualizada na Figura 3.6b.

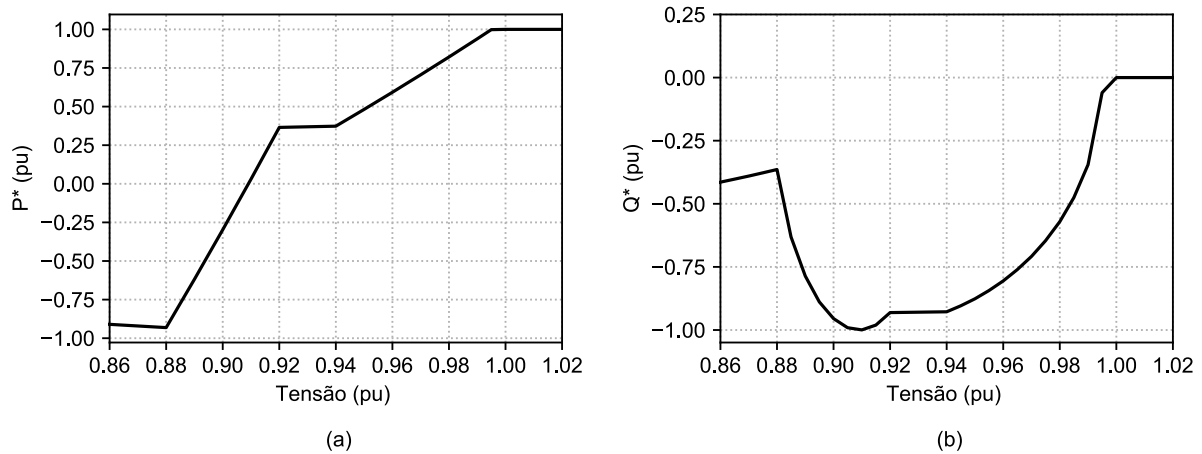


Figura 3.6. (a) Controle *droop* de tensão e (b) curva de controle Volt-Var para o suporte de reativos seguindo a Equação (3.23).

$$Q_i^*(t) = \sqrt{S_i^{r^2} - P_i^*(t)^2} \quad (3.23)$$

3.5 RESULTADOS

Esta seção apresenta e discute de maneira sistemática os resultados dos estudos de caso descritos na seção 3.4.

3.5.1 ESTUDO DE CASO 1: VALIDAÇÃO DO MODELO

O afundamento de tensão nos terminais dos VEs durante a perturbação no sistema teste 1 (isto é, a conexão de uma carga trifásica de 6 MVA no nó I0) é apresentado na Figura 3.7, tanto para as simulações no OpenDSS (tracejados coloridos) quanto para a simulação no *SimPowerSystems* (SPS) (traço preto contínuo).

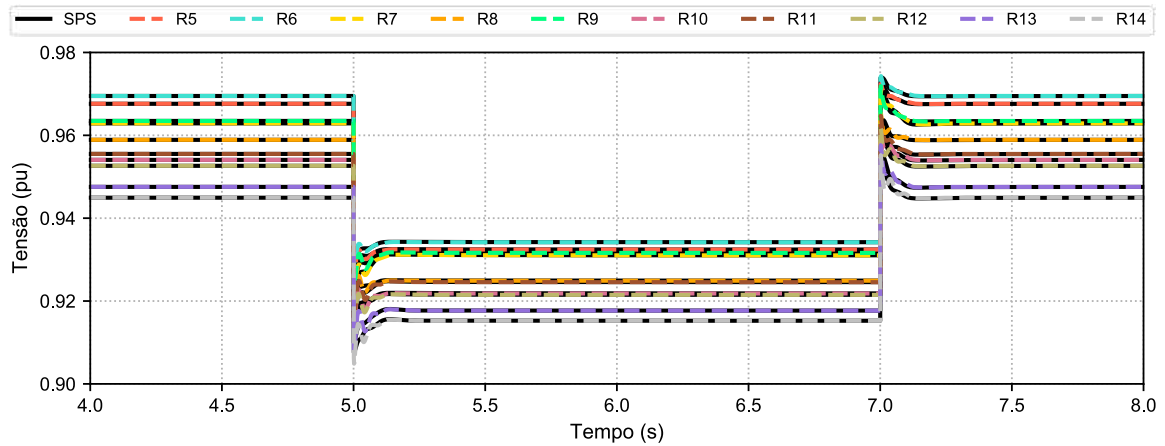


Figura 3.7. Magnitude de tensão nos terminais dos VEs durante a perturbação no nó 10. OpenDSS (tracejados coloridos) e *SimPowerSystems* (SPS).

O controle do carregamento do VE responde à variação de tensão reduzindo a potência de carregamento de todos os VEs conectados à rede como pode ser observado na Figura 3.8a. Seguindo a estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho a capacidade do conversor é explorada para a injeção de potência reativa na rede, como apresentado na Figura 3.8b.

A tensão nos terminais de dois VEs, conectados nos nós R13 e R14, está abaixo da tensão de referência $u^{*d} = 0,92$ pu durante a perturbação o que resulta na redução da potência de carregamento desses veículos para um valor menor do que a potência de carregamento mínima necessária para atingir o SoC desejado. Este fato não deve ser um problema, considerando que este é um evento de curta duração.

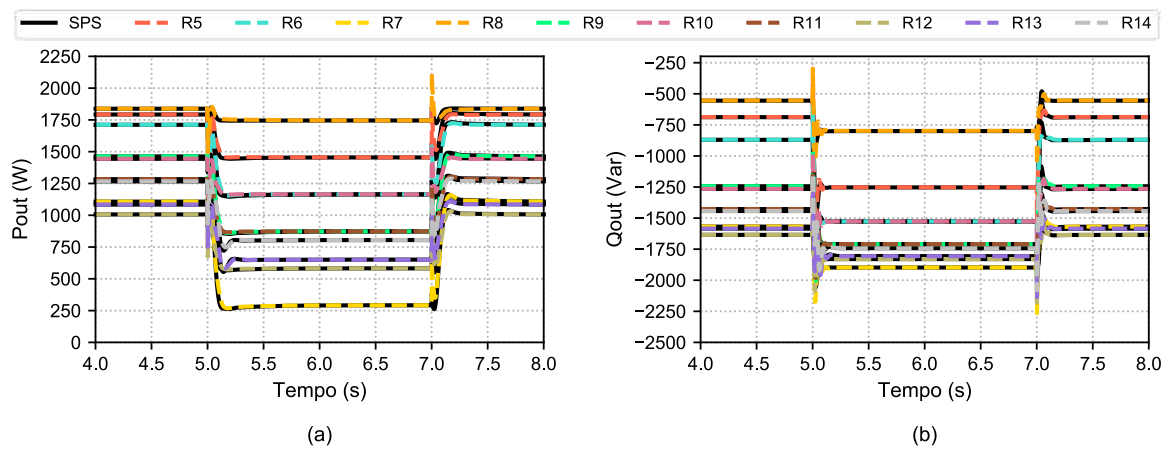


Figura 3.8. Potências de saída dos VEs (a) ativa e (b) reativa. OpenDSS (colorido) e *SimPowerSystems* (SPS).

A curva de tensão no final da rede principal do alimentador, nó R4, está no gráfico da Figura 3.9a. Como pode ser visto, o controle de tensão descentralizado foi capaz de evitar a violação do limite de tensão pré-definido de 0,92 pu. A estratégia de controle inteligente restabelece a tensão no nó R4 dentro dos limites de tensão aceitáveis em um tempo menor do que 100 ms após a ocorrência do distúrbio. Se a recarga não controlada for utilizada, os limites de tensão são violados como pode ser observado na Figura 3.9b.

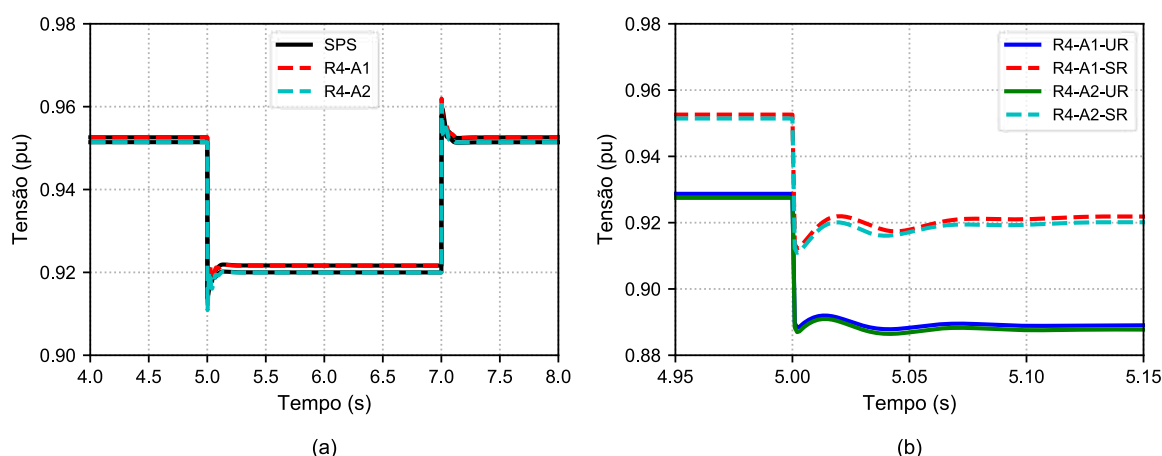


Figura 3.9. Magnitude de tensão no nó R4 das fases A1 e A2 (a) no OpenDSS (colorido) e no *SimPowerSystems* (SPS) (b) no OpenDSS considerando a recarga inteligente (SR) e a recarga não controlada (UR).

Neste primeiro estudo de caso, é possível observar que os resultados obtidos com o modelo do VE implementado para simulações dinâmicas no OpenDSS são muito próximos dos resultados obtidos com o modelo implementado no *software* de análise de transitórios eletromagnéticos MATLAB/*SimPowerSystems*. Desta maneira, o modelo implementado no OpenDSS foi validado, e os resultados dos outros estudos de caso foram obtidos apenas a partir das simulações realizadas no OpenDSS.

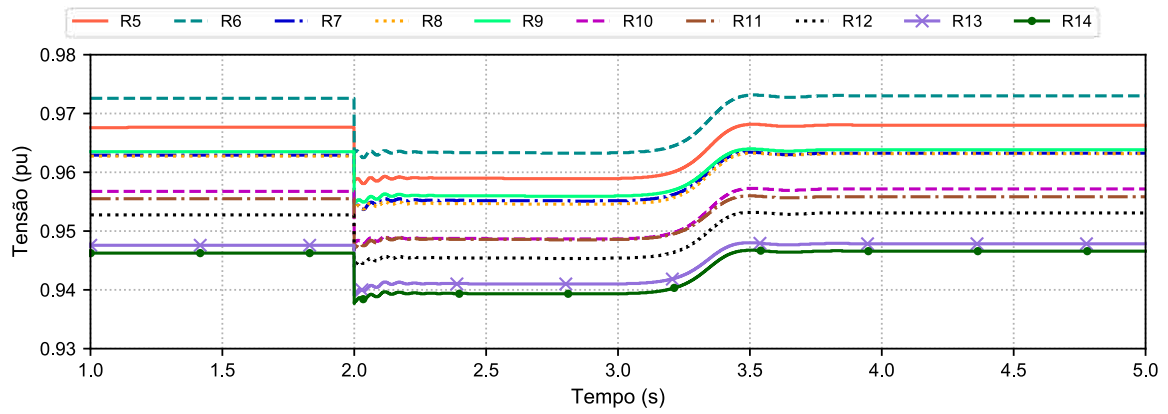
3.5.2 ESTUDO DE CASO 2: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1

A magnitude da tensão nos terminais e os fluxos de potência ativa e reativa dos carregadores dos VEs durante a partida do motor de indução trifásico são mostrados na Figura 3.10. O efeito combinado das ações de controle de todos os carregadores dos VEs estabiliza o fluxo de potência em um novo ponto de operação em menos de

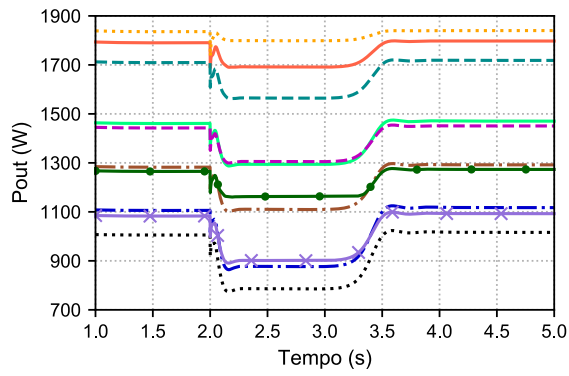
200 ms durante o afundamento de tensão. A reação rápida do controle reduz a potência de carregamento para minimizar rapidamente a variação da tensão da rede de BT, o que não seria possível com a utilização das estratégias de controle de tensão convencionais.

Para demonstrar ainda mais os benefícios da estratégia de controle de recarga inteligente proposta neste trabalho para mitigar variações rápidas de tensão como o afundamento de tensão resultante da partida do motor de indução, os perfis de tensão no nó mais distante (R4) durante a perturbação estão na Figura 3.11 considerando uma condição de recarga sem controle e a recarga inteligente proposta neste trabalho. Como pode ser observado, a recarga sem controle resultou na violação do limite mínimo de tensão de 0,92 pu. A estratégia de recarga inteligente evitou esta violação elevando a magnitude da tensão e reduzindo o afundamento de tensão no final do alimentador principal.

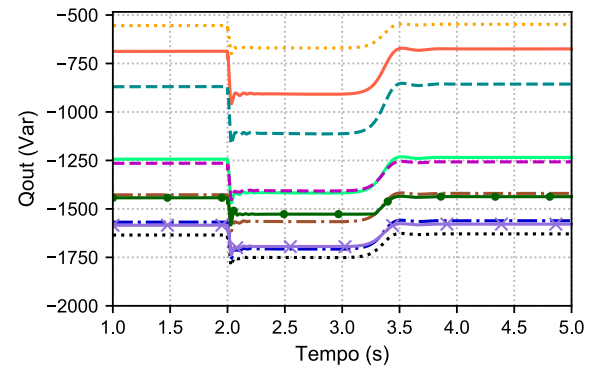
A consideração do SoC requerido pelo proprietário para definir a contribuição do VE no controle de tensão força as potências de carregamento mais baixas em R7 e em R12 mesmo que a tensão nestes pontos de conexão não sejam as tensões de menor magnitude da rede de distribuição. Esta é uma das principais contribuições da estratégia de controle proposta neste trabalho, que representa uma solução de compromisso entre a prestação de serviços de flexibilidade a rede de distribuição e o atendimento as necessidades individuais dos clientes.



(a)



(b)



(c)

Figura 3.10. Gráficos da (a) magnitude de tensão nos terminais dos carregadores e das potências (b) ativa e (c) reativa durante a partida do motor de indução trifásico.

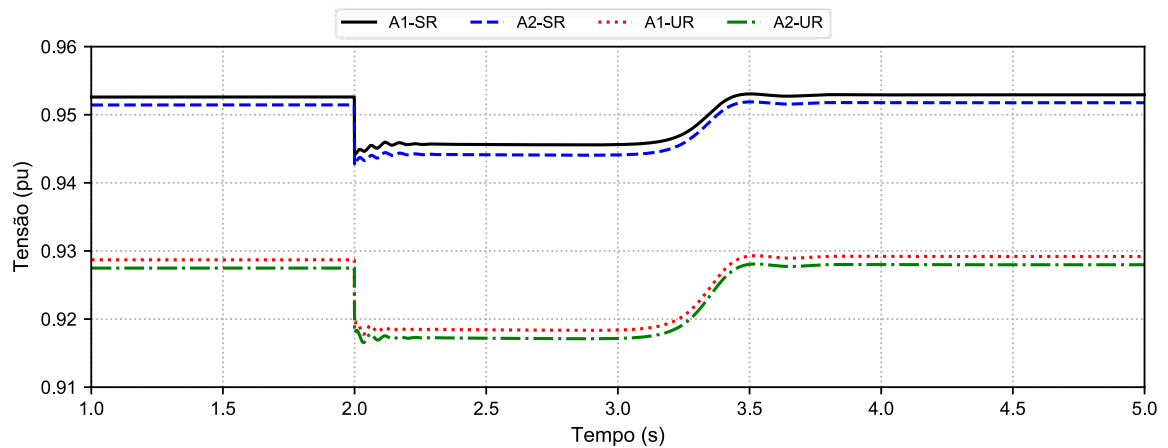


Figura 3.11. Magnitude de tensão no nó R4 das fases A1 e A2 considerando a recarga inteligente (SR) e recarga não controlada (UR).

3.5.3 ESTUDO DE CASO 3: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

A variação da tensão nos terminais dos VEs do sistema teste 1 devido às variações rápidas de potência de saída dos sistemas fotovoltaicos em um dia nublado (Figura 3.12a), pode ser observada na Figura 3.12b. As tensões nos terminais do carregador são maiores que a tensão de referência $u_i^{*d} = 0,92$ pu pré-programada no sistema de controle. Portanto, não foi retirada nenhuma energia armazenada nas baterias e as potências de carregamento dos VEs eram maiores ou iguais à potência de recarga mínima exigida para atingir os SoCs especificados pelos clientes.

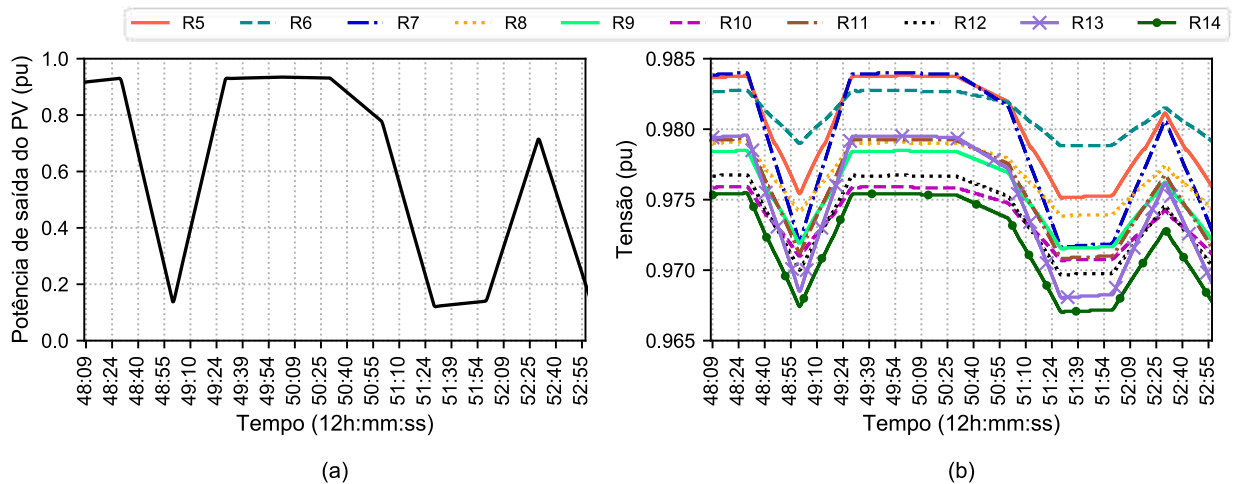


Figura 3.12 (a) Potência de saída de um painel fotovoltaico e (b) tensão eficaz em pu nos terminais dos VEs do sistema teste 1 com painéis fotovoltaicos.

Neste caso, o controle G2V suaviza o desequilíbrio entre a demanda e a geração na rede de BT para reduzir a potência de carregamento dos VEs em função dos afundamentos de tensão, como pode ser observado na Figura 3.13a. Além disso, o suporte de potência reativa fornecido pelos carregadores dos VEs, que pode ser observado na Figura 3.13b, contribui para uma redução na variação de tensão durante a passagem de nuvens nos PVs.

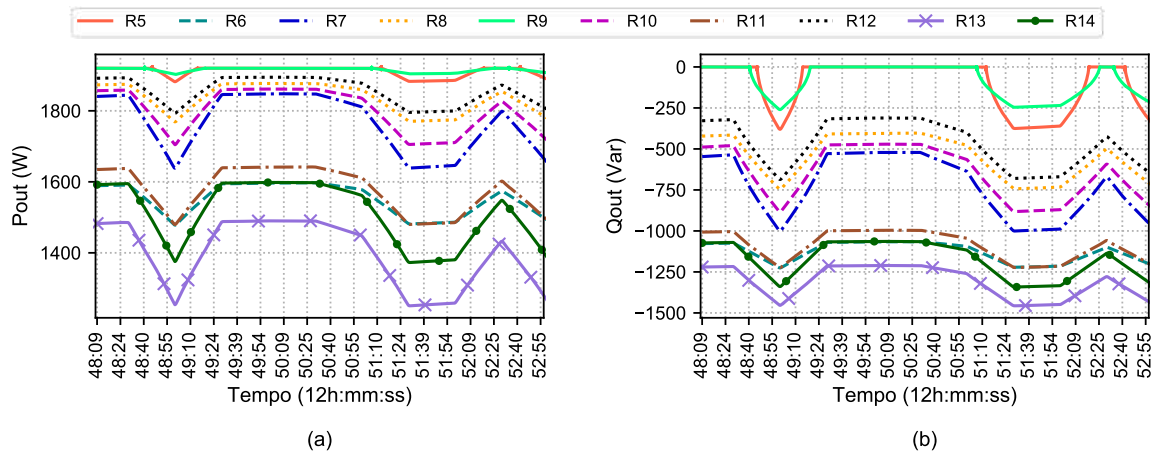


Figura 3.13. Potências de saída (a) ativa e (b) reativa do sistema de teste do VE1 com PVs.

A melhoria da qualidade da tensão no final do alimentador principal usando o carregamento inteligente em comparação com a recarga não controlada pode ser observada na Figura 3.14. A magnitude da tensão de recarga inteligente aproximou-se da tensão nominal da rede e reduziu a variação da tensão no nó R4.

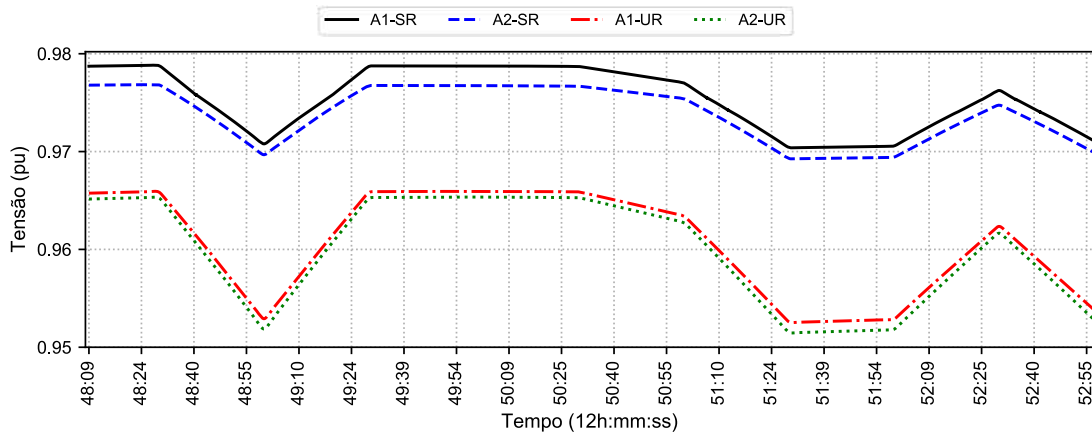


Figura 3.14. Magnitude de tensão no nó R4 das fases A1 e A2 considerando a recarga inteligente (SR) e a recarga não controlada (UR).

3.5.4 ESTUDO DE CASO 4: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 1 MEDIANTE CURTO-CIRCUITO

Neste estudo de caso foi avaliada a redução do afundamento de tensão provocado por um curto-circuito monofásico no nó I0 do sistema teste 1. As curvas de tensão nos terminais dos VEs dado a ocorrência do curto-circuito considerando a recarga não controlada, isto é, a recarga com potência nominal dos carregadores igual

a 1,92 kW e considerando a estratégia de recarga inteligente proposta neste trabalho podem ser observadas na Figura 3.15.

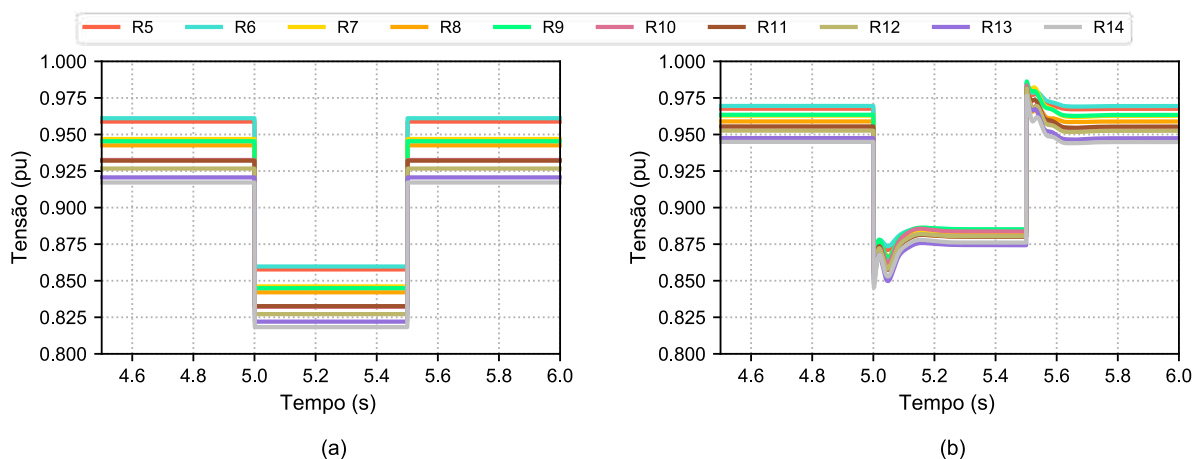


Figura 3.15. Magnitude de tensão nos terminais dos VEs conectados à rede de distribuição a) com a recarga não controlada e b) com a estratégia de controle da recarga proposta neste trabalho.

O valor mínimo da tensão nos consumidores residenciais com a recarga não controlada durante a ocorrência do curto-circuito, observado nos terminais do VE conectado no nó R14, foi igual a aproximadamente 0,82 pu e com a estratégia de controle proposta neste trabalho o valor mínimo de tensão observado foi de aproximadamente 0,87 pu no nó R13. A redução do afundamento de tensão de curta duração causada pela estratégia de controle diminui o risco de danos aos equipamentos conectados à rede de BT.

As curvas de potências ativa e reativa de saída dos VEs durante a ocorrência do curto-circuito podem ser observadas nos gráficos da Figura 3.16. Com a violação do limite mínimo de tensão igual a 0,92pu os VEs, com exceção dos conectados nos nós R5 e R8, passaram a injetar potência ativa no sistema elétrico como pode ser observado nas curvas contidas no gráfico da Figura 3.16a. Por sua vez, a potência reativa fornecida pelos VEs é igual a capacidade ociosa dos carregadores cujas curvas podem ser observadas no gráfico da Figura 3.16b.

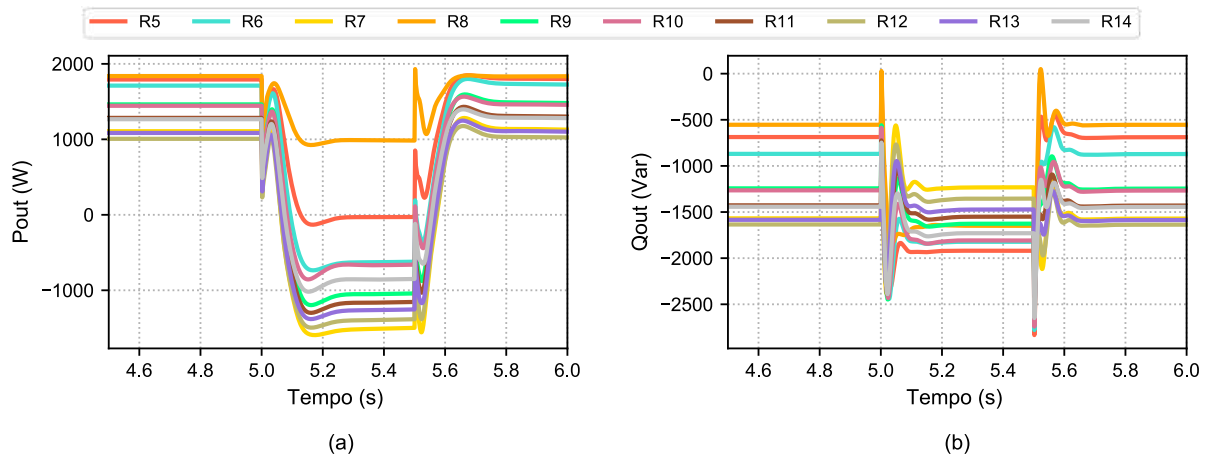


Figura 3.16. Potências a) ativa e b) reativa de saída dos VEs conectados à rede de distribuição de BT no estudo de caso 4.

A tensão nas duas fases no final do alimentador principal, nó R4, com a recarga não controlada e com a estratégia de recarga inteligente proposta neste trabalho pode ser observado na Figura 3.17. No gráfico é possível notar que o afundamento de tensão causado pela falta no sistema elétrico é mitigado pela estratégia de controle nas duas fases da rede de BT. Esta redução pode ser ainda maior se todos os VEs injetarem o máximo de potência ativa no sistema elétrico, porém numa eventual sobrecarga da rede de distribuição, a violação do limite mínimo de tensão penalizaria de maneira demasiada consumidores no final dos alimentadores com a rápida descarga da bateria dos seus VEs.

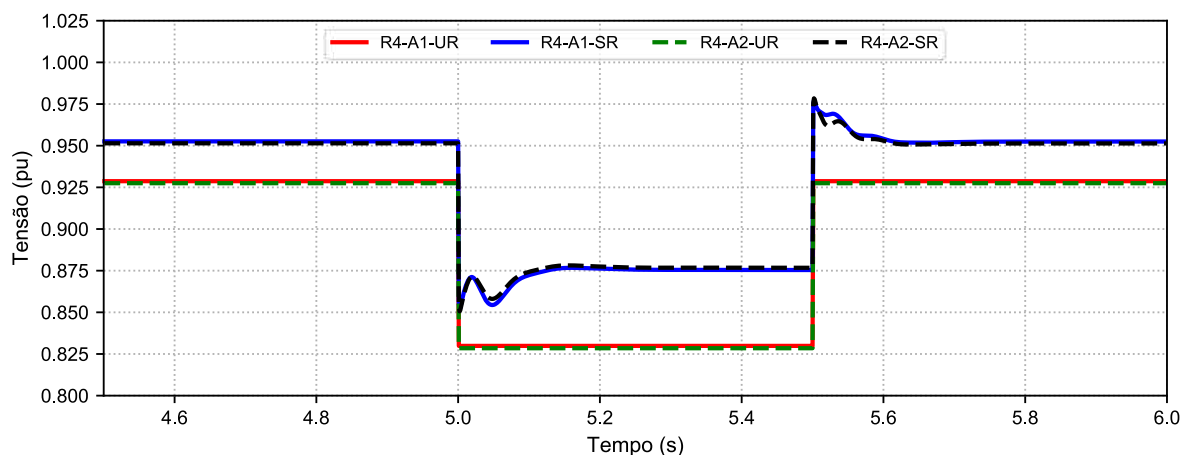


Figura 3.17. Magnitude de tensão no nó R4 das duas fases da rede de distribuição de BT considerando a recarga sem controle (UR) e com a estratégia de controle inteligente proposta neste trabalho (SR).

3.5.5 ESTUDO DE CASO 5: AVALIAÇÃO DO CONTROLE DECENTRALIZADO APLICADO AO SISTEMA TESTE 2

A distribuição da potência de carregamento dos VEs conectados ao sistema teste 2 usando a estratégia de controle por inclinação convencional e a estratégia de recarga inteligente proposta neste trabalho estão ilustradas na forma de diagrama de caixa¹ na Figura 3.18a e na Figura 3.18b, respectivamente. Nas duas estratégias há uma redução da potência de recarga instantânea na maioria dos VEs que depende do ponto de conexão na rede, ou seja, pontos de conexão próximos à subestação são menos sensíveis quanto a variação de tensão causada pela modificação da demanda resultando em pouca ou nenhuma redução no fluxo de potência da recarga do VE. As caixas associadas à estratégia de recarga inteligente são menores quando comparadas às caixas obtidas com a estratégia de controle *droop* de tensão, o que indica menor dispersão (variação) das potências de saída entre todos os VEs.

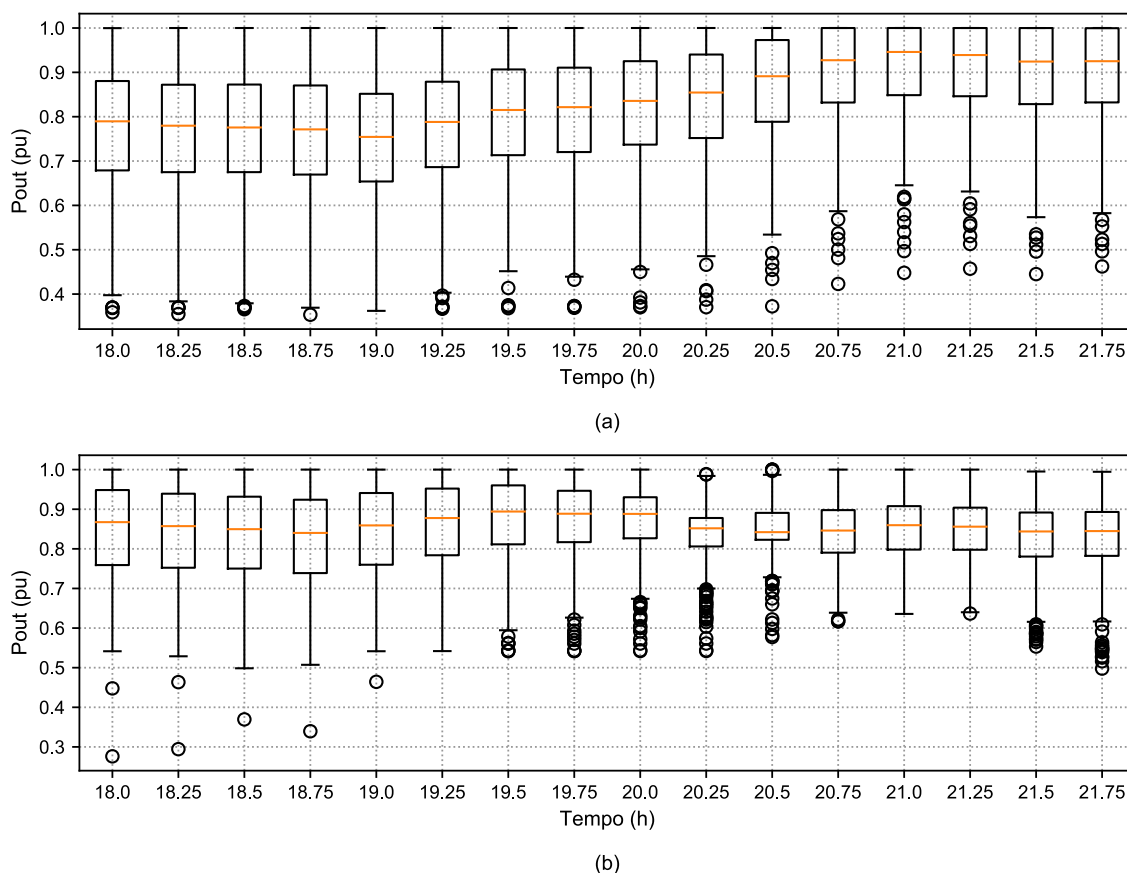


Figura 3.18. Diagramas de caixa da potência de recarga dos VEs considerando (a) controle *droop* de tensão e (b) a estratégia de recarga inteligente.

¹ No diagrama de caixa utilizado, a caixa engloba o intervalo entre o primeiro quartil (Q1) e o terceiro quartil (Q3) e o traço laranja no interior da caixa representa a mediana. Os traços horizontais representam as grandezas no intervalo de 1 vez e meia da distância entre Q1 e Q3 (acima e abaixo). Os círculos representam os *outliers*.

O número de transformadores sobrecarregados e o comprimento de linhas sobrecarregadas no sistema teste 2 utilizando a estratégia de recarga inteligente, recarga descontrolada e controle *droop* de tensão estão na Figura 3.19. Neste estudo de caso, o número de clientes da rede com VEs varia de 2 a 20 % do número total de clientes, e os nós e fases para a conexão dos carregadores foram escolhidos aleatoriamente utilizando uma distribuição de probabilidade uniforme. A recarga inteligente resulta em uma redução de até sete transformadores com problemas de sobrecarga em comparação com a recarga não controlada. Com a estratégia de controle *droop* de tensão, essa redução é de até 10 transformadores. Além disso, há uma redução de até 0,4 km de linhas com problemas de sobrecarga se a estratégia de controle *droop* de tensão for utilizada quando comparada com a recarga não controlada. Na recarga inteligente proposta neste trabalho esta redução foi de até 0,3 km de linhas sobrecarregadas.

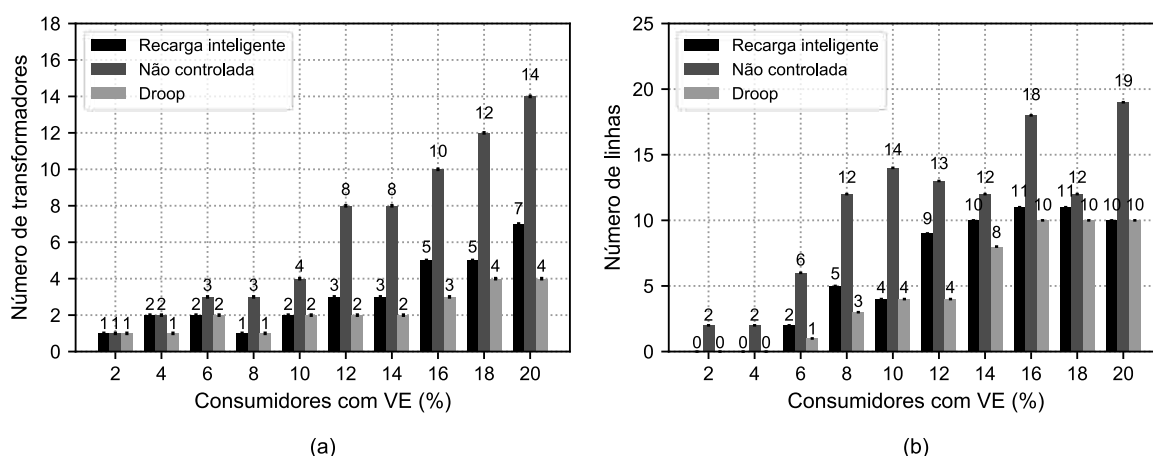


Figura 3.19. Número de (a) transformadores e (b) linhas sobrecarregados.

A recarga não controlada resulta na violação dos limites de tensão em 18,56% dos clientes para um nível de penetração de 20%. Com a estratégia de recarga inteligente, a porcentagem de clientes com violação de tensão é reduzida significativamente, para apenas 0,55%, e com o controle *droop* de tensão é reduzida para 0,45%. O número de consumidores com violação dos limites de tensão pode ser visto na Figura 3.20.

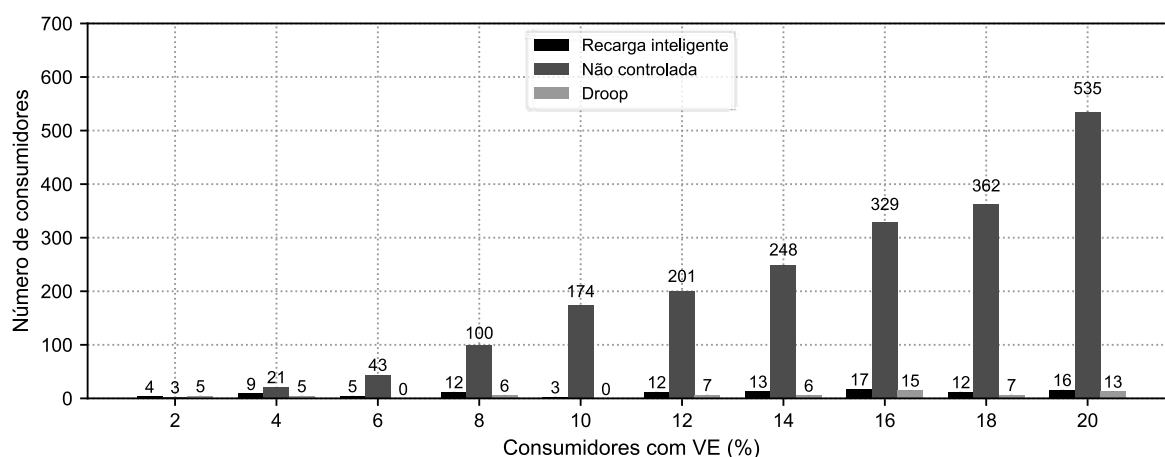


Figura 3.20. Número de consumidores com violação dos limites de tensão.

Embora a estratégia de controle *droop* de tensão seja mais eficaz para evitar a violação dos limites de tensão e a sobrecarga de transformadores e alimentadores, nem todos os VEs atingiram o SoC necessário em casos de necessidades inesperadas, como pode ser visto na Figura 3.21. A estratégia de recarga inteligente é capaz de minorar o problema resultando em níveis semelhantes ao controle *droop* de tensão, com a grande vantagem de alcançar o SoC desejado para todos os VEs conectados à rede.

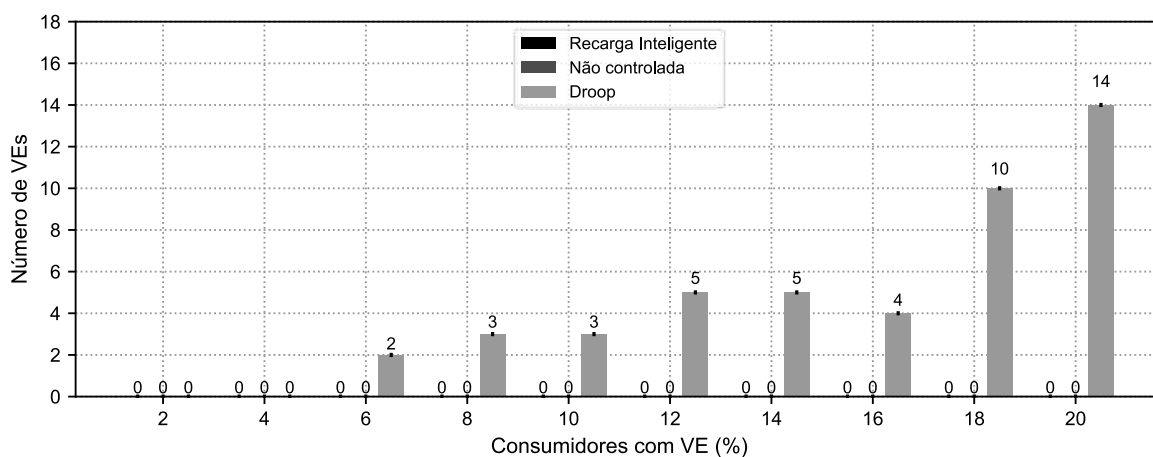


Figura 3.21. Número de VEs que não atingiram o SoC esperado.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diferentemente da maioria dos trabalhos encontrados na literatura que simulam pequenos sistemas de distribuição, este capítulo analisou o impacto da estratégia de cobrança inteligente em uma rede de distribuição real de maior porte. A análise desta

rede, considerando um cenário com até 20% de integração (577 VEs), indica que o SoC da bateria especificado pelos clientes é atingido utilizando a proposta de recarga inteligente. O controle *droop* de tensão não seria eficaz em atender SoC especificado por alguns clientes. O carregamento inteligente dos VEs foi capaz de fornecer serviços de flexibilidade à rede como a contenção de perturbações de curta duração e suavização da geração fotovoltaica, sem prejudicar a autonomia exigida pelo cliente ou a vida útil da bateria. A metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser usada para uma análise global ao possibilitar a simulação de grandes redes com a integração maciça de VEs que empregam diferentes técnicas de controle descentralizadas. Uma vantagem adicional é que a metodologia utiliza uma plataforma computacional constituída apenas por *softwares* livres.

4. UTILIZAÇÃO DE VES COMO SISTEMA DE SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE EMERGÊNCIA

Este capítulo apresenta uma nova estratégia de controle para o compartilhamento da carga de um edifício comercial entre os VEs localizados no seu estacionamento formando assim um sistema de suprimento de energia elétrica de emergência utilizando a tecnologia V2B. A principal característica da estratégia de controle proposta é a não necessidade de sistemas de comunicação entre os VEs ao serem utilizadas curvas $P-f$ e $Q-V$ para o adequado compartilhamento da carga. A estratégia de controle é avaliada por meio do método de simulação fasorial que é mais rápido de executar em comparação com a simulação no domínio do tempo e, por isso, este método de simulação é mais vantajoso para avaliação da redução lenta do SoC das baterias dos VEs durante a operação do sistema de suprimento de emergência.

4.1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica a edifícios comerciais e residenciais pode alcançar níveis de confiabilidade superiores aos garantidos pelas concessionárias ao se incorporar sistemas de energia elétrica de emergência, incluindo a UPS (do inglês, *Uninterruptible Power Supply*), à instalação elétrica. As UPSs são geralmente incorporadas às instalações elétricas consideradas críticas devido as graves consequências da perda de suprimento de energia elétrica como, por exemplo, em instalações hospitalares e sistemas de comunicação [47]. Os sistemas de energia elétrica de emergência podem ser incorporados às demais construções sem custos adicionais se for aproveitada a energia elétrica armazenada nas baterias dos VEs localizados no seu estacionamento. Entretanto, a potência nominal dos carregadores dos VEs é limitada não sendo capaz de atender a demanda total de um edifício sendo necessária a concepção de um sistema de suprimento de energia elétrica de emergência formado por múltiplos VEs. Os sistemas com múltiplos VEs já foram tratados na literatura para a otimização da curva de carga de edifícios inteligentes reduzindo a sua demanda máxima por meio da recarga da bateria em horários de baixa demanda e da descarga da bateria nos horários de alta demanda [48], [49].

Neste contexto, a tecnologia V2B é caracterizada pela transferência da energia elétrica armazenada nas baterias dos VEs para o edifício de maneira que os carregadores se comportem como geradores. Os benefícios obtidos com a utilização desta tecnologia podem estar relacionados tanto ao gerenciamento pelo lado da demanda quanto ao gerenciamento de interrupções no sistema elétrico o que pode resultar na redução de custos com eletricidade para o edifício e para os proprietários dos VEs. A redução dos custos da recarga dos VEs deve incentivar a utilização da tecnologia V2B por parte dos proprietários [48].

As aplicações destas tecnologias em edifícios inteligentes requerem a utilização de sistemas de controle e carregadores bidirecionais o que deve ser amplamente implementado no futuro em razão da tendência da prestação de serviços ancilares pelos VEs nas redes inteligentes. Por sua vez, as técnicas para o paralelismo de estruturas inversoras já são discutidas na literatura de forma abrangente com o objetivo de aumentar a capacidade de potência ou de adicionar redundâncias principalmente a sistemas de alimentação ininterrupta. Dentre outras vantagens, a existência de redundâncias possibilita a manutenção do suprimento da carga mesmo com a falha de uma ou mais unidades inversoras aumentando assim a confiabilidade do sistema [50].

As técnicas de paralelismo de inversores podem ser classificadas em dois tipos: paralelismo *sem* sistemas de comunicação e paralelismo *com* sistema de comunicação. As técnicas de paralelismo com sistemas de comunicação são implementadas por meio de uma estratégia de controle centralizado e da medição da corrente total da carga. Porém, os sistemas de comunicação podem ser um ponto de falha de modo comum, de forma que não pode ser essencial para o funcionamento dos sistemas de suprimento de energia elétrica de emergência porque uma falha de comunicação poderia impossibilitar o seu funcionamento de maneira adequada. Neste sentido, a utilização de estratégias de controle sem sistemas de comunicação são mais interessantes para sistemas redundantes ou que são compostos por várias unidades geradoras como a concepção utilizando VEs, pois a falha de um dos veículos não necessariamente inviabiliza a operação do sistema como um todo [47].

As técnicas de controle aplicadas aos inversores conectados em paralelo que não utilizam sistemas de comunicação são baseadas na medição de grandezas locais, geralmente a magnitude e a frequência da tensão de alimentação no ponto de

conexão comum da instalação elétrica, as técnicas mais usuais são as curvas $P-f$ e $Q-V$. Estas curvas emulam o comportamento dos sistemas de geração convencionais nos quais existem os acoplamentos entre o fluxo de potência reativa e a magnitude da tensão e entre o fluxo de potência ativa e a frequência da tensão. Nestas estratégias de controle a magnitude da tensão de saída é inversamente proporcional à potência reativa fornecida pela unidade inversora, curva $Q - V$, e a frequência da tensão de saída é inversamente proporcional a potência ativa de saída da unidade inversora, curva $P - V$. O sistema de controle atua quando existe uma variação da potência demandada pela carga encontrando um novo ponto de operação do sistema, ou seja, uma nova referência para a magnitude e a frequência da tensão das unidades inversoras. Em síntese, existe um pequeno desvio da magnitude e da frequência da tensão em torno dos valores nominais em resposta a solicitação da carga do sistema que é fundamental para a operação em paralelo dos inversores sem a utilização de dispositivos de comunicação. A qualidade da energia elétrica é prejudicada mais em compensação existe um ganho de confiabilidade e redução dos custos para a implementação do sistema. Cabe ressaltar que as variações de tensão e frequência são controladas para não ocorrer a violação dos limites máximos e mínimos estabelecidos nas normas técnicas [51].

Uma das primeiras estratégias para otimizar o consumo de energia elétrica de um edifício inteligente por meio da recarga e descarga da bateria de múltiplos VEs foi proposta por [49] sendo divididas em duas abordagens. A primeira abordagem de controle é centralizada, tendo como objetivo minimizar o custo com o consumo de energia elétrica do edifício, requer a coleta de uma série de dados como a demanda total, a capacidade de armazenamento e o SoC inicial das baterias, o que segundo os autores não é prático e invade a privacidade dos proprietários dos VEs. A segunda abordagem de controle é descentralizada de maneira que cada VE possui um algoritmo para minimizar o preço da conta de energia paga por seu proprietário à administração do edifício. Desta maneira, o proprietário teria maior interesse na prestação do serviço de flexibilidade porque teria um ganho financeiro e compartilharia apenas os seus horários da recarga dos VEs para o controle centralizado.

A tecnologia V2B também foi avaliada no contexto das redes inteligentes por [48] com a formulação de um problema de otimização cuja função objetivo foi a minimização dos custos operacionais do sistema elétrico. Nesta formulação, foram

definidas restrições para evitar a violação dos limites de fluxo de potência dos VEs, de tensão dos barramentos e de sobrecarga dos alimentadores. Os serviços ancilares analisados foram relacionados ao gerenciamento pelo lado da demanda com o objetivo de reduzir o pico de demanda e o consumo de energia elétrica. Além disso, o trabalho trata do gerenciamento de interrupções após a ocorrência de falhas na rede que resultem na perda de conexão do edifício com a subestação, de maior interesse para este trabalho. Neste estudo foi utilizado o sistema teste IEEE de 37 nós e os resultados obtidos revelam que existindo estacionamentos com um número de VEs suficientes é viável a concepção de um sistema de alimentação ininterrupta para os edifícios.

Em [52] foi avaliada a utilização da tecnologia V2B em um campus universitário com o objetivo de minimizar os picos de demanda de energia elétrica por meio da formulação de um problema de programação linear. Foi considerado um cenário de recarga cooperativa no qual a recarga dos VEs até 80% é gratuita existindo uma redução na conta de energia elétrica do campus universitário pela redução do pico de carga. Os autores ressaltam que os estudos consideraram o custo associado ao desgaste das baterias e enfatizam a viabilidade financeira da utilização da tecnologia V2B.

O conceito de edifícios com energia zero ou ZEBs (do inglês, *Zero Energy Buildings*) foi explorado por [53] no qual a tecnologia V2B desempenha um papel fundamental para melhorar o desempenho energético dos edifícios. São analisados três diferentes cenários em um sistema elétrico constituído por edifícios de escritórios e residências que incluem a integração de sistemas fotovoltaicos e o gerenciamento de armazenamento de energia elétrica. Os principais ganhos observados com a utilização da tecnologia foi a otimização da transferência de energia renovável entre os edifícios, do armazenamento de energia elétrica e da utilização da rede elétrica. Foi observado para os cenários analisados que existe uma economia de energia elétrica que varia entre 45% e 77% em comparação com o sistema convencional.

Diante do exposto, poucos trabalhos encontrados na literatura tratam da utilização da tecnologia V2B como um mecanismo para o gerenciamento de interrupções no fornecimento de energia elétrica aos edifícios. Adicionalmente, a maior parte dos trabalhos que tratam da utilização desta tecnologia utilizam técnicas de otimização e requerem alguma troca de informações entre os VEs e uma central

de controle. Portanto, este capítulo apresenta como contribuição a concepção de um sistema de alimentação ininterrupta para edifícios comerciais e residenciais utilizando a tecnologia V2B. Uma estratégia de controle baseada nas curvas $P - f$ e $Q - V$ é proposta e analisada por meio da concepção do modelo médio do VE para a simulação no domínio fasorial. A viabilidade de utilização da estratégia de controle é avaliada considerando o estacionamento de um edifício com até 50 VEs.

4.2 CONTROLE DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

As técnicas clássicas de controle dos conversores CA/CC fontes de tensão operando como fontes de energia elétrica de emergência tem como característica o compartilhamento da carga com a contribuição de cada gerador sendo proporcional à sua potência nominal. Estas técnicas de controle consideram que os geradores são capazes de suprir a carga durante um período pré-estabelecido com a sua capacidade máxima de geração.

Entretanto, esta premissa não é válida quando o sistema de emergência é formado por VEs já que podem suprir a carga apenas durante o período em que o SoC de suas baterias estiver acima do seu limite mínimo. Este período não pode ser previamente conhecido em função do comportamento estocástico de utilização dos veículos pelos proprietários. Como a potência instantânea que pode ser injetada na instalação elétrica é limitada pela capacidade dos carregadores e esta capacidade geralmente é baixa a violação do limite inferior do SoC de vários VEs pode levar o sistema de emergência ao colapso.

Neste contexto, a estratégia de controle para o compartilhamento de carga proposta neste trabalho reduz a diferença entre o SoC de todos os VEs de um estacionamento e, conseqüentemente, aumenta o tempo de suprimento da carga mantendo a capacidade do sistema de suprimento de energia elétrica de emergência o mais próximo possível da sua capacidade nominal. Nesta estratégia de controle, a frequência e a magnitude da tensão de saída dos conversores CA/CC são controladas, respectivamente, em função da potência ativa (curva $P - f$) e da potência reativa (curva $Q - V$) de saída do VE.

4.2.1 CURVA $P - f$

Na curva $P-f$ da estratégia de controle proposta neste trabalho a frequência da tensão de referência do conversor CA/CC, f_i^* , é calculada como uma função da potência ativa instantânea de saída do carregador, $P_i(t)$, emulando assim o comportamento de um gerador síncrono convencional, conforme a Equação (4.1).

$$f_i^*(t) = f_0 - \beta_{Pi} \cdot k_{Pi}(t) \cdot [P^* - P_i(t)] \quad (4.1)$$

sendo, β_{Pi} uma constante que mantem a contribuição de cada um dos n VEs proporcional à potência nominal do seu carregador no suprimento da carga conectada ao edifício, considerando para isso a restrição da Equação (4.2).

$$\beta_{P1} \cdot P_1^{nom} = \beta_{P2} \cdot P_2^{nom} = \dots = \beta_{Pn} \cdot P_n^{nom} \quad (4.2)$$

A constante $k_{Pi}(t)$ é calculada como uma função do $SoC_i(t)$ de modo que a contribuição de cada VE seja proporcional ao SoC de sua bateria de acordo com a Equação (4.3).

$$k_{Pi}(t) = k_{SoC} \cdot SoC_i(t) \quad (4.3)$$

A constante de ponderação k_{SoC} define o impacto do SoC da bateria no compartilhamento da carga entre os VEs conectados à instalação elétrica. A ideia é que os VEs com maior SoC contribuam em maior proporção para o suprimento da carga ou até mesmo forneçam energia para outros VEs do estacionamento e, dessa maneira, manter a capacidade operacional do sistema de suprimento de energia elétrica de emergência próxima da sua capacidade nominal por mais tempo. Em síntese, busca-se o balanceamento (aproximação) do SoC das baterias de todos os VEs evitando assim o afundamento acentuado do SoC o que contribui para aumentar a vida útil das baterias dos VEs [54].

4.2.2 CURVA $Q - V$

O compartilhamento de potência reativa é realizado com uma estratégia de controle que utiliza uma curva $Q-V$ na qual a tensão de referência do conversor CA/CC, V_{cai}^* , é alterada em torno da tensão inicial, V^* , como uma função da potência reativa de saída do conversor $Q(t)$.

$$V_{cai}^*(t) = V^* - \gamma_i(t) \cdot Q_i(t) \quad (4.4)$$

O coeficiente de inclinação $\gamma_i(t)$ é atualizado a cada instante de tempo conforme Equação (4.5) de maneira que o compartilhamento da carga seja proporcional a capacidade ociosa dos carregadores, $Q_{capi}(t)$, calculada utilizando-se a Equação (4.6). A capacidade ociosa dos conversores como já discorrido na subseção 4.2.1 é alterada a cada instante de tempo por causa da variação da potência ativa demandada pela carga e da existência da dependência do coeficiente de inclinação da curva $P - f$ com o SoC das baterias.

$$\gamma_i(t) = [2 - Q_{capi}(t)] \cdot \gamma_{Qi} - k_{cin} \quad (4.5)$$

$$Q_{capi}(t) = \sqrt{S_{nomi}^2 - P_i(t)^2} \quad (4.6)$$

O coeficiente de inclinação γ_{Qi} é determinado para que a contribuição dos VEs na alimentação da carga seja proporcional à capacidade (potência nominal) do carregador, considerando para isso a restrição da Equação (4.7).

$$\gamma_{Q1}(t) \cdot Q_1^{nom}(t) = \gamma_{Q2}(t) \cdot Q_2^{nom}(t) = \dots = \gamma_{Qn}(t) \cdot Q_n^{nom}(t) \quad (4.7)$$

A constante k_{cin} é o coeficiente de inclinação natural causado pela reatância do indutor de acoplamento, X_{Li} , considerando-se $V_{ca}^{nom} \gg \gamma_i(t) \cdot Q_i(t)$, este coeficiente de inclinação é calculado pela Equação (4.8). Como os carregadores podem apresentar diferentes indutâncias de acoplamento, é necessário compensar o

coeficiente de inclinação natural para o compartilhamento adequado da carga entre os VEs.

$$k_{cin} \cong \frac{X_{Li}}{V_{ca}^{nom}} \quad (4.8)$$

Para que o compartilhamento da potência reativa da carga seja implementado adequadamente por meio da estratégia de controle, a divisão dos circuitos da instalação elétrica do edifício comercial deve restringir a máxima variação de tensão considerando: a maior reatância do indutor de acoplamento, X_{Li}^{max} ; a máxima impedância do cabo de recarga do VE, Z_{ci}^{max} ; e o somatório das impedâncias dos alimentadores, Z_{AL} , de todos os i pontos de recarga conectados em série conforme Equação (4.9).

$$\Delta V_{max} = I_{VE}^{max} \cdot \left(X_{Li}^{max} + Z_{ci}^{max} + Z_{AL} \sum_{i=1}^{n_{VE}} i \right) \quad (4.9)$$

Para não haver violação do limite máximo da tensão, V_{max}^{lim} , e do limite mínimo da tensão, V_{min}^{lim} , deve-se respeitar a restrição da Equação (4.10).

$$\Delta V_{max} \leq V_{max}^{lim} - V_{min}^{lim} \quad (4.10)$$

Por meio da Equação (4.9) é possível determinar o número de VEs, n_{VE} , que podem ser conectados a um mesmo circuito até o ponto de conexão com a carga devendo isto ser considerado no projeto da instalação elétrica do edifício comercial.

4.3 MODELO DINÂMICO MÉDIO DO VEÍCULO ELÉTRICO

A utilização dos VEs como sistemas de energia elétrica de emergência requer carregadores bidirecionais para o suprimento das cargas do edifício comercial com a perda da conexão com a concessionária local. Estes carregadores já estão disponíveis em alguns modelos comerciais dos VEs sendo utilizados, por exemplo, para a redução da demanda de potência da residência do proprietário do VE nos

horários de pico. Esta tecnologia, denominada V2G, traz benefícios tanto para a concessionária por meio da redução de investimentos no reforço de suas redes quanto para o proprietário dos VEs com a redução da sua conta de energia elétrica.

A topologia típica de um carregador bidirecional monofásico com conversor CA/CC já foi apresentada na Figura 3.2, esta topologia é repedita na Figura 4.1 substituindo o conversor CA/CC de meia ponte por um conversor CA/CC de ponte completa utilizado no controle V2B. A implementação modelo do VE para a concepção de um sistema de suprimento de energia elétrica de emergência no Matlab/Simulink pode ser vista no Anexo D.

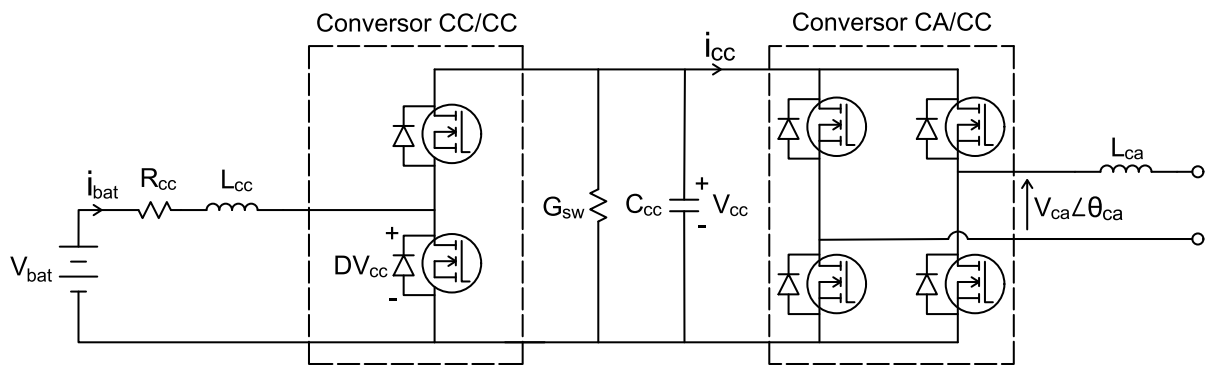


Figura 4.1. Topologia do carregador do VE com conversor CA/CC em ponte completa.

A Figura 4.2 ilustra o diagrama de blocos do modelo dinâmico médio dos conversores do carregador do VE com seus respectivos controles em malha fechada. O modelo proposto é adequado para a análise do compartilhamento de carga por meio da simulação fasorial, reduzindo assim o esforço computacional e o tempo de simulação em comparação com a análise clássica no domínio do tempo.

O conversor CA/CC foi modelado como uma fonte de tensão recebendo os sinais de saída do sistema de controle que são o índice de modulação SPWM (do inglês, *Sinusoidal Pulse Width Modulation*) do conversor, M , que será multiplicado pela tensão do barramento CC, V_{cc} , resultando no módulo da tensão V_{ca}^* . O módulo de controle do conversor CA/CC altera por um valor $\Delta\omega^*$ a frequência da tensão de saída em torno da frequência de operação nominal do sistema elétrico em função da potência ativa de saída, P_{out} , seguindo a estratégia de controle discutida na seção 4.2.1. Para realizar a simulação fasorial $\Delta\omega^*$ é integrado em função do tempo resultando no ângulo de fase θ_{ca} do fasor tensão. Por sua vez a referência da magnitude da tensão de saída do conversor CA/CC, V_{ca}^* , é calculada em função da

potência reativa de saída do conversor, Q_{out} , seguindo a estratégia de controle proposta na seção 4.2.2. A tensão de referência é então comparada com a tensão de saída medida, V_{ca}^m , e o erro é processado por um controlador PI cuja saída após passar por um bloco limitador corresponde ao índice de modulação SPWM do conversor CA/CC. O módulo de controle inclui ainda os blocos com filtros de primeira ordem que geram os atrasos inerentes aos medidores das grandezas tensão, corrente, potência ativa e potência reativa.

O módulo de controle do conversor CC/CC regula o fluxo de potência entre a bateria e a instalação elétrica do edifício comercial em função da potência ativa de saída do carregador controlando por meio de um controlador PI a tensão de saída do conversor, V_{cc} , em torno do seu valor de referência V_{cc}^* . A saída do controlador corresponde a corrente de referência, u , que é comparada com a corrente no barramento CC e o erro é processado por um controlador PI resultando no índice de modulação PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*) D do conversor CC/CC.

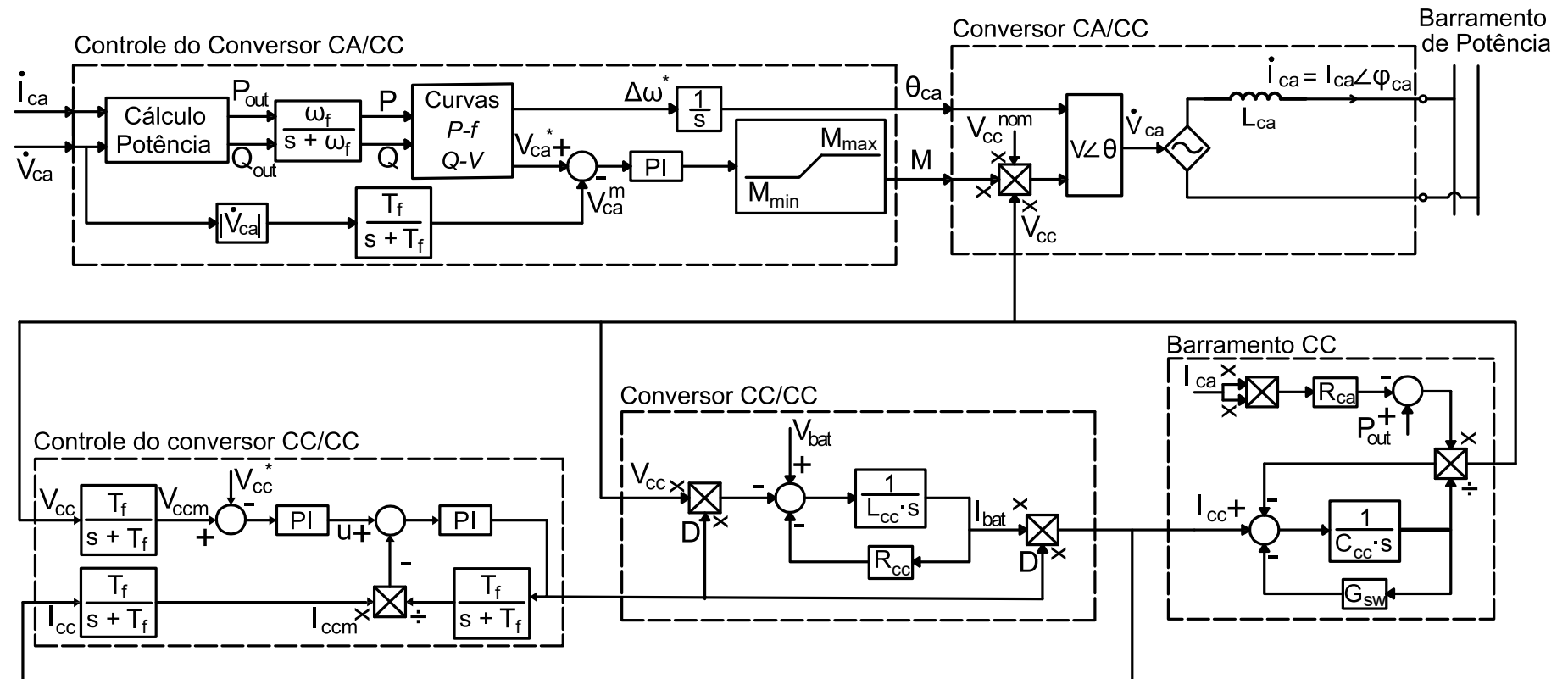


Figura 4.2. Diagrama de blocos do sistema de controle em malha fechada dos conversores.

tensão no barramento CC constante em aproximadamente 1,0 pu em regime permanente.

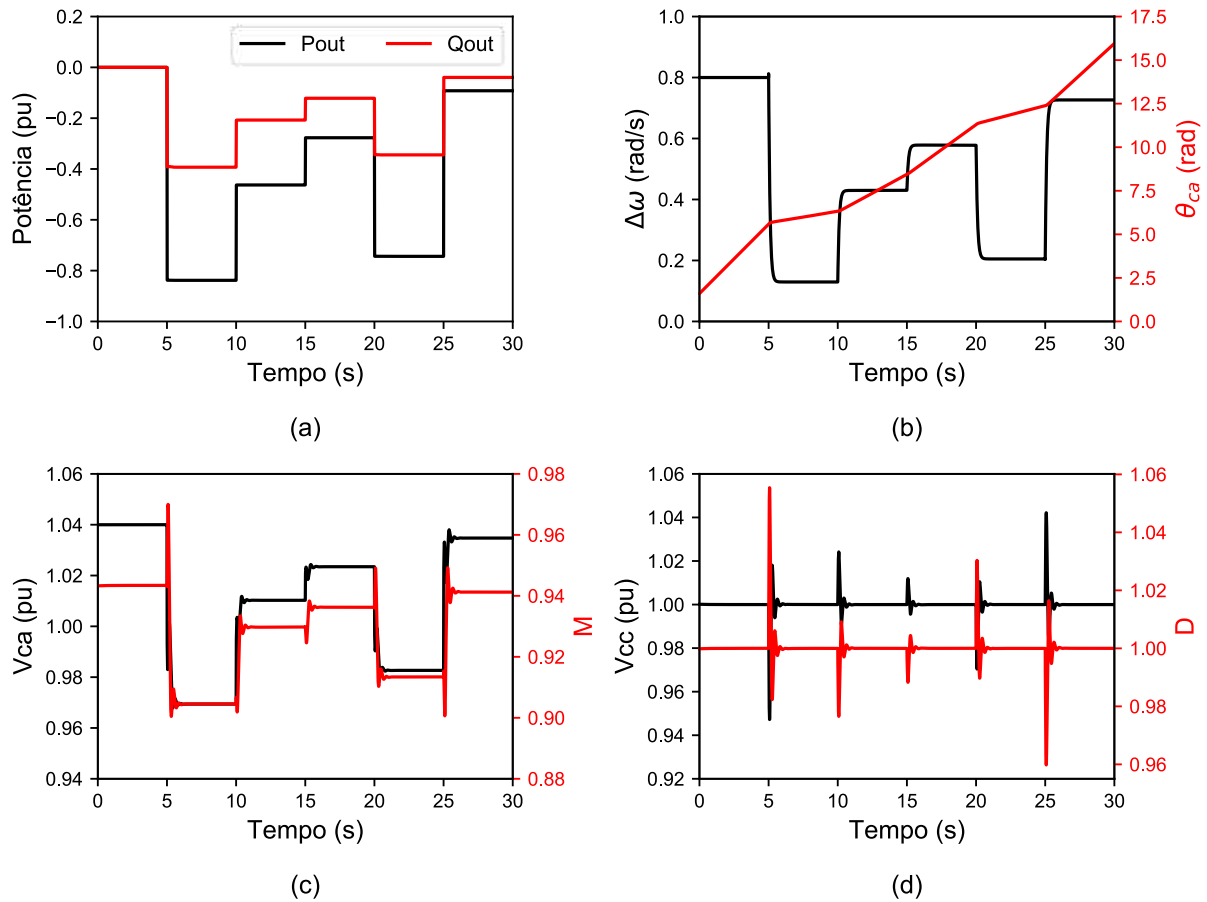


Figura 4.4. Resposta dinâmica do VE (a) potências ativa e reativa (b) variação da frequência e o ângulo de fase da tensão CA (c) magnitude da tensão CA e índice de modulação SPWM e (d) tensão no barramento CC e índice de modulação PWM.

4.5 ESTUDOS DE CASO

Nesta seção são apresentados os estudos de caso utilizados para analisar a estratégia de controle proposta neste trabalho que tem por objetivo o compartilhamento da carga de um edifício comercial entre os VEs localizados no seu estacionamento. As simulações computacionais para os estudos de caso foram realizadas utilizando o *software* MATLAB. Trata-se de suprimento de emergência porque se assume que o edifício opera de forma isolada da rede elétrica, sendo os VEs os responsáveis por atender a carga até que o fornecimento de energia elétrica vindo da rede seja restabelecido.

4.5.1 ESTUDO DE CASO 1: SISTEMA ELÉTRICO DE UM EDIFÍCIO COMERCIAL ISOLADO DA REDE E ALIMENTADO POR 3 VES

Neste estudo de caso o objetivo é analisar o comportamento dinâmico do compartilhamento da carga de um edifício comercial por três VEs localizados no seu estacionamento e que estão conectados à instalação elétrica como ilustrado na Figura 4.5.

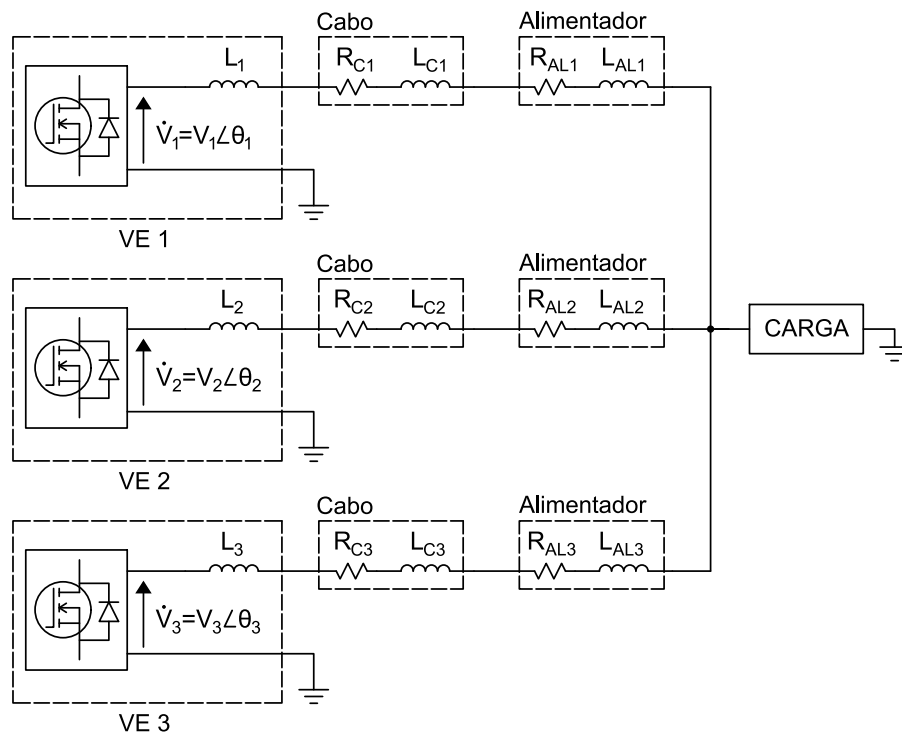


Figura 4.5. Compartilhamento de carga entre 3 VEs.

A carga da Figura 4.5, que representa a carga do edifício comercial, foi variada conforme mostrado na Figura 4.6a e na Figura 4.6b e o valor dos outros parâmetros adotados para este estudo de caso são apresentados a seguir:

- Estado de carga inicial da bateria, $SoC_{1:3}^{in} = [0,4; 0,8; 0,6]$;
- Indutâncias de acoplamento dos carregadores, $L_{1:3} = [1,0; 2,0; 1,5]$ mH;
- Potência aparente nominal dos carregadores, $S_{1:3} = 1,92$ kVA;
- Impedâncias associadas aos condutores do circuito elétrico do estacionamento, $Z_{AL1:3} = Z_{AL} \cdot [6; 4; 2]$; sendo, $Z_{AL} = 21,5174 + 5,0750j$ mΩ. A impedância Z_{AL} foi calculada considerando a impedância média de um condutor com área da seção transversal igual a 6 mm² e o tamanho da vaga de estacionamento igual a 2,5 metros, isto é, 5 metros de condutor.

- Impedância dos cabos de recarga dos VEs, $Z_{c1:3} = 47,4410 + 5,2408j$ m Ω considerando cabos de recarga dos VEs com 5 metros de comprimento (10 metros de condutor) e com área da seção transversal igual a 2,5 mm².

A curva de potência ativa demandada pela carga dividida por três (número de VEs) e as curvas de potência ativa de saída dos carregadores dos VEs estão na Figura 4.6a. A potência ativa de saída dos carregadores dos VEs quando positiva indicam que a potência está sendo fornecida pelos carregadores e quando negativa indicam que a potência está sendo absorvida pelos carregadores. As curvas de potência reativa da carga indutiva dividida por três e as curvas de potência reativa capacitiva de saída dos carregadores dos VEs estão na Figura 4.6b. A variação da frequência da tensão utilizando a estratégia de controle da potência ativa (curva $P-f$) pode ser observada na Figura 4.6c. Por fim, as curvas da magnitude da tensão no ponto de conexão dos carregadores dos VEs e no ponto de acoplamento comum das cargas do edifício com a instalação elétrica utilizando a estratégia de controle de potência reativa (curva $Q-V$) estão na Figura 4.6d.

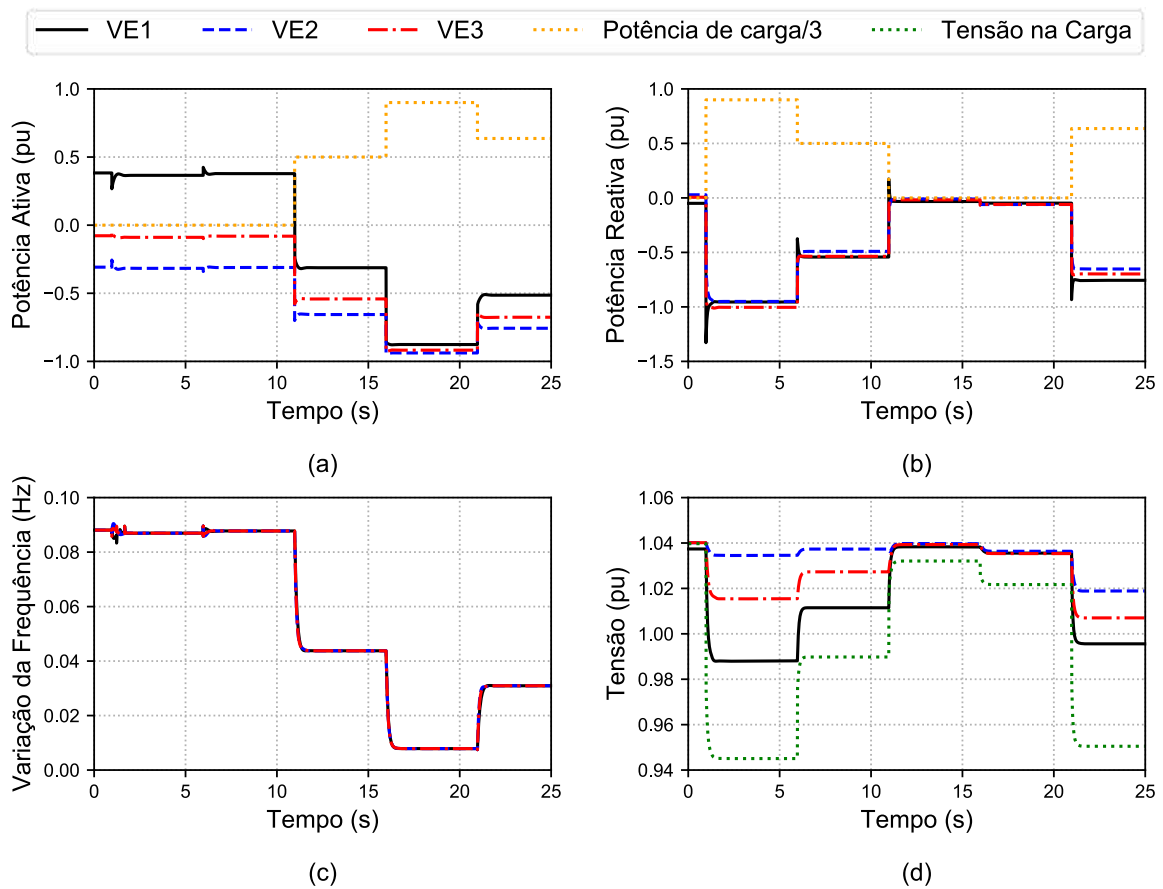


Figura 4.6. Compartilhamento de carga entre 3 VEs (a) potência ativa de saída dos VEs e da carga (b) potência reativa de saída dos VEs e da carga (c) variação da frequência da tensão de saída e (d) magnitude da tensão no ponto de conexão dos VEs e da carga.

As curvas de potência da Figura 4.6a obtidos utilizando a curva $P-f$ proposta neste trabalho comprovam que a contribuição de cada VE no suprimento da carga é proporcional ao SoC da sua bateria. A variação da frequência da tensão do sistema elétrico máxima foi de aproximadamente 0,09 Hz. Como ocorreu com o VE1 neste estudo de caso, eventualmente os VEs com menores SoCs podem absorver energia nos períodos de baixa demanda do edifício. Entretanto, o impacto do coeficiente de inclinação é reduzido à medida que a potência de saída do VE se aproxima da capacidade máxima dos conversores (período entre 16 s e 21 s) forçando o sistema de energia elétrica de emergência é forçado a operar próximo da sua capacidade máxima independentemente do SoC inicial das baterias dos VEs no instante da perda de conexão com a concessionária.

Como pode ser observado na Figura 4.6b a compensação do coeficiente de inclinação natural provocado pela reatância de acoplamento do VE à rede resulta em um erro satisfatório associado ao compartilhamento de potência reativa da carga do sistema elétrico. A impedância dos condutores da instalação elétrica é pequena haja visto que a distância típica entre os veículos de um estacionamento é de apenas 2,5 metros. Assim, o maior impacto no erro do compartilhamento de potência reativa tende a ser gerado pela diferença entre as indutâncias de acoplamento dos VEs. A compensação do coeficiente de inclinação natural pelo controle resulta em um erro de compartilhamento da carga pequeno o que não torna fundamental o conhecimento da impedância da instalação elétrica ou da instalação de sistemas de comunicação. A magnitude da tensão no ponto de acoplamento comum da carga do edifício está entre 1,04 pu e 0,94 pu, ou seja, dentro dos limites considerados adequados no PRODIST [30].

4.5.2 ESTUDO DE CASO 2: SISTEMA ELÉTRICO DE UM EDIFÍCIO COMERCIAL ISOLADO DA REDE E ALIMENTADO POR 50 VES

Este estudo de caso tem por objetivo analisar a estratégia de controle do suprimento de energia elétrica de emergência descrita nas seções anteriores considerando um edifício comercial com 50 VEs no seu estacionamento como ilustrado na Figura 4.7. A instalação elétrica do edifício comercial é representada pelo sistema elétrico ilustrado na Figura 4.8, sendo $w = 5$ e $y = 10$. Neste estudo de caso,

simulou-se que o início da operação da fonte do sistema de suprimento de emergência ocorre às 8:00 h sendo mantido em operação até que ocorra a violação do limite mínimo aceitável da magnitude da tensão na carga, isto ocorrerá devido ao desequilíbrio entre suprimento e demanda, resultado da perda de conexão dos VEs que alcançarem o limite mínimo aceitável do SoC das suas baterias.

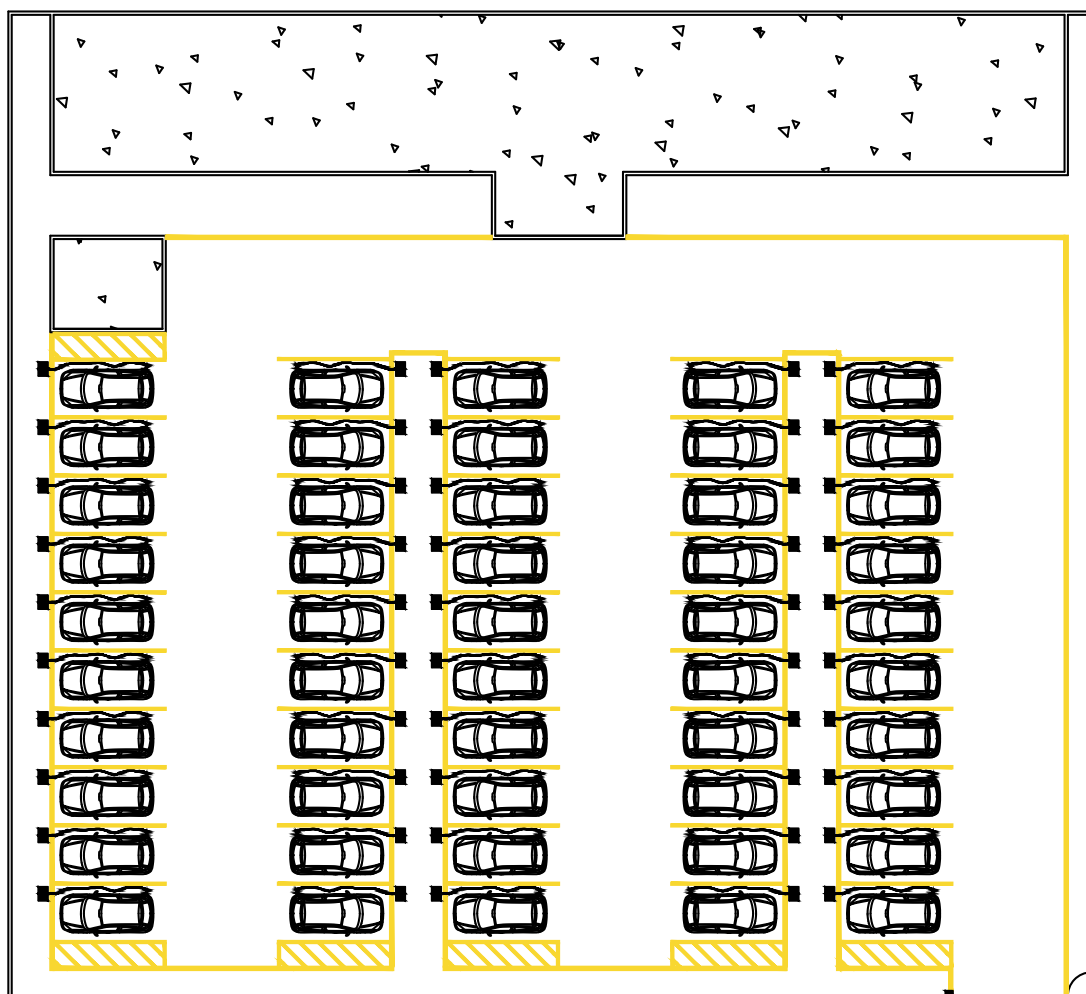


Figura 4.7. Representação de um edifício comercial com 50 VEs localizados no seu estacionamento.

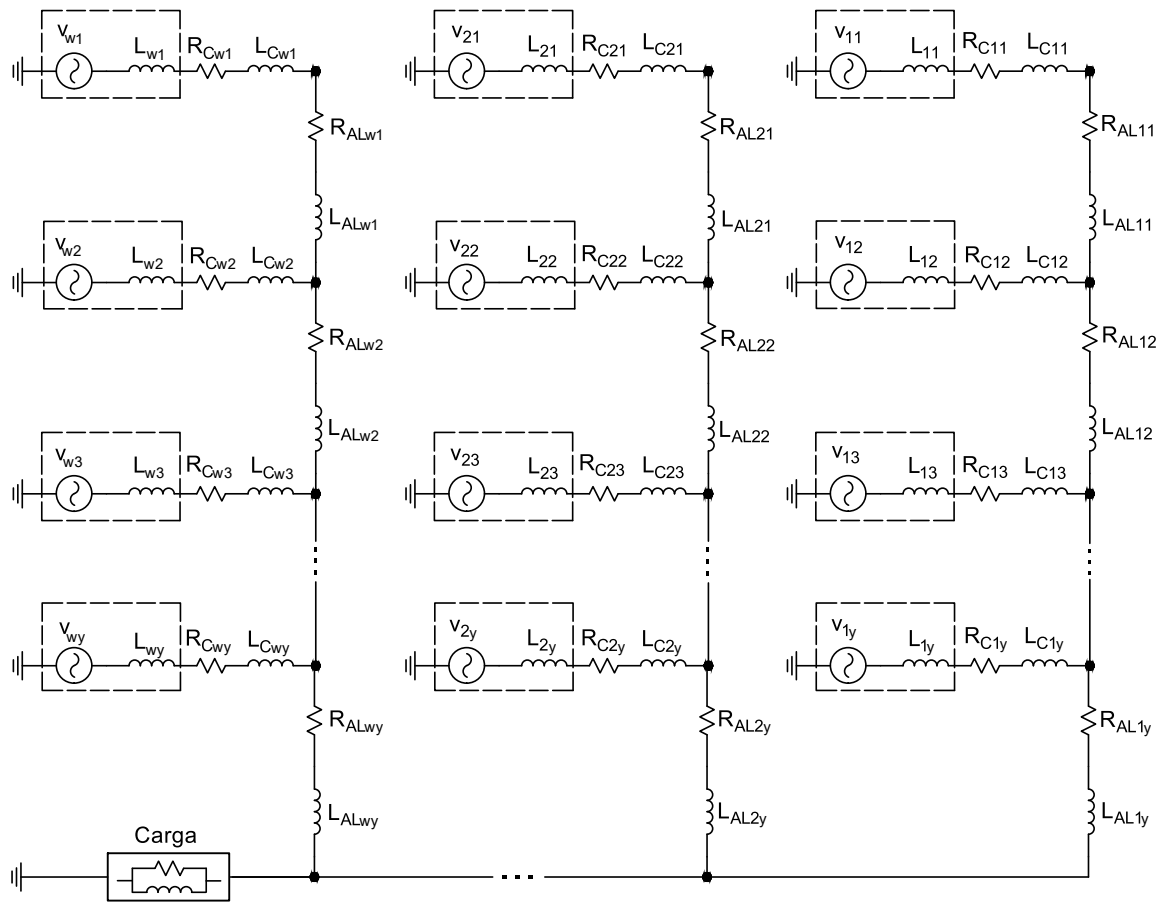


Figura 4.8. Sistema elétrico de suprimento de energia elétrica de emergência formado por 50 VEs localizados no estacionamento de um edifício comercial.

Os parâmetros associados aos VEs e à instalação elétrica neste estudo de caso são:

- Impedância média para uma distância entre os VEs de 2,5 metros conectados por meio de um cabo de 70 mm², $Z_{AL} = 2,2960 + 2,3227j$ mΩ;
- Impedância média para cabos de recarga de 5 metros de comprimento com área de seção transversal de 2,5 mm², $Z_{c11} = \dots = Z_{cmn} = Z_c = 47,4410 + 5,2408j$ mΩ;
- Estado de carga inicial de todos os VEs:

$$SoC_{5 \times 10} = \begin{bmatrix} 0,60 & 0,53 & 0,49 & 0,71 & 0,51 & 0,68 & 0,73 & 0,70 & 0,65 & 0,42 \\ 0,79 & 0,47 & 0,84 & 0,51 & 0,59 & 0,67 & 0,44 & 0,80 & 0,46 & 0,74 \\ 0,78 & 0,62 & 0,70 & 0,49 & 0,80 & 0,67 & 0,82 & 0,52 & 0,87 & 0,65 \\ 0,53 & 0,68 & 0,60 & 0,98 & 0,70 & 0,70 & 0,74 & 0,42 & 0,81 & 0,89 \\ 0,74 & 0,58 & 0,92 & 0,68 & 0,62 & 0,84 & 0,73 & 0,44 & 0,99 & 0,47 \end{bmatrix}$$

- Indutância de acoplamento de todos os VEs:

$$L_{5 \times 10} = \begin{bmatrix} 1,80 & 1,60 & 1,04 & 1,43 & 1,47 & 1,13 & 1,43 & 1,62 & 1,93 & 1,08 \\ 1,58 & 1,64 & 1,28 & 1,10 & 1,13 & 1,01 & 1,23 & 1,07 & 1,63 & 1,53 \\ 1,71 & 1,59 & 1,48 & 1,55 & 1,34 & 1,02 & 1,24 & 1,73 & 1,49 & 1,49 \\ 1,13 & 1,90 & 1,82 & 1,61 & 1,12 & 1,96 & 1,69 & 1,68 & 1,02 & 1,98 \\ 1,68 & 1,53 & 1,11 & 1,27 & 1,51 & 1,92 & 1,95 & 1,65 & 1,35 & 1,68 \end{bmatrix} \text{ mH}$$

- As curvas de carga em condições de emergência do edifício comercial utilizada na simulação computacional estão no gráfico da Figura 4.9.

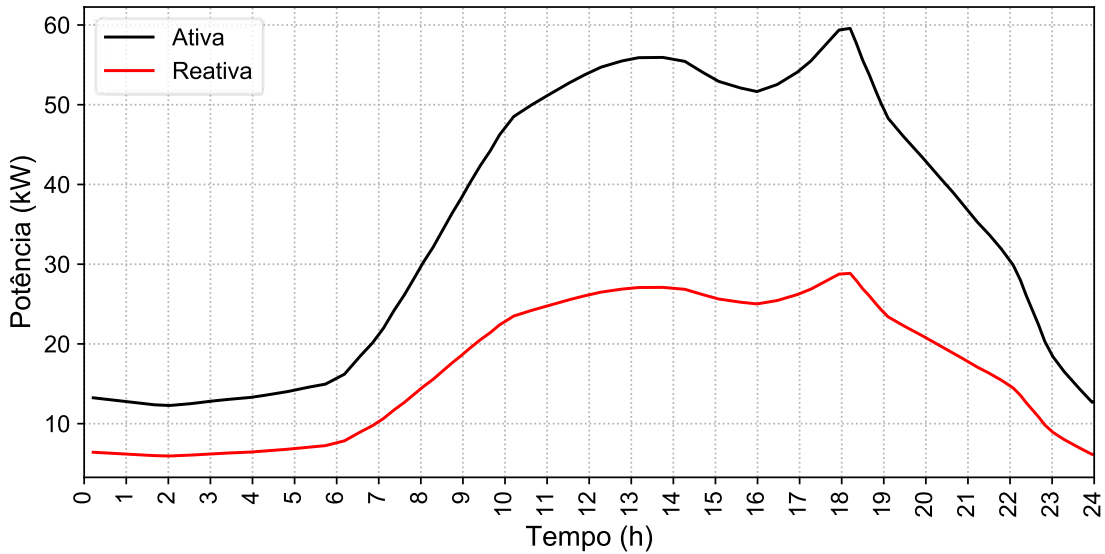


Figura 4.9. Curvas de carga do edifício comercial.

O sistema de alimentação ininterrupta formado pelos VEs supriu a carga do edifício até aproximadamente às 17:00 h quando ocorreu a violação do limite inferior da magnitude da tensão igual a 0,94 pu como pode ser observado na Figura 4.10b. Durante o período de operação do sistema de alimentação ininterrupta vários VEs são desconectados da instalação elétrica por alcançarem o limite inferior do SoC da bateria reduzindo assim a capacidade máxima da UPS. É possível observar na Figura 4.10a a diferença entre a potência reativa de saída dos 50 VEs em função do comprimento do condutor que conecta o VE à carga da instalação elétrica. As curvas de potência reativa estão em pu tendo como potência de base a capacidade ociosa instantânea dos carregadores. Como em um estacionamento rotativo a localização do VE não é previamente conhecida e, conseqüentemente, a impedância de acoplamento não pode ser pré-configurada nos VEs existirá naturalmente uma maior contribuição dos VEs mais próximos à carga. Entretanto, a diferença entre as contribuições de cada VE não resulta na extrapolação da capacidade de nenhum carregador conectado à instalação elétrica.

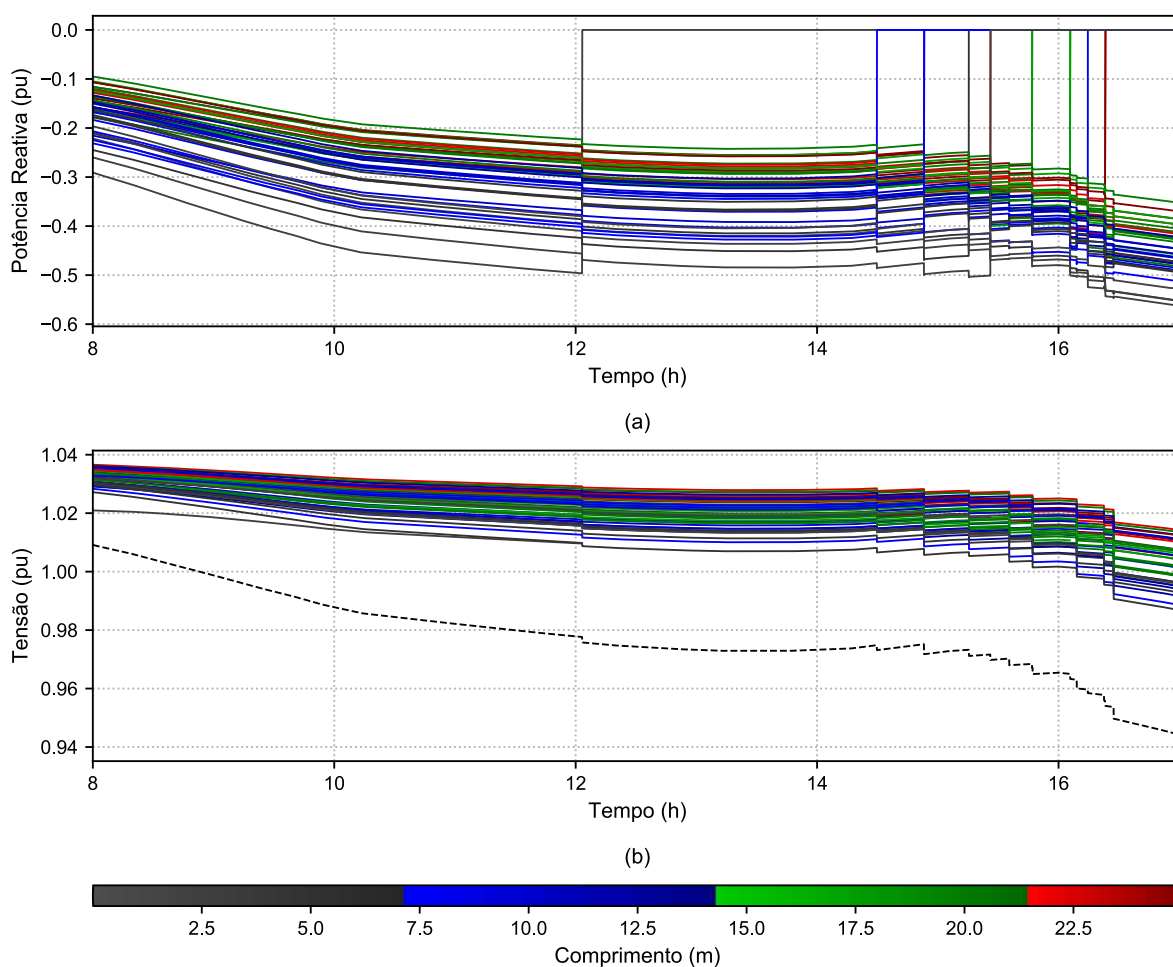


Figura 4.10. Compartilhamento de carga entre 50 VEs: (a) potência reativa de saída e (b) magnitude da tensão de saída dos VEs (linhas contínuas) e na carga (linha tracejada).

Na Figura 4.11 estão as curvas da potência ativa de saída dos VEs, do SoC das baterias dos VEs e a variação da frequência da tensão em torno da frequência nominal. Como pode ser observado não ocorreu a sobrecarga de nenhum carregador dos VEs durante a operação do sistema. Portanto, o sistema de controle do VE foi eficaz no compartilhamento da carga que neste estudo de caso possui potência aparente limitada a até 90% da capacidade máxima do sistema UPS. A capacidade do sistema UPS considerando os VEs com carregadores de nível 1 (127 V) e potência nominal de 1,92 kVA é de até 96 kVA. Considerando uma margem de segurança de 10% em função das perdas da instalação elétrica e da existência de algumas vagas livres é possível atender uma carga de aproximadamente 86,4 kVA. Utilizando-se um carregador de nível 2 (220 V) com potência nominal de 6 kVA e considerando os mesmos critérios do carregador de nível 1, é possível atender uma carga de até 270 kVA.

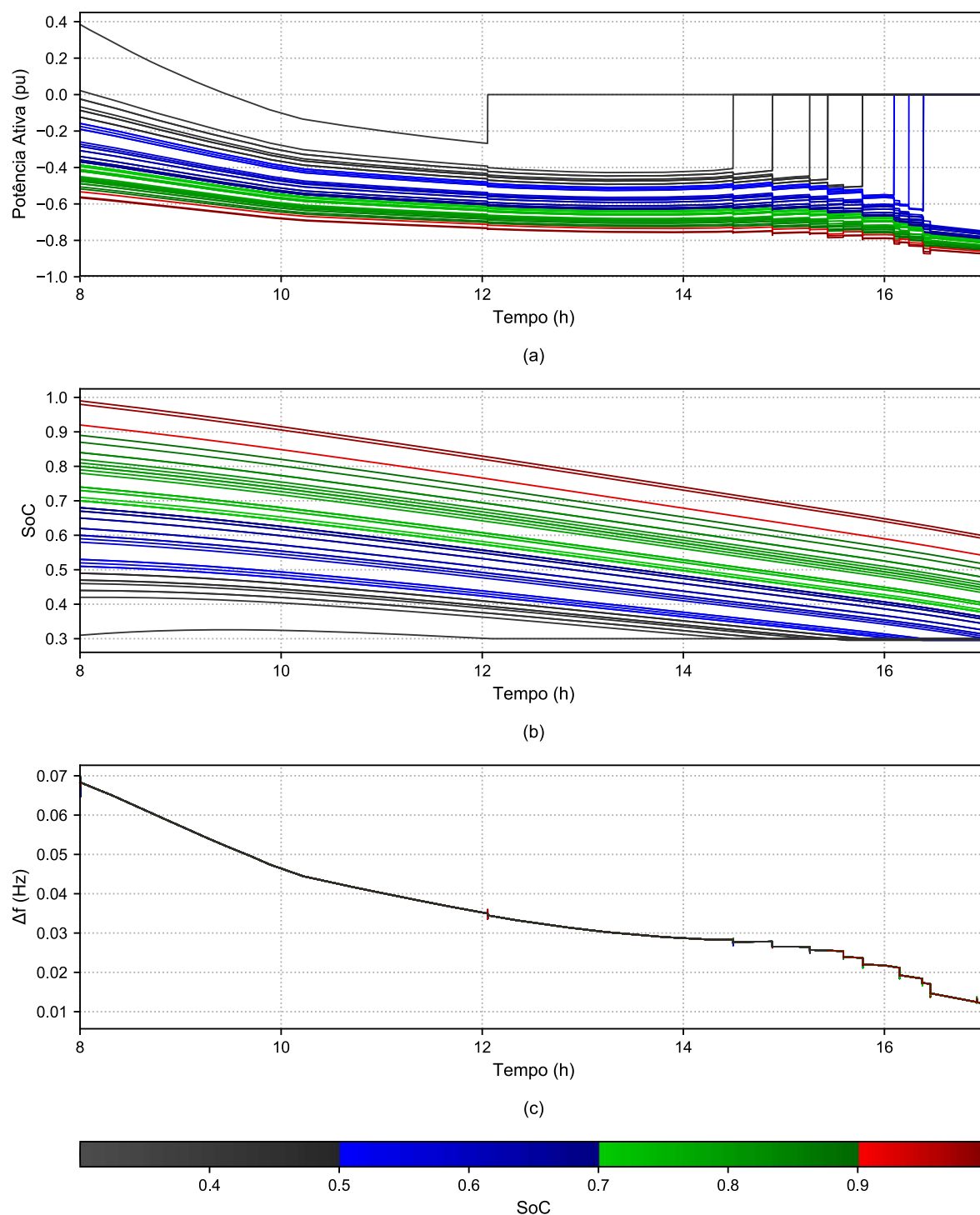


Figura 4.11. Compartilhamento de carga entre 50 VEs (a) potência ativa de saída (b) estado de carga das baterias e (c) variação da frequência da tensão de saída.

Os VEs com maiores SoCs contribuem em maior proporção para o suprimento da carga quando a demanda é baixa e, como esperado, existe uma aproximação da

potência ativa de saída de todos os VEs conectados ao sistema elétrico quando a carga se aproxima da capacidade máxima de operação do sistema UPS.

4.5.3 ESTUDO DE CASO 3: SISTEMA ELÉTRICO DE UM EDIFÍCIO COMERCIAL ISOLADO DA REDE E ALIMENTADO POR 35 VES

Neste estudo de caso, considerou-se que o estacionamento está parcialmente preenchido, com 35 VEs conectados à instalação elétrica e com 15 vagas livres, conforme ilustrado na Figura 4.12. É importante salientar que não é possível assegurar que todos os VEs estarão no estacionamento do edifício, no entanto o sistema de suprimento de emergência pode operar nestas condições, desde que a potência demandada seja compatível com a quantidade de VEs conectados à instalação elétrica.

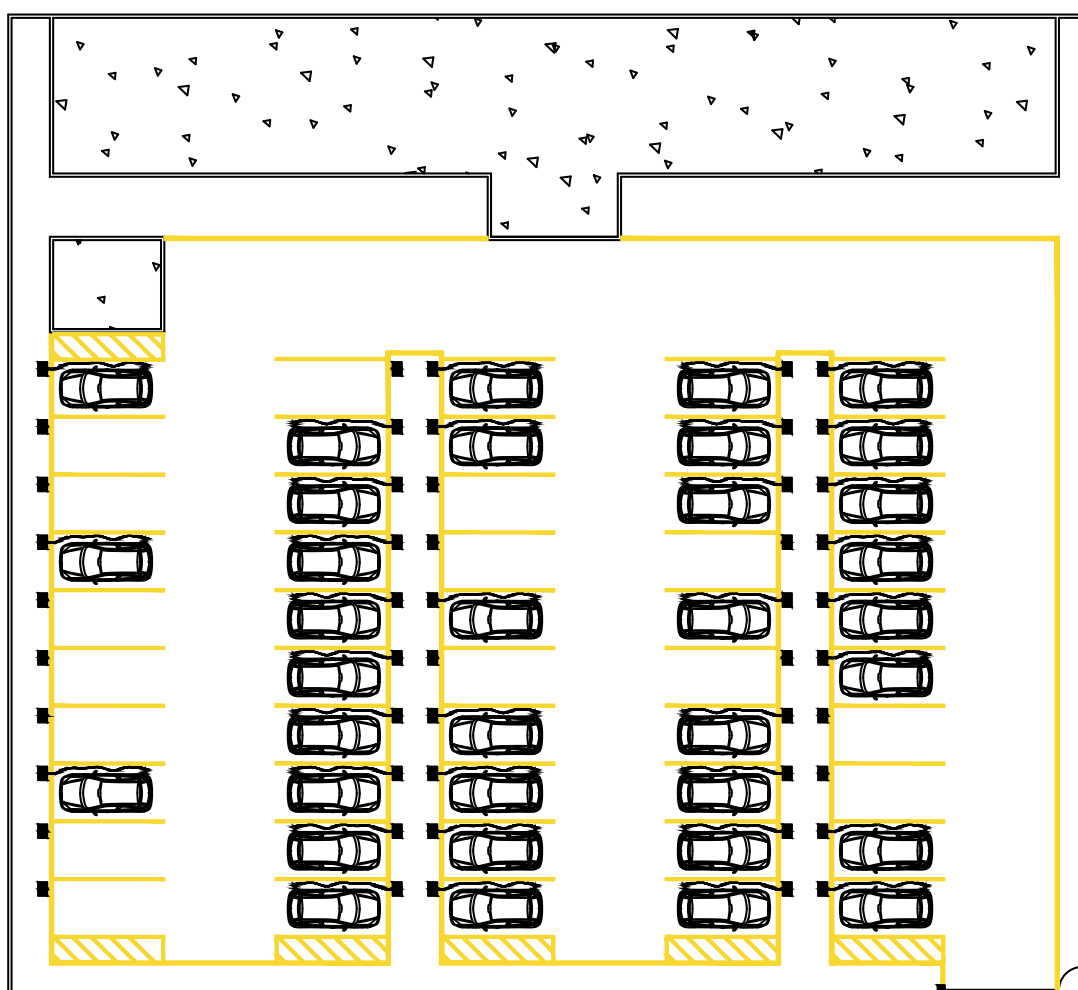


Figura 4.12. Representação de um edifício comercial com o estacionamento parcialmente preenchido com 35 VEs de um total de 50 VEs de capacidade.

Os demais parâmetros considerados neste cenário são iguais aos parâmetros do estudo de caso 2 havendo apenas uma redução da capacidade do sistema de suprimento de emergência devido às vagas livres no estacionamento. O limite mínimo da magnitude da tensão considerada aceitável foi violado às 11:45 h de maneira que sistema de emergência supriu a carga durante um período de aproximadamente 3:45 h. As curvas de potência reativa e da tensão de saída dos VEs estão na Figura 4.13 e apresentam um comportamento semelhante ao obtido para o estudo de caso 2 apresentando apenas uma maior diferença entre as potências reativas de saída de cada VE. Esta maior diferença entre as curvas de potência reativa se dá pela assimetria da instalação elétrica com a existência de vagas livres no estacionamento o que aumenta a diferença do valor da impedância entre os VEs. Porém, não houve a extrapolação da capacidade máxima de nenhum dos carregadores de forma que o controle foi eficaz no compartilhamento da potência reativa da carga.

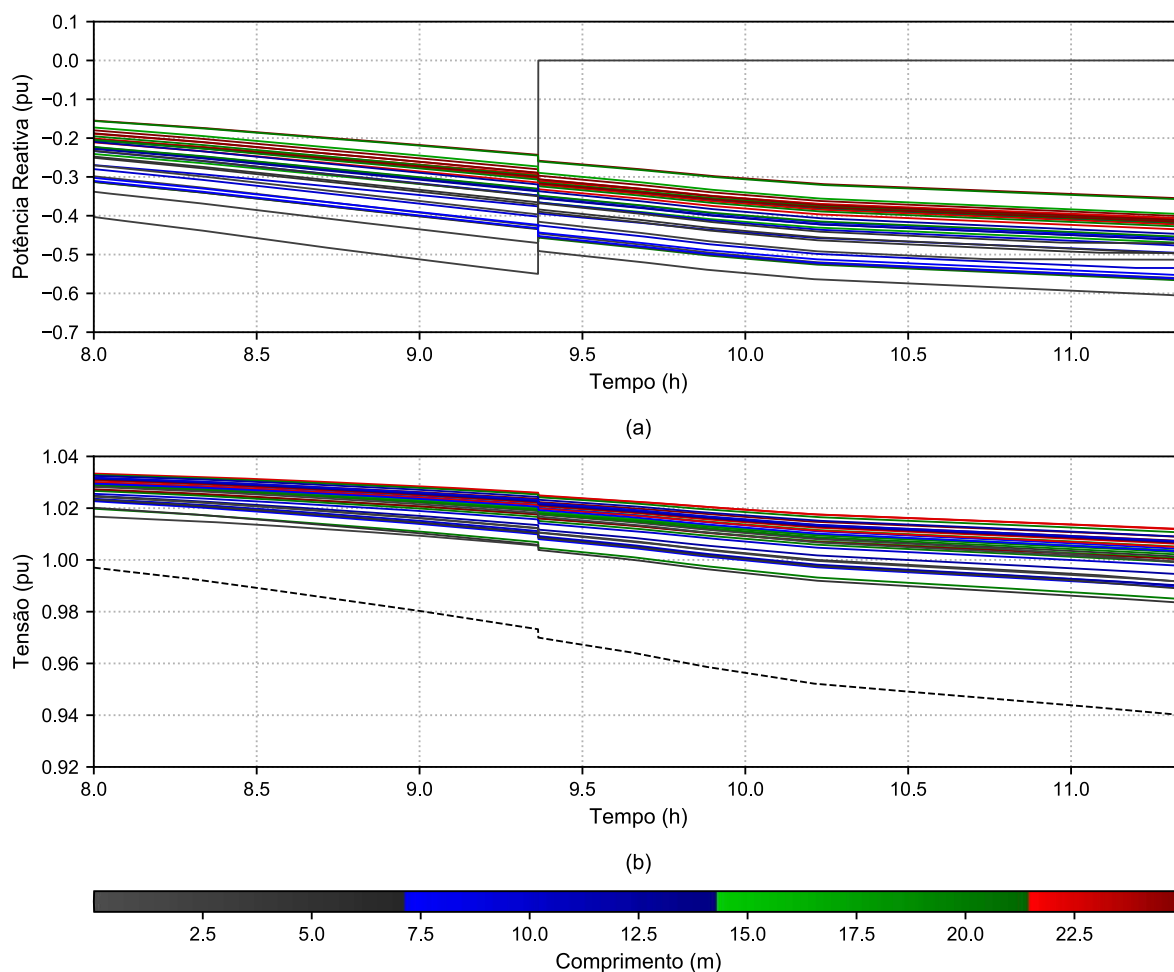


Figura 4.13. Compartilhamento de carga entre 35 VEs em um estacionamento com capacidade para 50 VEs (a) potência reativa de saída (b) magnitude da tensão de saída dos VEs e na carga.

As curvas de potência ativa de saída dos VEs, do SoC da bateria e da variação da frequência durante a operação do sistema de suprimento de emergência estão na Figura 4.14. A diminuição da capacidade do sistema com a existência de vagas livres no estacionamento reduz a diferença entre as potências ativa de saída dos VEs. Esta redução ocorre porque a demanda da instalação elétrica do edifício se aproxima da capacidade do sistema de suprimento de emergência e, conforme a estratégia de controle proposta, o suprimento instantâneo da carga tem prioridade em comparação com a necessidade de uniformizar o SoC de todas as baterias dos VEs para manter durante o maior tempo possível o suprimento da carga.

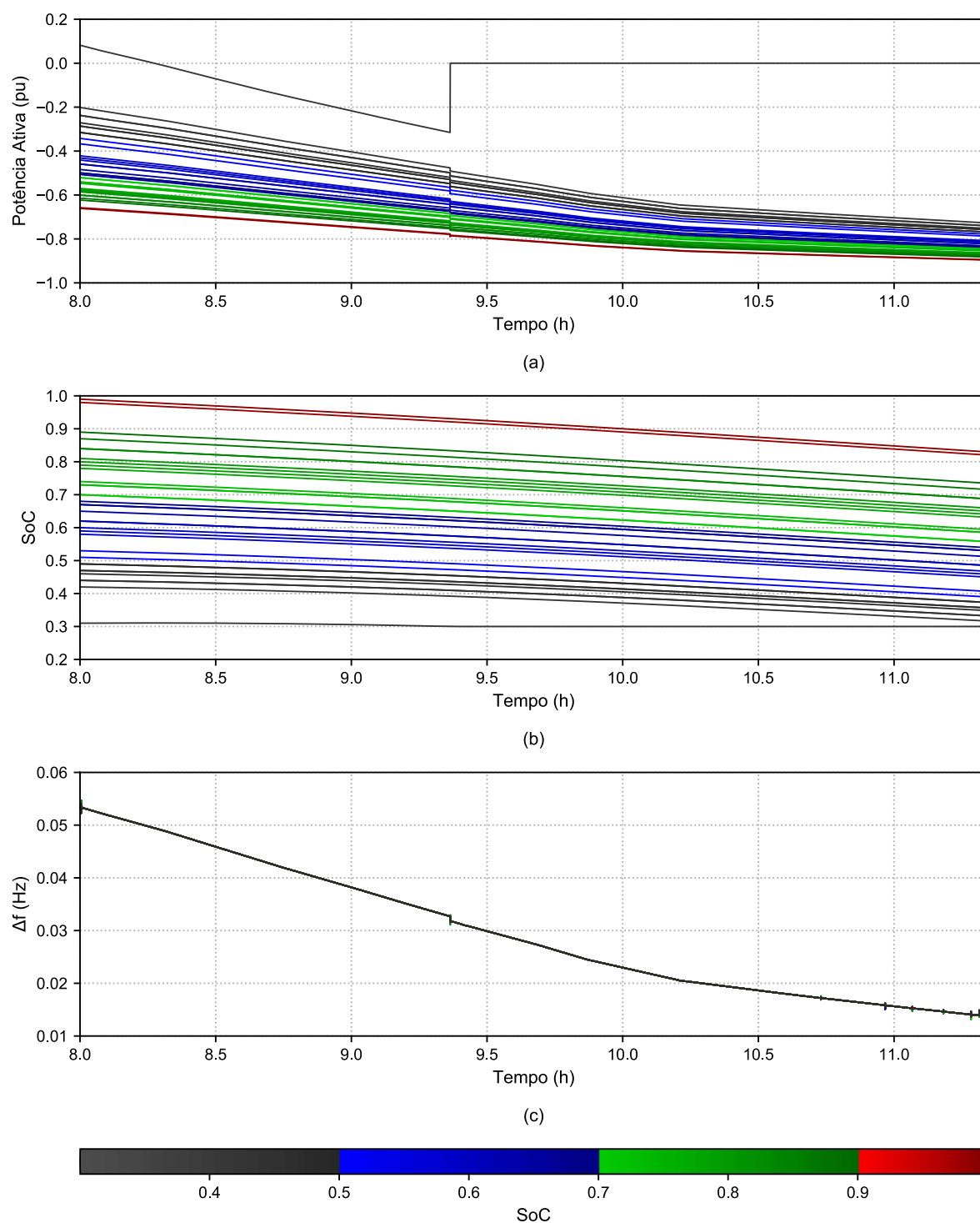


Figura 4.14. Compartilhamento de carga entre 35 VEs em um estacionamento com capacidade para 50 VEs (a) potência ativa de saída (b) estado de carga das baterias e (c) variação da frequência da tensão de saída.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Na próxima década, a energia elétrica armazenada nas baterias dos VEs será cada vez mais disponibilizada para edifícios por meio da utilização da tecnologia V2B que pode fornecer serviços confiáveis operando como sistema de suprimento de energia elétrica de emergência. Devido à baixa capacidade individual dos conversores em relação à carga, a carga do edifício precisa ser compartilhada entre todos os VEs conectados à instalação elétrica e de maneira a não sobrecarregar os conversores dos carregadores. Embora a distância entre os VEs e a carga seja pequena, a utilização de dispositivos de comunicação atrelados a um sistema supervisor e de controle pode falhar devido a defeitos nos equipamentos de comunicação e de controle central. Assim, a fonte de alimentação ininterrupta será mais robusta e confiável se o controle associado a cada VE for independente, ou seja, sem a necessidade de sistemas de comunicação. Entretanto, como o controle centralizado possibilita maior eficiência e otimização da utilização da energia armazenada nas baterias dos VEs, a estratégia de controle proposta neste trabalho pode ser utilizada para reduzir o custo do projeto ou como retaguarda em casos de falhas do sistema de comunicação.

5. CONCLUSÕES

O presente estudo teve como objetivo central a prestação de serviços de flexibilidade ao sistema elétrico por meio da proposição de uma estratégia de controle inteligente descentralizado para a recarga de VEs visando o controle de tensão em redes de distribuição secundárias, assim como a proposição de uma estratégia de controle inteligente descentralizado para utilização dos VEs no suprimento das cargas de edifícios em casos de emergência.

O controle da tensão desenvolvido neste trabalho visou a melhoria da qualidade da energia elétrica e a redução do carregamento de alimentadores e transformadores de redes de distribuição com alta penetração de VEs. A partir do controle implementado também foi pretendida a redução das variações da magnitude da tensão provocadas por fontes de energia elétrica intermitentes e perturbações no sistema elétrico. A estratégia de controle foi baseada em medições locais podendo ser facilmente implementada em redes elétricas não supervisionadas e com pouco impacto na vida útil das baterias dos VEs, pois é priorizado a redução da potência de carregamento em detrimento da descarga da bateria na rede de distribuição.

Neste contexto, uma contribuição inequívoca desta pesquisa foi o desenvolvimento de uma estratégia de controle de tensão baseada em medições locais utilizando os VEs e com as seguintes características: priorização da redução da potência de carregamento em detrimento da injeção de energia elétrica na rede reduzindo o impacto da prestação dos serviços de flexibilidade na vida útil das baterias, redução da diferença entre a contribuição dos VEs conectados no início e no final dos alimentadores devido à queda de tensão na rede elétrica, fornecimento de suporte de reativos explorando a capacidade ociosa dos carregadores, fornecimento de energia elétrica para a rede durante contingências que resultem na violação do limite mínimo de tensão e obtenção da autonomia desejada pelos proprietários do VE ao término do período de recarga.

A análise da estratégia de controle em sistemas elétricos realizada utilizando a metodologia desenvolvida neste trabalho foi baseada na solução de equações algébrico-diferenciais utilizando a ferramenta computacional de cálculo de fluxo de potência OpenDSS. Esta metodologia também é uma contribuição do trabalho, pois

pode ser aplicada na análise de outras estratégias de controle de tensão em sistemas elétricos de grande porte baseadas no controle descentralizado de dispositivos de armazenamento de energia dispersos na rede de distribuição.

Os resultados obtidos sugerem que a estratégia de controle de tensão descentralizada utilizando os VEs melhora a qualidade da energia elétrica e, adicionalmente, reduz o carregamento dos alimentadores e dos transformadores de distribuição quando comparado com a recarga não controlada. A autonomia requerida pelos proprietários, um dos principais fatores limitantes para a prestação de serviços de flexibilidade, foi alcançada para todos os VEs do sistema teste o que não foi observado na estratégia de controle por inclinação convencional apresentada na seção 3.4.5. Cabe ressaltar que foi observado um ganho considerável na redução das variações da magnitude da tensão geradas por oscilações da potência de saída de sistemas fotovoltaicos e do afundamento de tensão na ocorrência de perturbações na rede.

Ademais, foi proposto neste trabalho a estratégia de controle inteligente descentralizado implementada visando o compartilhamento da carga de um edifício entre os VEs localizados no seu estacionamento de maneira a não extrapolar a capacidade máxima dos carregadores. Dado a especificidade do sistema de armazenamento formando por pequenas unidades de armazenamento e o comportamento estocástico associado a utilização dos VEs, a estratégia de controle aproximou os SoCs das baterias dos VEs reduzindo o número de violações do limite mínimo do SoC especificado pelos fabricantes das baterias e, conseqüentemente, evitando uma redução drástica da capacidade de suprimento do sistema de armazenamento formado pela interconexão das baterias dos VEs.

Dessa maneira, outra contribuição deste trabalho foi o desenvolvimento de uma estratégia de controle baseada nas curvas $P-f$ e $Q-V$ para o compartilhamento da carga de um edifício em casos de emergência entre os VEs localizados no seu estacionamento. O compartilhamento da carga com esta estratégia de controle não utiliza sistemas de comunicação o que torna o sistema mais confiável por ser menos susceptível a falhas, podendo ser utilizada tanto como estratégia principal quanto como estratégia de retaguarda em casos de falha no sistema de comunicação. A principal diferença da estratégia de controle proposta neste trabalho em comparação com as técnicas de controle convencionais utilizadas no compartilhamento de carga é

a redução da diferença do estado de carga das baterias dos VEs e, consequentemente, a manutenção do maior número possível de veículos conectados ao sistema elétrico durante o suprimento da carga. Com esta abordagem, matem-se a capacidade de operação do sistema de armazenamento o mais próximo possível da sua capacidade máxima, uma vez que a potência nominal dos carregadores individualmente é pequena quando comparado à demanda do edifício. A análise da estratégia de controle foi realizada por meio da implementação do modelo médio do VE para a simulação no modo fasorial com um tempo de simulação menor em comparação com a simulação no domínio do tempo. O tempo de simulação é importante porque para análise da estratégia de compartilhamento da carga foi necessário simular um intervalo de tempo de até nove horas para, assim, observar o efeito na operação do sistema de alimentação de emergência da desconexão dos VEs ao longo do tempo devido a descarga de suas baterias até os limites mínimos especificados pelos fabricantes.

Os resultados obtidos com a simulação da estratégia de controle baseada nas curvas $P-f$ e $Q-V$ para o suprimento da carga de um edifício pelos VEs localizados no seu estacionamento indicam a viabilidade do suprimento da carga por algumas horas em caso de emergências. Devido aos parâmetros estocásticos associados à utilização pelos proprietários cada VE possui um SoC diferente ao ser conectado à instalação elétrica do edifício. O coeficiente de inclinação proposto na estratégia de controle, definido como uma função do SoC das baterias, possibilitou manter os VEs com baixo SoC operando no sistema de suprimento de emergência por mais tempo o que é importante para que a potência máxima que pode ser fornecida instantaneamente seja compatível com a demanda do edifício. Os resultados revelam que o compartilhamento de potência reativa também foi realizado de maneira adequada ao ser considerada a compensação da indutância de acoplamento dos VEs à instalação elétrica por meio do coeficiente de inclinação natural e, não menos importante, pela definição de critérios para o projeto dos circuitos da instalação elétrica de alimentação dos carregadores dos VEs apresentado na subseção 4.2.2.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros pode-se citar:

- A comparação da estratégia de controle de tensão proposta neste trabalho com técnicas de controle de tensão em redes de distribuição supervisionadas e com controle centralizado que emprega técnicas de otimização para o gerenciamento da recarga dos VEs;
- O desenvolvimento de uma estratégia de controle para a restauração da frequência da tensão no sistema de alimentação de emergência após variações da potência demandada pela carga e a perda de conexão dos VEs;
- O desenvolvimento de novas topologias para o sistema de alimentação ininterrupta utilizando a tecnologia V2B que inclua um sistema de armazenamento específico para esta finalidade ou um gerador próprio para o edifício.

REFERÊNCIAS

- [1] IEA, “Key World Energy,” 2014.
- [2] M. F. Shaaban and E. F. El-Saadany, “Accommodating High Penetrations of PEVs and Renewable DG Considering Uncertainties in Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 259–270, 2014.
- [3] I. G. OUTLOOK, “Scaling-up the transition to Electric Mobility,” IEA: London, UK, 2019.
- [4] C. Crozier, T. Morstyn, and M. Mcculloch, “The opportunity for smart charging to mitigate the impact of electric vehicles on transmission and distribution systems,” *Appl. Energy*, vol. 268, no. May, p. 114973, 2020.
- [5] Y. Wang, T. John, and B. Xiong, “A two-level coordinated voltage control scheme of electric vehicle chargers in low-voltage distribution networks,” vol. 168, no. July 2018, pp. 218–227, 2019.
- [6] A. Briones, J. Francfort, P. Heitmann, M. Schey, S. Schey, and J. Smart, “Power Flow Regulations and Building Codes Review by the AVTA Adrene Briones,” 2012.
- [7] S. Shafie, M. Fotuhi-firuzabad, and M. Rastegar, “Investigating the Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Power Distribution Systems,” vol. 4, no. 3, pp. 1351–1360, 2013.
- [8] H. Mehrjerdi and R. Hemmati, “Coordination of vehicle-to-home and renewable capacity resources for energy management in resilience and self-healing building,” *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 568–579, 2020.
- [9] A. Buonomano, “Building to Vehicle to Building concept: A comprehensive parametric and sensitivity analysis for decision making aims,” vol. 261, no. January, 2020.
- [10] L. Pieltain Fernández, T. Gómez San Román, R. Cossent, C. Mateo Domingo, and P. Frías, “Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 206–213, 2011.
- [11] K. Clement-nyns, E. Haesen, and J. Driesen, “The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 1, pp. 185–192, 2011.
- [12] Y. Mu, J. Wu, and J. Ekanayake, “Primary Frequency Response From Electric Vehicles in the Great Britain Power System,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no.

- 2, pp. 1142–1150, 2013.
- [13] Z. Darabi and M. Ferdowsi., “Aggregated Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Demand Profile,” *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2, vol. 4, pp. 501–508, 2011.
 - [14] S. Rezaee, E. Farjah, and B. Khorramdel, “Probabilistic Analysis of Plug-In Electric Vehicles Impact on Electrical Grid Through Homes and Parking Lots,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 1024–1033, 2013.
 - [15] S. Han, S. Han, and K. Sezaki, “Development of an Optimal Vehicle-to-Grid Aggregator for Frequency Regulation,” vol. 1, no. 1, pp. 65–72, 2010.
 - [16] S. B. Peterson, J. F. Whitacre, and J. Apt, “The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage,” vol. 195, pp. 2377–2384, 2010.
 - [17] E. Sortomme and M. A. El-sharkawi, “Optimal Charging Strategies for Unidirectional Vehicle-to-Grid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 131–138, 2011.
 - [18] M. Ghofrani, A. Arabali, M. Etezadi-Amoli, and S. M. Fadali, “Smart Scheduling and Cost-Benefit Analysis of Grid-Enabled Electric Vehicles for Wind Power Integration,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2306–2313, 2014.
 - [19] C. D. White and K. M. Zhang, “Using vehicle-to-grid technology for frequency regulation and peak-load reduction,” *J. Power Sources*, vol. 196, no. 8, pp. 3972–3980, 2011.
 - [20] H. Khayyam, H. Ranjbarzadeh, and V. Marano, “Intelligent control of vehicle to grid power,” *J. Power Sources*, vol. 201, pp. 1–9, 2012.
 - [21] C. Battistelli, L. Baringo, and A. J. Conejo, “Optimal energy management of small electric energy systems including V2G facilities and renewable energy sources,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 92, pp. 50–59, 2012.
 - [22] C. Guille and G. Gross, “A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 11, pp. 4379–4390, 2009.
 - [23] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama, “Autonomous Distributed V2G (Vehicle-to-Grid) Satisfying Scheduled Charging,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 559–564, 2012.
 - [24] Z. Liu, D. Wang, H. Jia, N. Djilali, and W. Zhang, “Aggregation and Bidirectional Charging Power Control of Plug-in Hybrid Electric Vehicles : Generation System Adequacy Analysis,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 325–335, 2015.

- [25] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "An open source platform for collaborating on smart grid research," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. Ivvc, pp. 1–7, 2011.
- [26] A. Nagarajan and R. Ayyanar, "Dynamic Analysis of Distribution Systems with High Penetration of PV Generators using Differential Algebraic Equations in OpenDSS," 2014.
- [27] S. Habib, M. Kamran, and U. Rashid, "Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks - A review," *J. Power Sources*, vol. 277, pp. 205–214, 2015.
- [28] Y. G. Pinto, F. C. L. Trindade, J. C. Cebrian, and W. W. Teixeira, "Investigation of infrastructural solutions to mitigate the impacts of EV recharging at LV networks," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2017, pp. 1–6.
- [29] U. S. D. of Energy, "Model Year 2016 Fuel Economy Guide - Electric vehicles & Plug-in Hybrid Electric Vehicles," *U.S. Environ. Prot. Agency*, 2016.
- [30] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica," p. 70, 2011.
- [31] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of Charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, 2010.
- [32] M. Falahi, H. M. Chou, M. Ehsani, L. Xie, and K. L. Butler-Purry, "Potential power quality benefits of electric vehicles," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 1016–1023, 2013.
- [33] Y. Zhong, M. Xia, and H. D. Chiang, "Electric vehicle charging station microgrid providing unified power quality conditioner support to local power distribution networks," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1–13, 2016.
- [34] A. Berigai Ramaiaha, R. Maurya, and S. R. Arya, "Bidirectional converter for electric vehicle battery charging with power quality features," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, no. February, pp. 1–19, 2018.
- [35] S. Han, H. H. Soo, and K. Sezaki, "Design of an optimal aggregator for vehicle-to-grid regulation service," *Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2010*, vol. 1, no. 1, pp. 65–72, 2010.
- [36] H. Liu, Z. Hu, Y. Song, J. Wang, and X. Xie, "Vehicle-to-Grid Control for

- Supplementary Frequency Regulation Considering Charging Demands,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3110–3119, 2015.
- [37] A. T. Al-awami, E. Sortomme, G. Muhammad, A. Akhtar, and S. Faddel, “A Voltage-Based Controller for an Electric-Vehicle Charger,” vol. 65, no. 6, pp. 4185–4196, 2016.
 - [38] S. Su, J. Jiang, and W. Wang, “An autonomous decentralized voltage control scheme in PEV charging devices on the distribution network – reactive power compensation for voltage decreases caused by household loads and charging devices,” no. December 2012, pp. 412–432, 2014.
 - [39] A. Ali, D. Raisz, and K. Mahmoud, “Sensitivity-based and optimization-based methods for mitigating voltage fluctuation and rise in the presence of PV and PHEVs,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 27, no. 12, pp. 1–19, 2017.
 - [40] A. Hariri, A. Newaz, and M. O. Faruque, “Open-source python-OpenDSS interface for hybrid simulation of PV impact studies,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, no. February, 2017.
 - [41] CIGRÉ Comité de Estudos C6, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources Task Force C 6.04*, no. April. 2014.
 - [42] M. Restrepo, J. Morris, M. Kazerani, and C. Canizares, “Modeling and Testing of a Bidirectional Smart Charger for Distribution System EV Integration,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. MARCH, pp. 1–1, 2016.
 - [43] L. Bottaccioli *et al.*, “A Flexible Distributed Infrastructure for Real-Time Cosimulations in Smart Grids,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 13, no. 6, pp. 3265–3274, 2017.
 - [44] I. Molina-Moreno, A. Medina, R. Cisneros-Magaña, and O. Anaya-Lara, “Time domain harmonic state estimation in unbalanced power networks based on optimal number of meters and the principle of half-wave symmetry,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 15, pp. 3871–3880, 2017.
 - [45] F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes, and W. Freitas, “Mitigation of Fast Voltage Variations during Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 2, pp. 921–932, 2017.
 - [46] W. Kempton and J. Tomić, “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,” *J. Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, 2005.
 - [47] R. M. dos S. Filho, “Contribuição ao Controle Digital do Paralelismo sem

Comunicação de Sistemas de Energia Ininterrupta,” 2009.

- [48] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic, “BEVs / PHEVs as Dispersed Energy Storage for V2B Uses in the Smart Grid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 473–482, 2012.
- [49] H. K. Nguyen and J. Bin Song, “Optimal Charging and Discharging for Multiple PHEVs with Demand Side Management in Vehicle-to-Building,” vol. 14, no. 6, pp. 662–671, 2012.
- [50] R. B. Godoy, “Paralelismo de Inversores Monofásicos , Isolados ou em Conexão com a Rede , com Otimização da Resposta Dinâmica,” 2010.
- [51] U. B. Tayab, M. R. Bin Azrik, L. J. Hwai, and M. Kashif, “A review of droop control techniques for microgrid,” vol. 76, no. March, pp. 717–727, 2017.
- [52] K. Tanguy, M. R. Dubois, K. Lina, and C. Gagné, “Optimization model and economic assessment of collaborative charging using Vehicle-to-Building,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 26, pp. 496–506, 2016.
- [53] G. Barone, A. Buonomano, F. Calise, C. Forzano, and A. Palombo, “Building to vehicle to building concept toward a novel zero energy paradigm : Modelling and case studies,” vol. 101, no. October 2018, pp. 625–648, 2019.
- [54] G. Shi, H. Han, Y. Sun, Z. Liu, M. Zheng, and X. Hou, “A Decentralized SOC Balancing Method for Cascaded-type Energy Storage System,” vol. 0046, no. c, 2020.

ANEXO A

Parâmetros dos veículos elétricos utilizados nas simulações computacionais.

Tabela A.1. Parâmetros dos veículos elétricos utilizados nas simulações do Capítulo 3.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
R_{ca}	0	T_2^{LF}	10×10^{-3}	S^{nom}	1,92 kVA
L_{ca}	1,65 mH	T_{fp}	20×10^{-3}	SOC^{max}	0,9
ω	120π rad/s	K_P^Q	2,1	SOC^{min}	0,1
G_{sw}	0	K_I^Q	91,6	P_d^{max}	1,92 kW
T_I	10×10^{-3}	K_P^P	-0,40	P_d^{min}	-1,92 kW
R_{cc}	0	K_I^P	-20,8	P_c^{max}	1,92 kW
L_{cc}	1,65 ms	K_P^T	0,1	P_c^{min}	0
C_{cc}	500 mF	K_I^T	0,16	i_d^{max}	1,5 pu
K_{mca}	1,0	n_s	9	i_d^{min}	-1,5 pu
T_{mca}	20×10^{-3}	n_p	2	i_q^{max}	0
K_q	1,0	E_{bat}^{nom}	26,96 kWh	i_q^{min}	-1,5 pu
K_{dq}	0,12	ID^{max}	16 A	v_{cc}^{max}	1,5 pu
T_1	20×10^{-3}	v^{d*}	0,92 pu	v_{cc}^{min}	0,5 pu
T_2	10×10^{-3}	v^{c*}	0,94 pu	m_d^{max}	1,0
K_{mcc}	1,0	v_{cc}^*	1,0 pu	m_d^{min}	-1,0
T_{mcc}	20×10^{-3}	v_{ca}^*	1,0 pu	m_q^{max}	1,0
K_P^d	1,0	α_c	30	m_q^{min}	-1,0
K_I^d	0,05	α_d	70	u_{max}	1,5
K_{VCO}	10,0	v_{cc}^{nom}	287 V	u_{min}	-1,5
K_{PD}^{PLL}	10,0	v_{ca}^{nom}	120 V/127 V		
T_1^{LF}	10×10^{-3}	v_{bat}^{nom}	12,55V		

Tabela A.2. Parâmetros dos veículos elétricos utilizados nas simulações do Capítulo 4.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
R_{ca}	0	K_I^M	20.64	C_{cc}	500 mF
L_{ca}	1,0 mH	v_{cc}^{nom}	280 V	G_{sw}	0
ω	120π rad/s	S^{nom}	1,92 kVA	K_P^{vc}	0
E_{bat}^{nom}	32,00 kWh	v_{ca}^{nom}	127 V	K_I^{vc}	-200
β_P	1	v_{cc}^*	1,0 pu	K_P^T	0,1
γ_Q	0,007	i_{cel}^{max}	16 A	K_I^T	0,16
v_{ca}^*	1,04 pu	R_{cc}	0	K_{mcc}	1,0
K_P^M	0,981	L_{cc}	1,65 ms	T_{mcc}	20×10^{-3}

ANEXO B

Código fonte dos programas implementados em OpenDSS e em Python para o controle de tensão em redes de distribuição de energia elétrica.

Quadro B.1. Código fonte do modelo dinâmico do veículo elétrico em Python.

```
import dss_dynamics
from dss_dynamics import Base
from numpy import sqrt, angle, sin, cos, pi, arctan2, min, exp
from dss_dynamics._dss_dynamics import ffi

@dss_dynamics.register_model
class VEEExtraDetailed(dss_dynamics.Base):
    def __init__(self, gen, dyn, callbacks):
        Base.__init__(self, gen, dyn, callbacks)

        # Parâmetros de entrada do modelo
        self.add_inputs(('Rac', 0.0), ('Lac', 1.65e-3), ('w',
2.0*pi*60.0), ('Gsw', 0.0), ('TI', 10e-3), ('Rdc', 0.0), ('Ldc', 1.65e-
3), ('Cdc', 500e-3), ('Kmac', 1.0), ('Tmac', 20e-3), ('Kq', 1.0), ('Kdq',
0.12), ('T1', 20e-3), ('T2', 10e-3), ('Kmdc', 1.0), ('Tmdc', 20e-3), ('Kffw',
1.0), ('Kpd', 1.0), ('Kid', 0.05), ('Kdd', 0), ('KVCO', 10.0), ('KPDPLL',
10.0), ('T1LF', 10e-3), ('T2LF', 10e-3), ('TfP', 20e-3), ('KpQVAR',
2.116), ('KiQVAR', 91.64), ('KpP', -0.4039), ('KiP', -20.76), ('KpT',
0.1), ('KiT', 0.16), ('ns', 9.0), ('np', 1.0), ('E0', 12.5504), ('R0',
0.0026), ('k', 2.2717), ('c', 0.3683), ('qmax', 119.34), ('ImaxCell',
16.0), ('A', -0.0066), ('M', 0.319), ('Q', 134.155), ('SoChistmax',
0.9), ('SoChistmin',
0.1), ('SoCe', 0.9), ('SoCini', 0.4), ('tout', 11), ('tin', 0), ('Eri', 32000), ('ID
max', 16), ('IDmin', 6), ('vrefc', 0.94), ('vrefd', 0.92), ('alfac',
30), ('alfad', 70), ('vnom', 120), ('Pmaxc', 1920), ('Pminc', 0), ('Pmaxd',
1920), ('Pmaxd', -1920), ('vacRef', 1.0), ('vdcRef', 1.0), ('id_max',
+1.50), ('id_min', -1.50), ('iq_max', +1.5), ('iq_min', -1.5), ('vdc_max',
1.5), ('vdc_min', 0.5), ('md_max', +1.0), ('md_min', -1.0), ('mq_max',
+1.0), ('mq_min', -1.0), ('u_max', +1.50), ('u_min', -1.50), ('E_min',
0.8), ('VAnom', 1920), ('kVDCnom', 0.280), ('Bus', ''))

        # Parâmetros de saída do modelo
        self.add_outputs('Pref', 'Qref', 'Pci', 'Bus_Vmag', 'Pout',
'Qout', 'vd', 'vq', 'id', 'idRef', 'iq', 'iqRef', 'ud', 'md', 'vac',
'vmac', 'vacRef', 'vdc', 'vmdc', 'vdcRef', 'mq', 'uq', 'X', 'Icell', 'E',
'vbat', 'SoC', 'vdcNOM', 'D', 'u', 'xfP', 'iL', 'ibat', 'idc',
'PacLosses', 'xd', 'xq', 'xPLL', 'iswLosses', 'thetadq')

        # Variáveis de estado do modelo
        self.add_state_vars('xfP', 'u', 'thetadq', 'xPLL', 'vmac',
'Qmac', 'xq', 'vmdc', 'xd', 'vdc', 'ud', 'uq', 'id', 'iq', 'xtemp',
'ibat', 'q1', 'q2', 'vdcError')

        # Definição de limites para as variáveis do modelo
        self.set_var_limits('idRef', min='id_min', max='id_max')
        self.set_var_limits('iqRef', min='iq_min', max='iq_max')
        self.set_var_limits('vdc', min='vdc_min', max='vdc_max')
        self.set_var_limits('md', min='md_min', max='md_max')
        self.set_var_limits('mq', min='mq_min', max='mq_max')
        self.set_var_limits('u', min='u_min', max='u_max')
```

```

self.res_buffer = ffi.new('char[256]')
self.initialized = False

def _init_common(self):

    # Cálculo dos valores iniciais das variáveis do modelo
    globals().update(vars(self))
    self.SoC = SoC = SoCini
    self.q1 = - ( c ) * self.qmax * (1 - SoC)
    self.q2 = - (1 - c) * self.qmax * (1 - SoC)
    self.idRef = id
    self.iqRef = iq
    self.ud = Rac * id
    self.uq = Rac * iq
    self.vmdc = vmdc = vdcRef
    self.vdc = vdc = vmdc / Kmhc
    self.xPLL = 0.0
    self.thetadq = thetaac
    self.vmac = Kmac * vac
    self.xq = iqRef
    self.Qmac = Kmac * Qout
    self.xfP = 0.0
    self.md = (2.0 / (vdc * vdcNOM)) * (vd - Rac * id + w * Lac * iq)
    self.mq = (2.0 / (vdc * vdcNOM)) * (vq - Rac * iq - w * Lac * id)
    self.iswLosses = iswLosses = vdc * Gsw
    self.PswLosses = PswLosses = iswLosses * vdc
    self.PacLosses = PacLosses = Rac * (id**2.0 + iq**2.0)
    self.PbatLosses = PbatLosses = np * ns * R0 *
(id*IBASE_BATarray/ns)**2 / SBASE
    self.PLdcLosses = PLdcLosses = np * Rdc * ZBASE_BATarray *
(id*IBASE_BATarray/ns)**2 / SBASE
    self.idc = idc = (1.0 / vdc) * (- PacLosses + vd * id + vq * iq)
    self.iL = iL = idc + iswLosses
    self.vbat = vbat = ns * E0 / VBASE_BATarray
    self.D = D = 0.5 * ((vbat / vdc) + sqrt((vbat/vdc)**2.0 - 4 *
(Rdc * iL / vdc)))
    self.ibat = ibat = (iL / D)
    self.u = u = ibat
    self.xd = Kffw * (iL * vdc / vd) - iswLosses - idRef
    self.xtemp = -D

def _dq0Voltages(self, V, I):

    # Cálculo das tensões de barra
    Van = abs(V[0] - V[1])
    Tan = angle(V[0] - V[1])
    self.vd = Van * cos(self.thetadq - Tan) * (1.0 / self.VBASELL)
    self.vq = Van * sin(self.thetadq - Tan) * (1.0 / self.VBASELL)
    self.vac = sqrt(self.vd**2 + self.vq**2)
    self.thetaac = Tan

def init(self, V, I):
    if self.initialized:
        return

    globals().update(vars(self))

    # Definição dos valores de base
    self.SBASE = VAnom
    self.VBASELL = vnom

```

```

self.VBASElph = self.VBASELL
self.IBASE_AC = self.SBASE / (self.VBASELL)
self.ZBASE_AC = self.VBASELL**2 / self.SBASE
self.VBASE_DC = kVDCnom * 1e3
self.vdcNOM = self.VBASE_DC / self.VBASElph
self.IBASE_DC = self.SBASE / self.VBASE_DC
self.ZBASE_DC = self.VBASE_DC**2 / self.SBASE
self.VBASE_BATarray = ns * E0
self.IBASE_BATarray = self.SBASE / self.VBASE_BATarray
self.ZBASE_BATarray = self.VBASE_BATarray / self.IBASE_BATarray

self.ChargeFlag = False
self.DischargeFlag = False
self.LowVoltageFlag = False

self._dq0Voltages(V, I)

# Componentes de eixo direto e em quadratura da corrente
self.id = (Pout * self.vd + Qout * self.vq) / (self.vac**2)
self.iq = (Pout * self.vq - Qout * self.vd) / (self.vac**2)

# Calculo das grandezas em pu
self.Rac = Rac / self.ZBASE_AC
self.Lac = Lac / self.ZBASE_AC

# Conversão de grandezas medidas em horas para segundos
self.k = k / 3600.0
self.A = A / 3600.0
self.qmax = qmax * 3600.0
self.Q = Q * 3600.0

if self.dyn.SolutionMode ==
dss_dynamics.SolutionMode.DYNAMICMODE:
    self._init_common()
    Base.init_dstate(self)

self.initialized = True

def calc(self, V, I):

    if not self.initialized:
        self.init(V, I)

    globals().update(vars(self))

    # Cálculo da tensão na barra de conexão do VE
    if self.Bus:
        self.callbacks.DoDSSCommand(u'Set
Bus={} '.format(Bus).encode('mbcs'), 0)
        self.callbacks.DoDSSCommand(b'voltages', 0)
        self.callbacks.GetResultStr(res_buffer, 256)
        voltages = ffi.string(res_buffer)
        self.Bus_Vmag = float(voltages[:voltages.index(',')])

    self._dq0Voltages(V, I)

    # Cálculo da potência de saída do VE
    if self.dyn.SolutionMode ==
dss_dynamics.SolutionMode.DYNAMICMODE:
        self.Pout = vd * id + vq * iq
        self.Qout = vq * id - vd * iq

```



```

else:
    self.Pout = 0.0
    self.Qout = 0.0

# Injeção de corrente do quando o VE está desconectado da rede
if (dyn.dblHour<tin or dyn.dblHour>tout):
    self.id = 0
    self.iq = 0

# Cálculo da corrente injetada na barra
Imag = IBASE_AC * sqrt(id**2 + iq**2)
Iang = thetadq - arctan2(iq, id)
I[0] = Imag * complex(cos(Iang), sin(Iang))

if self.dyn.SolutionMode !=
dss_dynamics.SolutionMode.DYNAMICMODE:
    self._init_common()

def integrate(self):
    if self.dyn.IterationFlag == 0:
        Base.copy_state(self)

    globals().update(vars(self))

# Equações algébricas do modelo

if (self.Soc > SoChistmax):
    self.DischargeFlag = True
if (self.DischargeFlag):
    self.u = u + 0.01
if (self.Soc < SoChistmax) or (Pout<Pref):
    self.DischargeFlag = False
if (self.Soc < SoChistmin):
    self.ChargeFlag = True
if (self.ChargeFlag):
    self.u = u - 0.01
if (self.Soc > SoChistmin) or (Pout>Pref):
    self.ChargeFlag = False
if (self.LowVoltageFlag):
    self.u = u - 0.01
if (Pref > Pout):
    self.LowVoltageFlag = False

self.Pci=(self.Soc-self.SocCe)*Eri*3600/(tout*60*60-
dyn.dblHour*60*60)
if (self.Pci > Pmaxc):
    self.Pci=Pmaxc
if (self.Pci < Pminc):
    self.Pci=Pminc
if (self.vmac>vrefc):
    self.Pref=(self.Pci+self.vmac*vnom*IDmax*(1-exp(-
alfac*(self.vmac-vrefc)*(1-self.Pci/VAnom))))/VAnom
    if (self.vmac>=vrefd and self.vmac<=vrefc):
        self.Pref=(self.Pci/VAnom)
    if (self.vmac<vrefd):
self.Pref=(self.Pci+self.vmac*vnom*(IDmax+self.Pci/(self.vmac*vnom))*(exp
(-alfad*(vrefd-self.vmac)*(1-self.Pci/VAnom))-1))/VAnom
    if (self.Pref>1.0):
        self.Pref=1.0
    if (self.Pref<-1.0):

```

```

        self.Pref=-1.0

        self.Qref = - sqrt(VAnom**2-(self.Pref*VAnom)**2)/VAnom

        self.Icell = Icell = (ibat / np) * IBASE_BATarray
        Icalc = min([Icell, ImaxCell])
        qmaxI = (4.441E-9 * Icalc**4 - 5.957E-6 * Icalc**3 + 2.955E-3 *
Icalc**2 - 0.6792 * Icalc + 119.93) * 3600.0
        qout = - (q1 + q2)
        self.SoC = 1 - qout / qmax
        self.X = X = qout * qmax / qmaxI
        self.E = E = E0 + A * X - M * X / (Q - X)
        self.Vcell = Vcell = (E - R0 * Icell)

        if (self.E / E0 < E_min):
            self.LowVoltageFlag = True

        self.iqRef = xq + KpQVAR * (Qref + Qmac)
        self.idRef = Kffw * (iL * vdc / vd) - iswLosses - (xd + Kpd * (-
vmcdc + vdcRef) - Kdd * (1.0 / Cdc) * (- idc + iL - iswLosses))
        self.md = (2.0 / (vdc * vdcNOM)) * (- ud - (Lac / TI) * (idRef -
id) + vd + w * Lac * iq)
        self.mq = (2.0 / (vdc * vdcNOM)) * (- uq - (Lac / TI) * (iqRef -
iq) + vq - w * Lac * id)
        self.iL = ibat * D
        self.iswLosses = vdc * Gsw
        self.PswLosses = PswLosses = iswLosses * vdc
        self.PacLosses = PacLosses = Rac * (id**2 + iq**2)
        self.PbatLosses = PbatLosses = np * ns * R0 * Icalc**2
        self.PLdcLosses = PLdcLosses = np * Rdc * ZBASE_BATarray *
Icalc**2
        self.idc = (1.0 / vdc) * (- PacLosses + Pout)

        # Equações diferenciais do modelo

        self.dq1_dt = - Icell - k * (1 - c) * q1 + k * c * q2
        self.dq2_dt = k * (1 - c) * q1 - k * c * q2

        self.dxfP_dt = (1.0 / TfP) * (- xfP + self.Pout - self.Pref)
        self.du_dt = KiP * xfP + (KpP / TfP) * (- xfP + self.Pout -
self.Pref)
        self.dxtemp_dt = KiT * (self.u - ibat)
        self.D = - (xtemp + KpT * (self.u - ibat))

        self.dibat_dt = (1.0 / Ldc) * (- D * vdc + vbat - Rdc * ibat)

        self.dthetadq_dt = KVC0 * (KPDPLL * (T1LF / T2LF) * (- thetadq +
thetaac) + xPLL)
        self.dxPLL_dt = (KPDPLL / T2LF) * (- thetadq + thetaac)

        self.dvmac_dt = (1.0 / Tmac) * (- vmac + Kmac * vac)

        self.dvmcdc_dt = (1.0 / Tmdc) * (- vmcdc + Kmdc * vdc)
        self.dxd_dt = Kid * (- vmcdc + vdcRef)

        self.dQmac_dt = (1.0 / Tmac) * (-Qmac + Kmac * Qout)
        self.dxq_dt = KiQVAR * (Qref + Qmac)

        self.dud_dt = (Rac / TI) * (- id + idRef)
        self.duq_dt = (Rac / TI) * (- iq + iqRef)

```

```

        self.dvdc_dt = (1.0 / Cdc) * (- idc + iL - iswLosses)

        self.did_dt = (1.0 / Lac) * (- Rac * id + vd - 0.5 * md * vdc *
vdcNOM + w * Lac * iq)
        self.diq_dt = (1.0 / Lac) * (- Rac * iq + vq - 0.5 * mq * vdc *
vdcNOM - w * Lac * id)

        if (self.ChargeFlag or self.DischargeFlag or
self.LowVoltageFlag):
            self.dxfP_dt = 0.0
            self.du_dt = 0.0

        Base.integrate(self)
        Base.saturate(self)

```

Quadro B.2. Código fonte do sistema elétrico de teste 1 em OpenDSS.

```

Clear

new object=circuit.modeltest
~ basekv=12.47 bus1=N0.1.2.3 pu=1.00 angle=0.0 frequency=60.0 BaseFreq=60
phases=3 mvasc3=100e100 mvasc1=100e100 xlr1=1.0 x0r0=1.0

new line.line0 N0.1.2.3 N1.1.2.3 phases=3 rmatrix=(1.0996| 0 1.0996| 0 0
1.0996) xmatrix=(1.0996| 0 1.0996| 0 0 1.0996) Length=1 Units=km

new load.Industria Phases=3 Bus1=N1.1.2.3 kv=12.47 Model=2 Conn=wye
kW=170 kvar=105.36
new load.Comercial Phases=3 Bus1=N1.1.2.3 kv=12.47 Model=2 Conn=wye
kW=98.55 kvar=43.184

new Transformer.distribution phases=1 windings=3 XscArray=[0 0 0]
~ wdg=1 bus=N1.1 conn=wye kv=7.2 kva=50 %r=0
~ wdg=2 bus=R0.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=50 %r=1e-10
~ wdg=3 bus=R0.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=50 %r=1e-10

new line.liner0a R0.1 R1.1 phases=1 rmatrix=(0.0072) xmatrix=(0.0124)
Length=1 Units=km
new line.liner0b R0.2 R1.2 phases=1 rmatrix=(0.0072) xmatrix=(0.0124)
Length=1 Units=km

new line.line1 R1.1.2 R2.1.2 phases=2 rmatrix=(0.268| 0 0.268)
xmatrix=(0.888| 0 0.888) Length=0.025 Units=km
new line.line2 R2.1.2 R3.1.2 phases=2 rmatrix=(0.402| 0 0.402)
xmatrix=(0.908| 0 0.908) Length=0.025 Units=km
new line.line3 R3.1.2 R4.1.2 phases=2 rmatrix=(0.402| 0 0.402)
xmatrix=(0.908| 0 0.908) Length=0.025 Units=km
new line.line4 R1.1.2 R5.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.025 Units=km
new line.line5 R1.1.2 R6.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.025 Units=km
new line.line6 R1.1.2 R7.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.050 Units=km
new line.line7 R2.1.2 R8.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.025 Units=km
new line.line8 R2.1.2 R9.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.025 Units=km
new line.line9 R2.1.2 R10.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.050 Units=km
new line.line10 R3.1.2 R11.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.017 Units=km

```

```

new line.line11 R3.1.2 R12.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.025 Units=km
new line.line12 R4.1.2 R13.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.017 Units=km
new line.line13 R4.1.2 R14.1.2 phases=2 rmatrix=(1.151| 0 1.151)
xmatrix=(0.955| 0 0.955) Length=0.025 Units=km

new load.R5a Phases=1 Bus1=R5.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=3.3
pf=0.9
new load.R5b Phases=1 Bus1=R5.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=3.3
pf=0.9
new load.R6a Phases=1 Bus1=R6.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.3
pf=0.9
new load.R6b Phases=1 Bus1=R6.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.3
pf=0.9
new load.R7a Phases=1 Bus1=R7.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=3.3
pf=0.9
new load.R7b Phases=1 Bus1=R7.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=3.3
pf=0.9
new load.R8a Phases=1 Bus1=R8.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.0
pf=0.95
new load.R8b Phases=1 Bus1=R8.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.0
pf=0.95
new load.R9a Phases=1 Bus1=R9.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=1.3
pf=0.95
new load.R9b Phases=1 Bus1=R9.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=1.3
pf=0.95
new load.R10a Phases=1 Bus1=R10.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.3
pf=0.95
new load.R10b Phases=1 Bus1=R10.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.3
pf=0.95
new load.R11a Phases=1 Bus1=R11.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=1.65
pf=0.95
new load.R11b Phases=1 Bus1=R11.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=1.65
pf=0.95
new load.R12a Phases=1 Bus1=R12.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.3
pf=0.9
new load.R12b Phases=1 Bus1=R12.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.3
pf=0.9
new load.R13a Phases=1 Bus1=R13.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=3.3
pf=0.9
new load.R13b Phases=1 Bus1=R13.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=3.3
pf=0.9
new load.R14a Phases=1 Bus1=R14.1 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.65
pf=0.9
new load.R14b Phases=1 Bus1=R14.2 kv=0.120 Model=2 Conn=wye kva=2.65
pf=0.9

New Monitor.Bus-r1 element=Line.line1 terminal=1 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r2 element=Line.line1 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r3 element=Line.line2 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r4 element=Line.line3 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r5 element=Line.line4 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r6 element=Line.line5 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r7 element=Line.line6 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r8 element=Line.line7 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r9 element=Line.line8 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r10 element=Line.line9 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r11 element=Line.line10 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r12 element=Line.line11 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes
New Monitor.Bus-r13 element=Line.line12 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes

```

```
New Monitor.Bus-r14 element=Line.line13 terminal=2 mode=32 VIPolar=Yes

Set voltagebases=(0.240 12.47)

Calcvc
```

Quadro B.3. Código fonte para simulação do sistema elétrico de teste 1 em python.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
import sys
import numpy as np
import dss_dynamics, ve_full_detailed
from os.path import dirname, join, realpath
from comtypes import client as cc
from matplotlib import pyplot as plt

DSS = cc.CreateObject("OpenDSSEngine.DSS")
Text = DSS.Text
ActiveCircuit = DSS.ActiveCircuit

Text.Command = r'Compile "{}".format(join(dirname(realpath(__file__)),
r'LowVoltage_240V_120V.dss'))

# Nós de conexão dos VEs
nodesves = ('5', '6', '7', '8', '9', '10', '11', '12', '13', '14')
terminal = ('1', '2', '1', '2', '1', '2', '1', '2', '1', '2')
SoCini = (0.4, 0.5, 0.8, 0.3, 0.6, 0.5, 0.6, 0.7, 0.6, 0.5)

# Inserção dos VEs na rede
for i in range(0, len(nodesves)):
    Text.Command = ('new
Generator.ver'+nodesves[i]+'bus1=R'+nodesves[i]+'.'+terminal[i]+'
kV=0.120 kVA=1.92 Phases=1' +
        ' UserModel=' +
        r'"{}".format(join(dirname(realpath(__file__)),
r'dss_dynamics\dss_dynamics_wrapper_py2.dll')) +
        ' model=6' +
        ' UserData=(pymodel=VEExtraDetailed' +
        ' SoCini =' + str(SoCini[i]) +
        ' SoCe = 0.9' +
        ' tin = 0' +
        ' tout = 11' +
        ' vrefc = 0.94' +
        ' vrefd = 0.92' +
        ' option=debug' +
        ' Bus=R'+ nodesves[i]+')' +
        ' Balanced=yes' +
        ' conn=LN')

# Inserção de monitores na rede
Text.Command = 'new Monitor.vi_r4 element=line.line3 terminal=2 mode=32'
for i in range(0, len(nodesves)):
    Text.Command = 'new Monitor.var_ve'+nodesves[i]+'
element=Generator.ver'+nodesves[i]+' terminal=1 mode=3'

# Comandos para simulação utilizando o software OpenDSS
Text.Command = 'solve'
h = 1e-3
DSS.ActiveCircuit.Solution.Mode = 14
Text.Command = 'Solve number=' + str(5/h) + ' stepsize=' + str(h)
Text.Command = 'new load.Perturbacao Phases=3 Bus1=N1.1.2.3 kv=12.47
Model=2 Conn=wye kW=6000 kvar=0'
```

```

Text.Command = 'Solve number=' + str(2/h)
Text.Command = 'load.Perturbacao.kw=0'
Text.Command = 'Solve number=' + str(3/h)

# Armazenamento dos dados
matdados = []
t = 60.0 * 60.0 * np.array(ActiveCircuit.Monitors.dblHour)
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'vi_r4'
va1 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))/120.0
va2 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))/120.0
matdados.append(t)
matdados.append(va1)
matdados.append(va2)
Pout = []
Qout = []
vac = []
for i in range(0,len(nodesves)):
    ActiveCircuit.Monitors.Name = 'var_ve' + nodesves[i]

matdados.append(1920*np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1+ActiveCircuit.Monitors.Header.index(u'Pout'))))
for i in range(0,len(nodesves)):
    ActiveCircuit.Monitors.Name = 'var_ve' + nodesves[i]

matdados.append(1920*np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1+ActiveCircuit.Monitors.Header.index(u'Qout'))))
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r5'
vr5 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r6'
vr6 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r7'
vr7 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r8'
vr8 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r9'
vr9 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r10'
vr10 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r11'
vr11 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r12'
vr12 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r13'
vr13 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))/120.0
ActiveCircuit.Monitors.Name = 'Bus-r14'
vr14 = np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))/120.0

matdados.append(vr5)
matdados.append(vr6)
matdados.append(vr7)
matdados.append(vr8)
matdados.append(vr9)
matdados.append(vr10)
matdados.append(vr11)
matdados.append(vr12)
matdados.append(vr13)
matdados.append(vr14)
np.savetxt(join(dirname(realpath(__file__)))+'\\Dados\\opendss.txt',
matdados)

```

Quadro B.4. Modelo do VE em regime permanente.

```

import dss_dynamics
from dss_dynamics import Base
from numpy import sqrt, angle, sin, cos, pi, arctan2, min, exp
from dss_dynamics._dss_dynamics import ffi

@dss_dynamics.register_model
class VEModel(dss_dynamics.Base):
    def __init__(self, gen, dyn, callbacks):
        Base.__init__(self, gen, dyn, callbacks)

        # Parâmetros de entrada do modelo
        self.add_inputs(('Rac', 0.0), ('Gsw', 0.0), ('Rdc', 0.0), ('ns',
9.0), ('np', 2.0), ('E0', 12.5504), ('R0', 0.0026), ('ImaxCell',
16.0), ('SoChistmax', 0.9), ('SoChistmin',
0.1), ('SoCe', 0.9), ('SoCini', 0.4), ('tout', 11), ('tin', 0), ('Eri',
26959.76), ('IDmax', 16), ('IDmin', 6), ('vrefc', 0.94), ('vrefd',
0.90), ('alfac', 30), ('alfad', 70), ('vnom', 120), ('Pmaxc', 1920), ('Pminc',
0), ('Pmaxd', 1920), ('Pmind', -1920), ('id_max', +1.50), ('id_min', -
1.50), ('iq_max', +1.5), ('iq_min', -1.5), ('VANom', 1920), ('kVDCnom',
0.287), ('KPout_d', 100.0), ('KQout_d', 100.0), ('Bus', ''))

        # Parâmetros de saída do modelo
        self.add_outputs('Eve', 'Pref', 'Qref', 'Pci', 'Bus_Vmag',
'Pout', 'Qout', 'vd', 'vq', 'id', 'iq', 'vac', 'vmac', 'Icell', 'E',
'SoC', 'vdcNOM', 'PacLosses', 'iswLosses', 'thetadq')

        # Variáveis de estado do modelo
        self.add_state_vars('xPout', 'xQout')

        # Definição de limites para as variáveis do modelo
        self.set_var_limits('id', min='id_min', max='id_max')
        self.set_var_limits('iq', min='iq_min', max='iq_max')

        self.res_buffer = ffi.new('char[256]')
        self.initialized = False

    def _init_common(self):
        # Cálculo dos valores iniciais das variáveis do modelo
        globals().update(vars(self))
        self.tin = tin
        self.tout = tout
        self.SoC = SoC = SoCini
        self.Eng = SoCini * Eri
        self.thetadq = thetaac
        self.vmac = vac
        self.iswLosses = iswLosses = vdcNOM * Gsw
        self.PswLosses = PswLosses = iswLosses * vdcNOM
        self.PacLosses = PacLosses = Rac * (id**2.0 + iq**2.0)
        self.PbatLosses = PbatLosses = np * ns * R0 *
(id*IBASE_BATarray/ns)**2 / SBASE
        self.PLdcLosses = PLdcLosses = np * Rdc * ZBASE_BATarray *
(id*IBASE_BATarray/ns)**2 / SBASE

    def _dq0Voltages(self, V, I):
        # Cálculo das tensões de barra
        Van = abs(V[0] - V[1])
        Tan = angle(V[0] - V[1])
        self.vd = Van * cos(self.thetadq - Tan) * (1.0 / self.VBASELL)
        self.vq = Van * sin(self.thetadq - Tan) * (1.0 / self.VBASELL)
        self.vac = sqrt(self.vd**2 + self.vq**2)

```

```

self.thetaac = Tan

def init(self, V, I):

    if self.initialized:
        return

    globals().update(vars(self))

    # Definição dos valores de base
    self.SBASE = VAnom
    self.VBASELL = vnom
    self.VBASElph = self.VBASELL
    self.IBASE_AC = self.SBASE / (self.VBASELL)
    self.ZBASE_AC = self.VBASELL**2 / self.SBASE
    self.VBASE_DC = kVDCnom * 1e3
    self.vdcNOM = self.VBASE_DC / self.VBASElph
    self.IBASE_DC = self.SBASE / self.VBASE_DC
    self.ZBASE_DC = self.VBASE_DC**2 / self.SBASE
    self.VBASE_BATarray = ns * E0
    self.IBASE_BATarray = self.SBASE / self.VBASE_BATarray
    self.ZBASE_BATarray = self.VBASE_BATarray / self.IBASE_BATarray

    self.Eve = SoCini * Eri
    self.time = dyn.dblHour

    self.ChargeFlag = False
    self.DischargeFlag = False

    self._dq0Voltages(V, I)

    # Cálculo das componentes de eixo direto e em quadratura da
    corrente
    self.id = (Pout * self.vd + Qout * self.vq) / (self.vac**2)
    self.iq = (Pout * self.vq - Qout * self.vd) / (self.vac**2)

    # Calculo das grandezas em pu
    self.Rac = Rac / self.ZBASE_AC

    if self.dyn.SolutionMode ==
dss_dynamics.SolutionMode.DYNAMICMODE:
        self._init_common()
        Base.init_dstate(self)

    self.initialized = True

def calc(self, V, I):

    if not self.initialized:
        self.init(V, I)

    globals().update(vars(self))

    # Leitura da tensão na barra de conexão do VE
    if self.Bus:
        self.callbacks.DoDSSCommand(u'Set
Bus={} '.format(Bus).encode('mbcs'), 0)
        self.callbacks.DoDSSCommand(b'voltages', 0)
        self.callbacks.GetResultStr(res_buffer, 256)
        voltages = ffi.string(res_buffer)
        self.Bus_Vmag = float(voltages[:voltages.index(',')])

```



```

self._dq0Voltages(V, I)

# Cálculo da potência de saída do VE
if self.dyn.SolutionMode ==
dss_dynamics.SolutionMode.DYNAMICMODE:
    self.Pout = vd * id + vq * iq
    self.Qout = vq * id - vd * iq
else:
    self.Pout = 0.0
    self.Qout = 0.0

if (self.DischargeFlag and Pref >= 0):
    self.id = 0.0
    self.iq = 0.0
if (self.ChargeFlag and Pref <= 0):
    self.id = 0.0
    self.iq = 0.0

# A injeção de corrente é igual a zero quando o VE está
desconectado da rede de distribuição
if (dyn.dblHour<self.tin or dyn.dblHour>self.tout):
    self.id = 0.0
    self.iq = 0.0

# Cálculo da corrente injetada na barra
Imag = IBASE_AC * sqrt(id**2 + iq**2)
Iang = thetadq - arctan2(iq, id)
I[0] = Imag * complex(cos(Iang), sin(Iang))

if self.dyn.SolutionMode !=
dss_dynamics.SolutionMode.DYNAMICMODE:
    self._init_common()

def integrate(self):

    if self.dyn.IterationFlag == 0:
        Base.copy_state(self)

    globals().update(vars(self))

    # Equações algébricas do modelo
    if self.tout==dyn.dblHour:
        self.Pci = 0
    else:
        self.Pci = (self.SoCe-self.Soc)*Eri*3600/(self.tout*60*60-
dyn.dblHour*60*60)

        if (self.Pci > Pmaxc):
            self.Pci=Pmaxc
        if (self.Pci < Pminc):
            self.Pci=Pminc
        if (self.vmac>vrefc):
            self.Pref=(self.Pci+self.vmac*vnom*IDmax*(1-exp(-
alfac*(self.vmac-vrefc)*(1-self.Pci/VAnom))))/VAnom
        if (self.vmac>=vrefd and self.vmac<=vrefc):
            self.Pref=(self.Pci/VAnom)
        if (self.vmac<vrefd):

self.Pref=(self.Pci+self.vmac*vnom*(IDmax+self.Pci/(self.vmac*vnom))*(exp
(-alfad*(vrefd-self.vmac)*(1-self.Pci/VAnom))-1))/VAnom

```

```

if (self.Pref>1.0):
    self.Pref=1.0
if (self.Pref<-1.0):
    self.Pref=-1.0

self.Qref = sqrt(VAnom**2-(self.Pref*VAnom)**2)/VAnom

if (self.DischargeFlag and Pref > 0):
    self.Pref = 0
    self.Qref = 0
if (self.ChargeFlag and Pref < 0):
    self.Pref = 0
    self.Qref = 0
if (dyn.dblHour < self.tin or dyn.dblHour > self.tout):
    self.Pref = 0
    self.Qref = 0

if (self.SoC > SoChistmax):
    self.DischargeFlag = True
if (self.SoC < SoChistmax):
    self.DischargeFlag = False
if (self.SoC < SoChistmin):
    self.ChargeFlag = True
if (self.SoC > SoChistmin):
    self.ChargeFlag = False

self.Icell = Icell = (id / np) * IBASE_BATarray
Icalc = min([Icell, ImaxCell])
self.E = E = E0

if id != 0:
    self.iswLosses = vdcNOM * Gsw
else:
    self.iswLosses = 0

self.PswLosses = PswLosses = iswLosses * vdcNOM
self.PacLosses = PacLosses = Rac * (id**2 + iq**2)
self.PbatLosses = PbatLosses = np * ns * R0 * Icalc**2
self.PLdcLosses = PLdcLosses = np * Rdc * ZBASE_BATarray *
Icalc**2

# Equações diferenciais do modelo
self.dxPout_dt = KPout_d * (self.Pref - self.Pout)
self.dxQout_dt = KQout_d * (-self.Qref + self.Qout)

if dyn.dblHour > self.time:
    self.Eve = self.Eve + (self.Pout * VAnom - (PswLosses +
PacLosses + PbatLosses + PLdcLosses)) * (dyn.dblHour - self.time)
    self.time = dyn.dblHour
else:
    self.Eve = self.Eve

self.SoC = self.Eve / Eri

Base.integrate(self)

self.vmac = self.vac
self.thetadq = self.thetaac
self.id = xPout
self.iq = xQout

```

```
Base.saturate(self)
```

Quadro B.5. Código fonte para simulação do sistema elétrico de teste 2 em python.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
import sys
import numpy as np
import dss_dynamics, ve_regime_droop_novo
from os.path import dirname, join, realpath
from comtypes import client as cc
from matplotlib import pyplot as plt
import pickle
from os.path import dirname, join, realpath

DSS = cc.CreateObject("OpenDSSEngine.DSS")
Text = DSS.Text
ActiveCircuit = DSS.ActiveCircuit

# Armazenamento dos dados referentes aos VEs
class MedidoresVeiculos(object):

    def __init__(self):
        self.Pout = []
        self.Qout = []
        self.Pci = []
        self.vac = []
        self.SoC = []

    def monitor_ve(self,nome):
        ActiveCircuit.Monitors.Name = nome
        self.Pout.append(np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1+
ActiveCircuit.Monitors.Header.index(u'Pout')))[-1]))
        self.Qout.append(np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1+
ActiveCircuit.Monitors.Header.index(u'Qout')))[-1]))
        self.Pci.append(np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1+
ActiveCircuit.Monitors.Header.index(u'Pci')))[-1]))
        self.vac.append(np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1+
ActiveCircuit.Monitors.Header.index(u'vac')))[-1]))
        self.SoC.append(np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel(1+
ActiveCircuit.Monitors.Header.index(u'SoC')))[-1]))

# Armazenamento dos dados referentes a rede de distribuição
class MedidoresRede(object):

    def __init__(self):
        self.tempo = []
        self.tap = []

        for i in range(2):
            self.tap.append([])

        self.Pow_cap_r = []
        self.Pow_cap_s = []
        self.Pow_cap_t = []

        for i in range(2):
            self.Pow_cap_r.append([])
            self.Pow_cap_s.append([])
            self.Pow_cap_t.append([])

        self.Trafo_carreg = []
```

```

        for i in range(len(ActiveCircuit.Transformers.AllNames)):
            self.Trafo_carreg.append([])

        self.Lines_carreg = []
        for i in range(len(ActiveCircuit.Lines.AllNames)):
            self.Lines_carreg.append([])

        self.Pot_ativa = []
        self.Pot_reativa = []

    def tempo_sim(self):
        self.tempo.append(ActiveCircuit.Monitors.dblHour[-1])

    def tap_reguladores(self):
        nome = ['Tap_324876_regulator', 'Tap_31418619_regulator']
        for i in range(len(nome)):
            ActiveCircuit.Monitors.Name = nome[i]
            self.tap[i].append(np.array(ActiveCircuit.Monitors.Channel
(1))[-1])

    def potencia_capacitores(self):
        nome = ['Pow_cap_32146799', 'Pow_cap_32146771']
        for i in range(len(nome)):
            ActiveCircuit.Monitors.Name = nome[i]
            self.Pow_cap_r[i].append(np.array(
ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))[-1])
            self.Pow_cap_s[i].append(np.array(
ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))[-1])
            self.Pow_cap_t[i].append(np.array(
ActiveCircuit.Monitors.Channel(3))[-1])

    def carregamento_transformadores(self):
        name_trafos = ActiveCircuit.Transformers.AllNames
        for i in range(len(name_trafos)):
            ActiveCircuit.Monitors.Name = name_trafos[i]
            ActiveCircuit.Transformers.Name = name_trafos[i]
            self.Trafo_carreg[i].append(100.0*
(((ActiveCircuit.Monitors.Channel(1))[-1]+
ActiveCircuit.Monitors.Channel(3))[-1]+
ActiveCircuit.Monitors.Channel(5))[-1]+
ActiveCircuit.Monitors.Channel(7))[-1])**2 +
(ActiveCircuit.Monitors.Channel(2))[-1]+
ActiveCircuit.Monitors.Channel(4))[-1]+
ActiveCircuit.Monitors.Channel(6))[-1]+
ActiveCircuit.Monitors.Channel(8))[-1])**2)**0.5)/
ActiveCircuit.Transformers.kVA)

    def carregamento_linhas(self):
        name_lines = ActiveCircuit.Lines.AllNames
        for i in range(len(name_lines)):
            ActiveCircuit.SetActiveElement('Line.'+name_lines[i])
            ActiveCircuit.Lines.Name = name_lines[i]
            currentes = ActiveCircuit.ActiveElement.Currents
            self.Lines_carreg[i].append(100.0*max((currentes[0]**2+
currentes[1]**2)**0.5, (currentes[2]**2+currentes[3]**2)**0.5, (currentes[4]
)**2+currentes[5]**2)**0.5)/ActiveCircuit.Lines.NormAmps)

    def perdas (self):
        self.Pot_ativa.append(ActiveCircuit.Losses[0])
        self.Pot_reativa.append(ActiveCircuit.Losses[1])

```

```

# Configurações para a Simulação
class NovaSimulacao(object):

    def __init__(self):
        print (u'>>> Simulando <<<\n\n')

    def inserir_veiculos(self,load,bus,term,SoCini,tin,tout):
        self.load = load
        self.bus = bus
        self.term = term
        self.SoCini = SoCini
        self.tin = tin
        self.tout = tout

        for i in range(0,len(bus)):
            Text.Command = ('new
Generator.VE_'+load[i]+'_'+bus[i]+'_'+term[i]+'
bus1='+bus[i]+'_'+term[i]+' .4 kV=0.127 kVA=1.92 Phases=1' +
                            ' UserModel=' +

r'"{}}".format(join(dirname(realpath(__file__)),
r'dss_dynamics\dss_dynamics_wrapper_py2.dll')) +
                            ' model=6' +
                            ' UserData=(pymodel=VEModel' +
                            ' SoCini=0.3' +
                            ' SoCe=0.4543' +
                            ' tin=18' +
                            ' tout=22' +
                            ' vrefc=0.94' +
                            ' vrefd=0.92' +
                            ' alfac=30' +
                            ' alfad=70' +
                            ' option=debug' +
                            ' Bus='+ bus[i]+'')' +
                            ' Balanced=yes' +
                            ' conn=LN')

        for i in range(0,len(bus)):
            Text.Command = 'new Monitor.M_VE_'+load[i]+'
element=Generator.VE_'+load[i]+'_'+bus[i]+'_'+term[i]+' terminal=1
mode=3'

    def iteracao(self,time,veiculos,load,rede):
        num_max_int = 1000
        erro = 0.001
        for k in range(num_max_int):

            ActiveCircuit.Solution.dblHour = time
            Text.Command = 'solve number=1 stepsize=1e-3'

            if k%2 == 0:
                v1 = ActiveCircuit.AllBusVmag
            else:
                v2 = ActiveCircuit.AllBusVmag
            if k>0 and max(np.abs(np.subtract(v1,v2))) < erro:
                break

            print (u'Número de iterações: ' + str(k+1) + u' - Erro: ' +
str(max(np.abs(np.subtract(v1,v2)))))

        for i in range(len(veiculos)):

```

```

        veiculos[i].monitor_ve('M_VE_'+load[i])
    rede.tempo_sim()
    rede.tap_reguladores()
    rede.potencia_capacitores()
    rede.carregamento_transformadores()
    rede.carregamento_linhas()
    rede.perdas()
    ActiveCircuit.monitors.resetall()

    def simular(self,tempo_ini,passo_int,numero_int,veiculos,load,rede):

        Text.Command = 'solve'
        DSS.ActiveCircuit.Solution.Mode = 14

        for k in range(numero_int):
            time = tempo_ini+k*passo_int/3600.0
            print (u'>>> Passo n°: '+str(k+1))
            self.iteracao(time,veiculos,load,rede)

plt.rcParams['agg.path.chunksize'] = 20000
Text.Command = r'Compile "{}".format(join(dirname(realpath(__file__)),
r'OPENDSS_TAQ26\Media\Master.dss'))

for transf in ActiveCircuit.Transformers.AllNames:
    Text.Command = 'new Monitor.' + transf + ' element=Transformer.' +
    transf + ' terminal=2 mode=1 ppolar=False'

import dados_veiculos
consve,bus,term,SoCini,tin,tout = dados_veiculos.dados()

veiculos = range(len(consve))
for i in range(len(veiculos)):
    veiculos[i] = MedidoresVeiculos()

rede = MedidoresRede()
tempo_ini = 16
passo_int = 60
numero_int = 60*7

sim = NovaSimulacao()
sim.inserir_veiculos(consve,bus,term,SoCini,tin,tout)
sim.simular(tempo_ini,passo_int,numero_int,veiculos,consve,rede)

# Salvando os dados obtidos

mediapout=[]; mediaqout=[]; mediasoc=[]; desviopout=[]; desvioqout=[];
desviosoc=[]; mediatempo=[]

for k in range(len(rede.tempo)):

    listpout=[]; listqout=[]; listsoc=[]

    for i in range(len(consve)):
        if veiculos[i].Pout[k] != 0.0:
            listpout.append(veiculos[i].Pout[k])
            listqout.append(veiculos[i].Qout[k])
            listsoc.append(veiculos[i].SoC[k])

    if len(listpout) != 0:
        mediatempo.append(rede.tempo[k])
        mediapout.append(np.mean(listpout))

```

```

        desviopout.append(np.std(listpout))
        mediaqout.append(np.mean(listqout))
        desvioqout.append(np.std(listqout))
        mediasoc.append(np.mean(listsoc))
        desviosoc.append(np.std(listsoc))

resultados = open(join(dirname(realpath(__file__))) +
r'\convencional.bin','wb')

pickle.dump(mediatempo,resultados)
pickle.dump(mediapout,resultados)
pickle.dump(desviopout,resultados)
pickle.dump(mediaqout,resultados)
pickle.dump(desvioqout,resultados)
pickle.dump(mediasoc,resultados)
pickle.dump(desviosoc,resultados)

dpout = []; dqout = []; dSoC = []; dvac = []
for i in range(len(consve)):
    dpout.append(veiculos[i].Pout)
    dqout.append(veiculos[i].Qout)
    dSoC.append(veiculos[i].SoC)
    dvac.append(veiculos[i].vac)

pickle.dump(rede.tempo,resultados)
pickle.dump(dpout,resultados)
pickle.dump(dqout,resultados)
pickle.dump(dSoC,resultados)
pickle.dump(dvac,resultados)

dtap = []
for i in range(len(rede.tap)):
    dtap.append(rede.tap[i])
pickle.dump(dtap,resultados)

dpow_cap_r = []; dpow_cap_s = []; dpow_cap_t = []
for i in range(2):
    dpow_cap_r.append(rede.Pow_cap_r[i])
    dpow_cap_s.append(rede.Pow_cap_s[i])
    dpow_cap_t.append(rede.Pow_cap_t[i])

pickle.dump(dpow_cap_r,resultados)
pickle.dump(dpow_cap_s,resultados)
pickle.dump(dpow_cap_t,resultados)

dcargtraf = []
for i in range(len(rede.Trafo_carreg)):
    dcargtraf.append(rede.Trafo_carreg[i])
pickle.dump(dcargtraf,resultados)

dcarglin = []
for i in range(len(rede.Lines_carreg)):
    dcarglin.append(rede.Lines_carreg[i])
pickle.dump(dcarglin,resultados)

pickle.dump(np.array(rede.Pot_ativa)/1000.0,resultados)
pickle.dump(np.array(rede.Pot_reativa)/1000.0,resultados)
resultados.close()
print (u'\n\n>>> Concluído <<<')

```

ANEXO C

Diagramas de blocos do veículo elétrico implementado no Matlab/Simulink para controle de tensão em redes de distribuição.

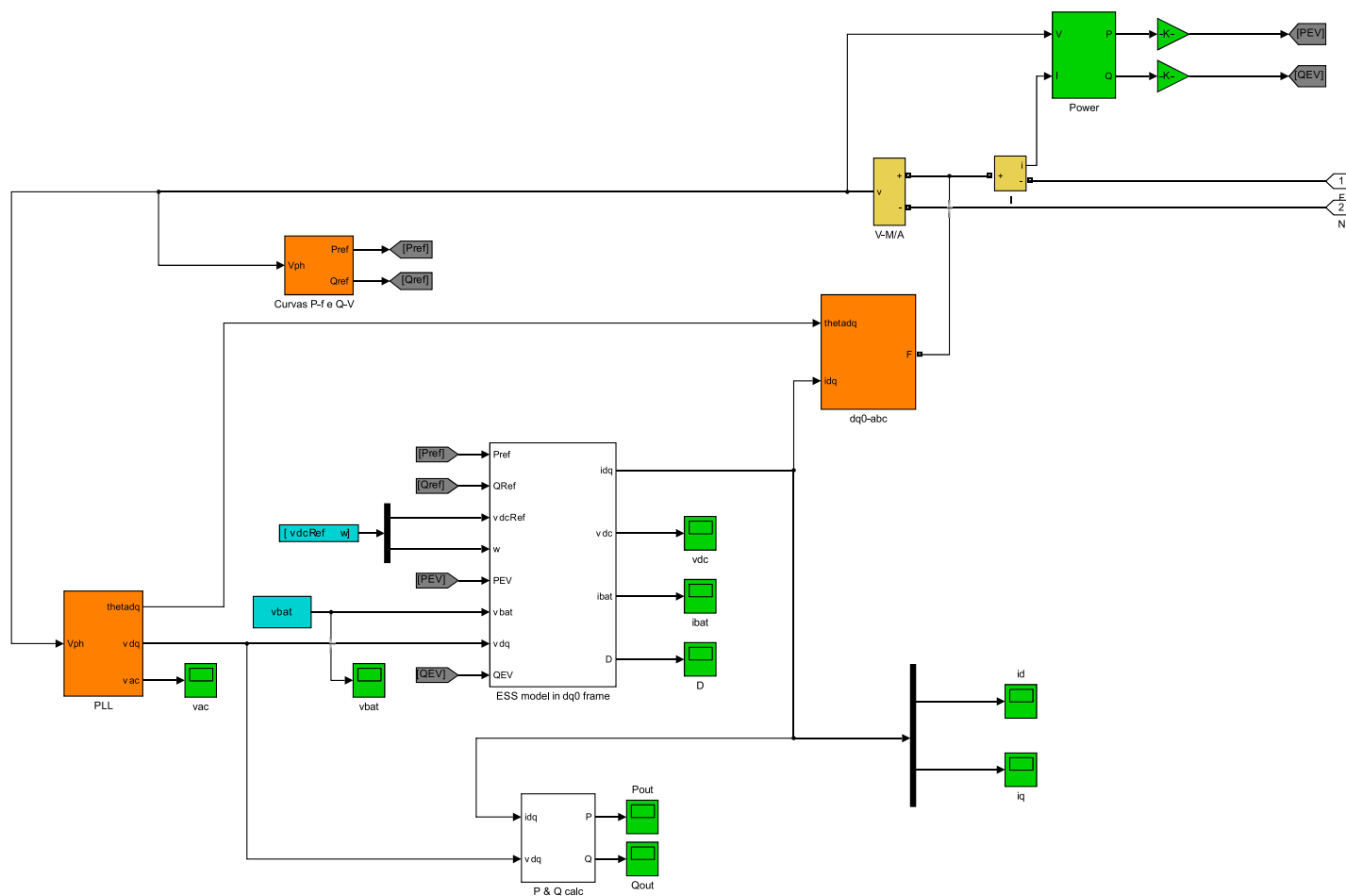


Figura C.1. Blocos do modelo do veículo elétrico implementado no Matlab/Simulink.

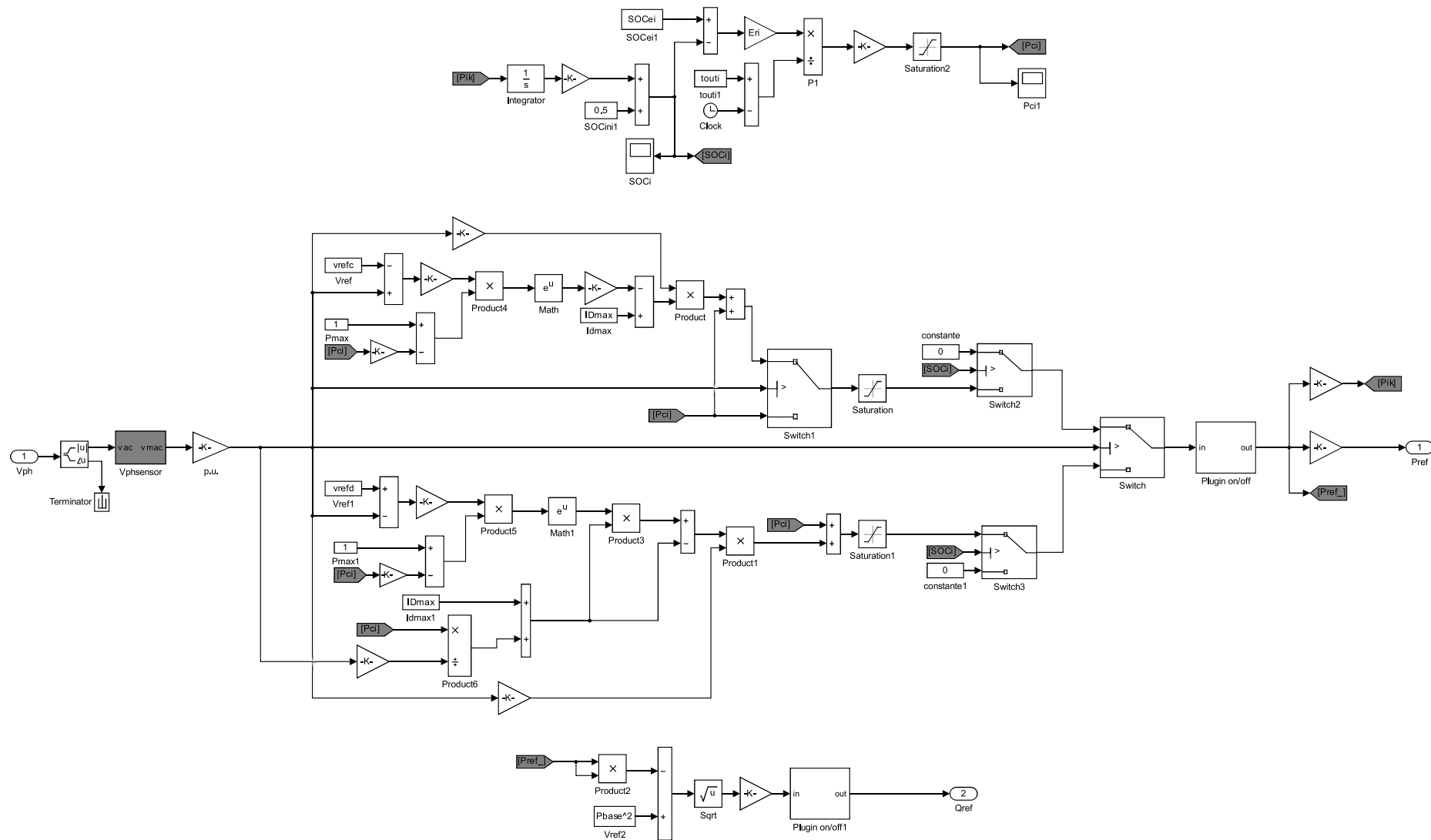


Figura C.2. Blocos com a implementação da curva P-V no Matlab/Simulink.

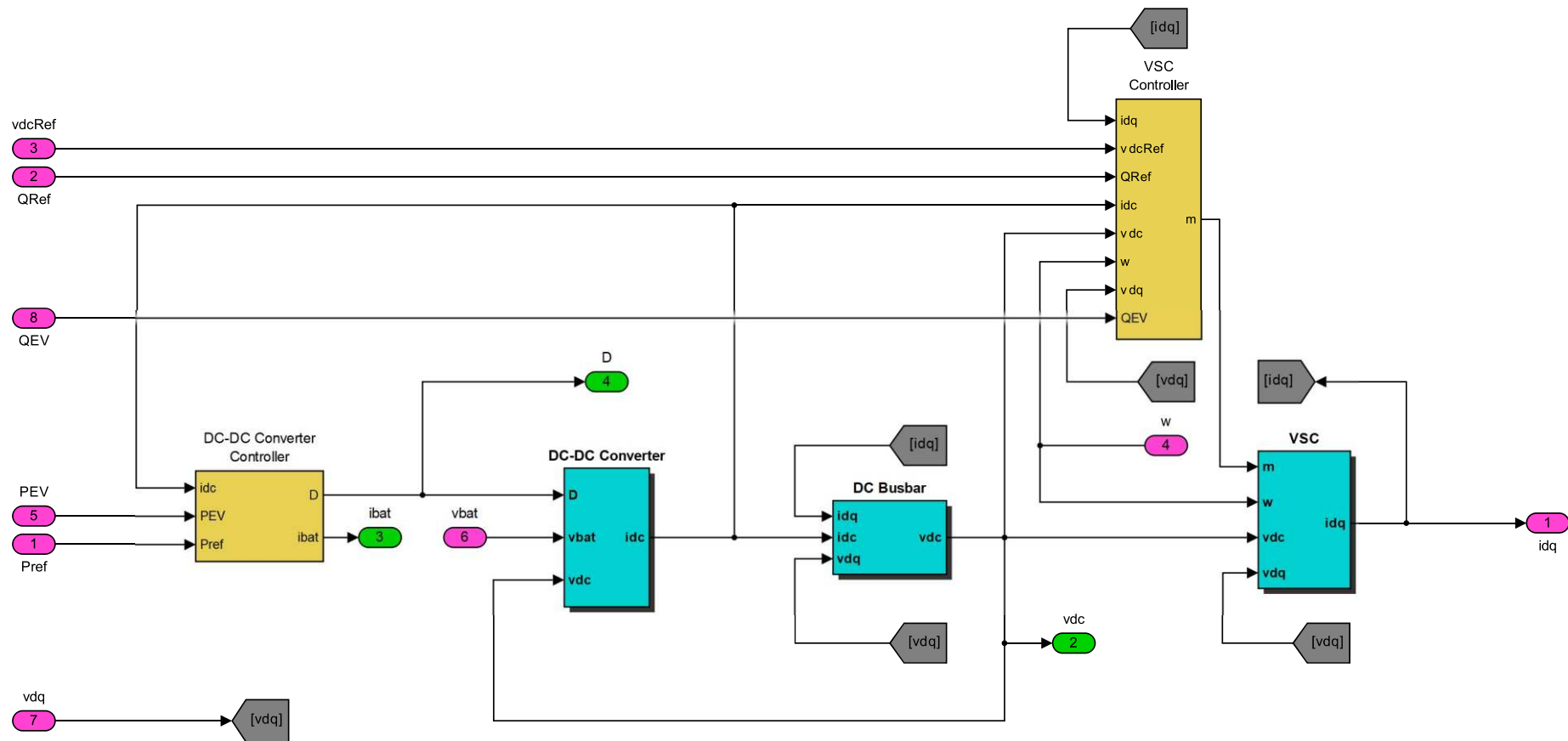


Figura C.3. Blocos da bateria, conversores e controladores implementados no Matlab/Simulink.

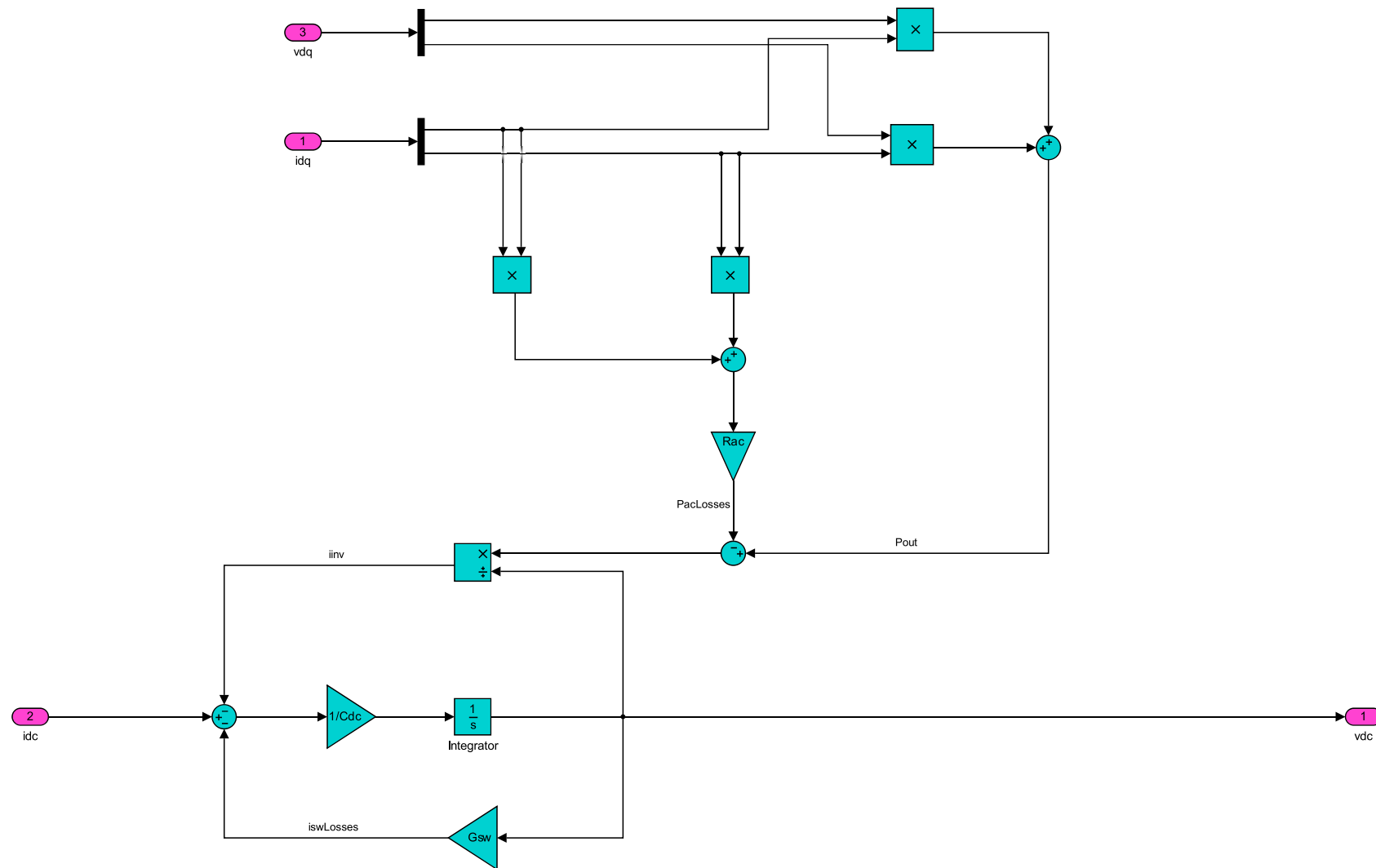


Figura C.4. Blocos do barramento DC implementado no Matlab/Simulink.

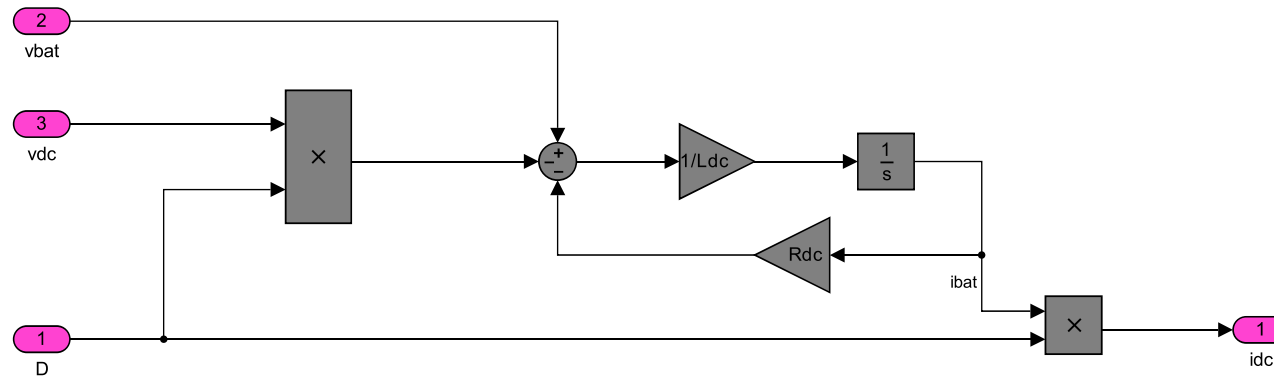


Figura C.5. Blocos do conversor DC/DC implementado no Matlab/Simulink.

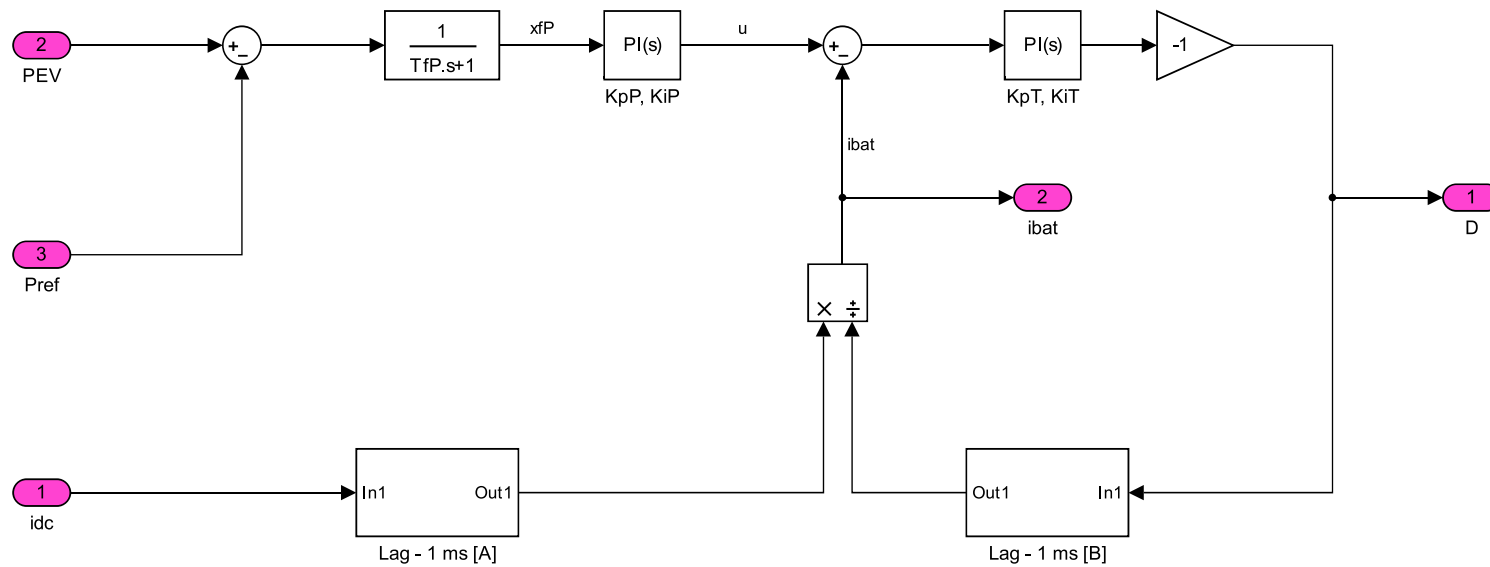


Figura C.6. Blocos do controlador do conversor DC/DC implementado no Matlab/Simulink.

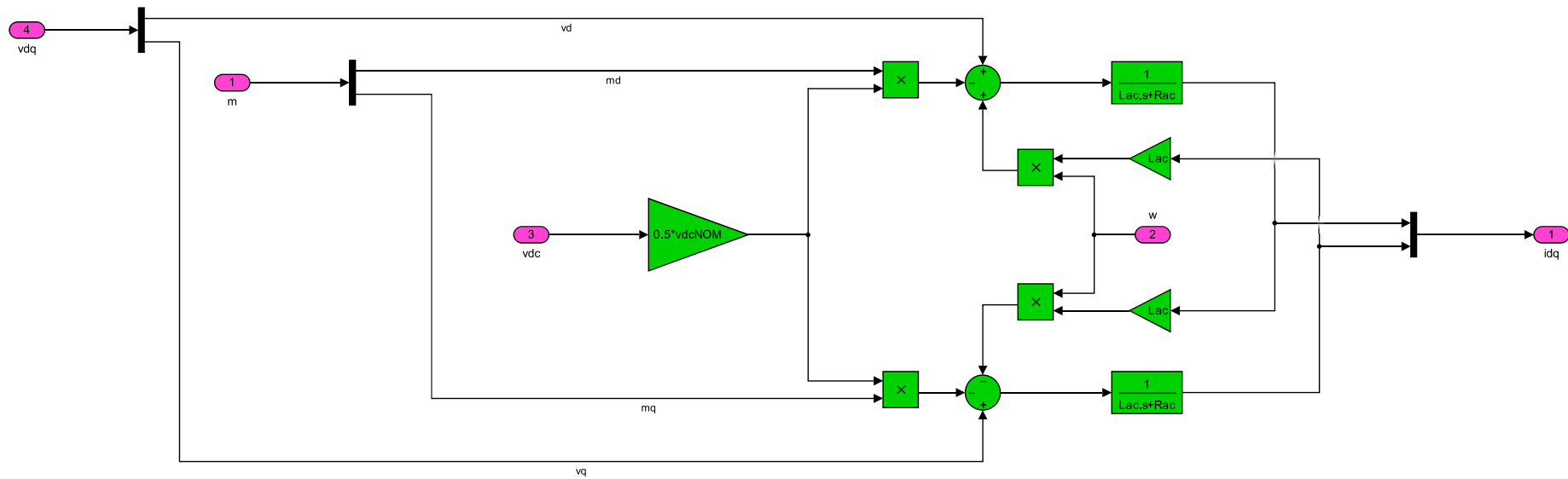


Figura C.7. Blocos do conversor DC/AC implementado no Matlab/Simulink.

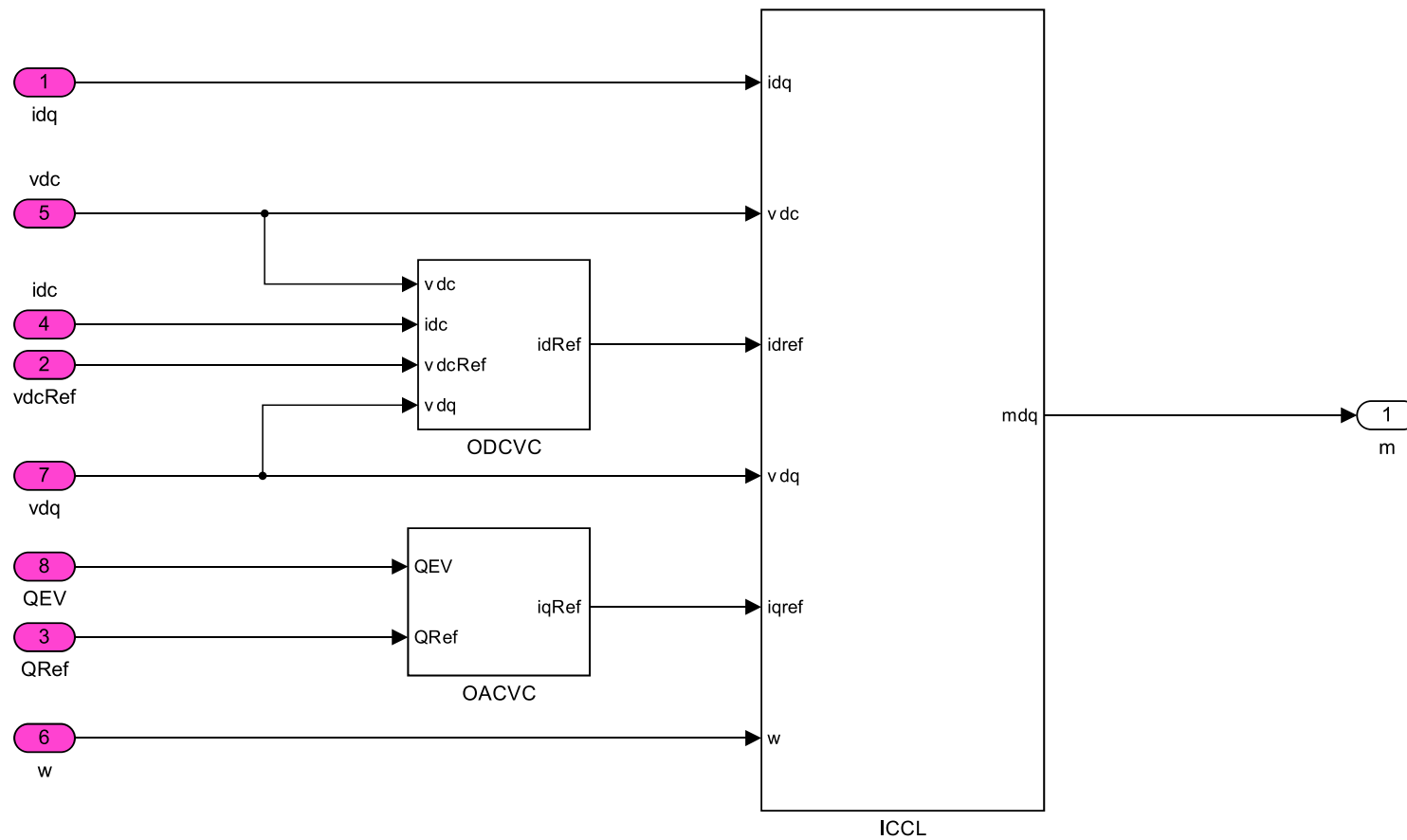


Figura C.8. Blocos do controlador do conversor DC/AC implementado no Matlab/Simulink.

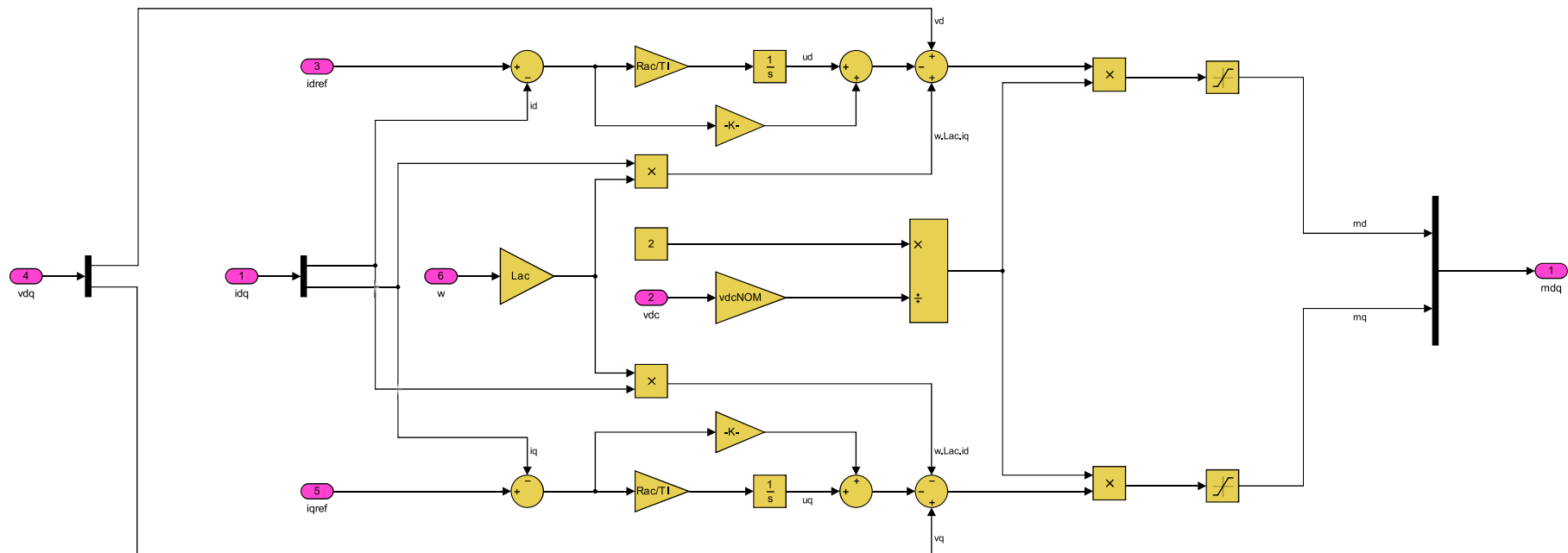


Figura C.9. Continuação dos blocos do controlador do conversor DC/AC implementado no Matlab/Simulink.

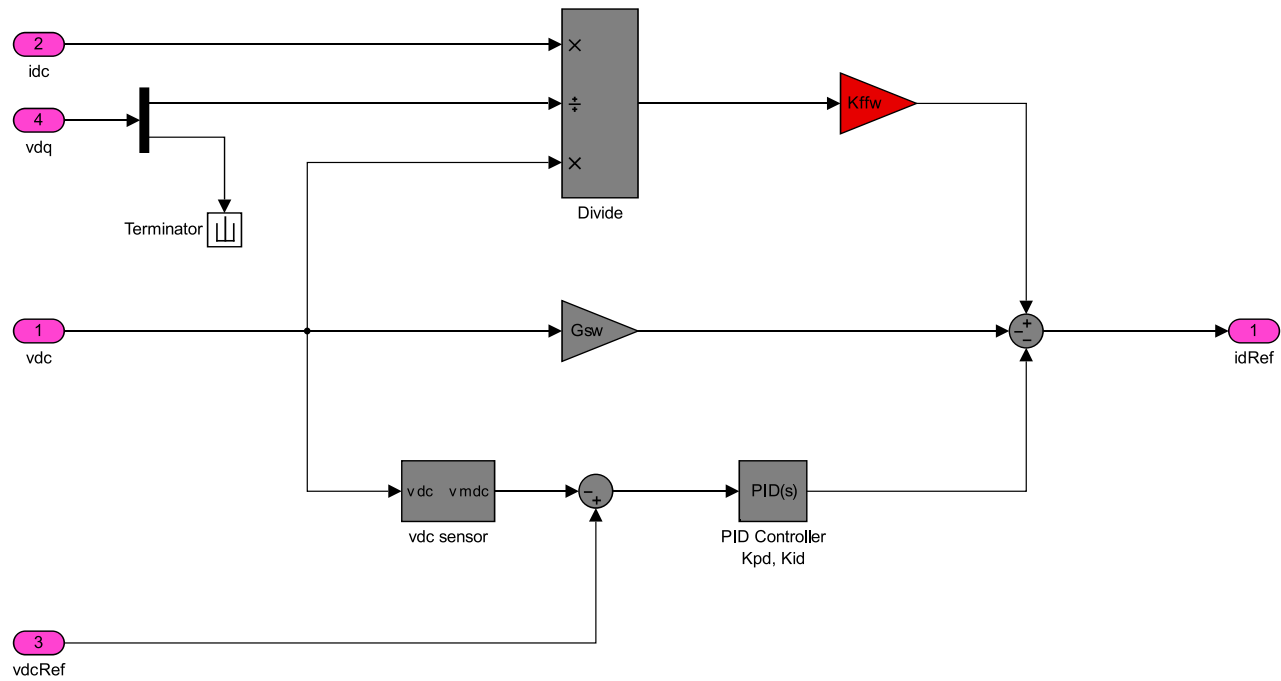


Figura C.10. Continuação dos blocos do controlador do conversor DC/AC implementado no Matlab/Simulink.

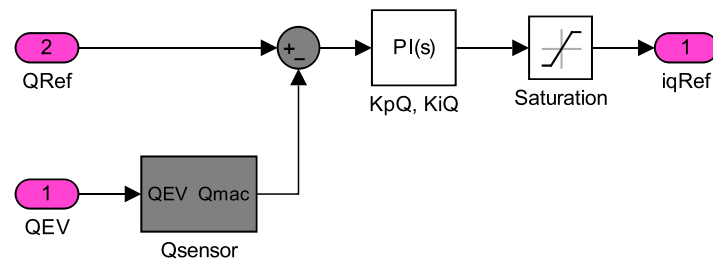


Figura C.11. Continuação dos blocos do controlador do conversor DC/AC implementado no Matlab/Simulink.

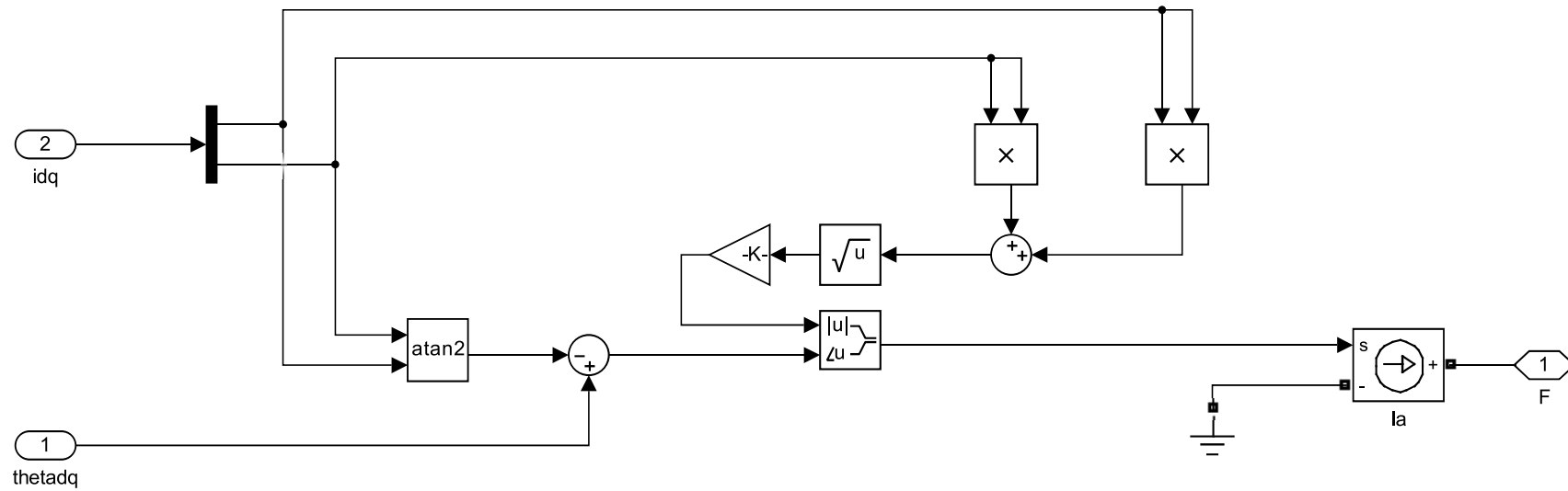


Figura C.12. Blocos de conversão dq0 para componentes de fase implementado no Matlab/Simulink.

ANEXO D

Diagramas de blocos do veículo elétrico implementado no Matlab/Simulink para concepção de um sistema de suprimento de energia elétrica de emergência.

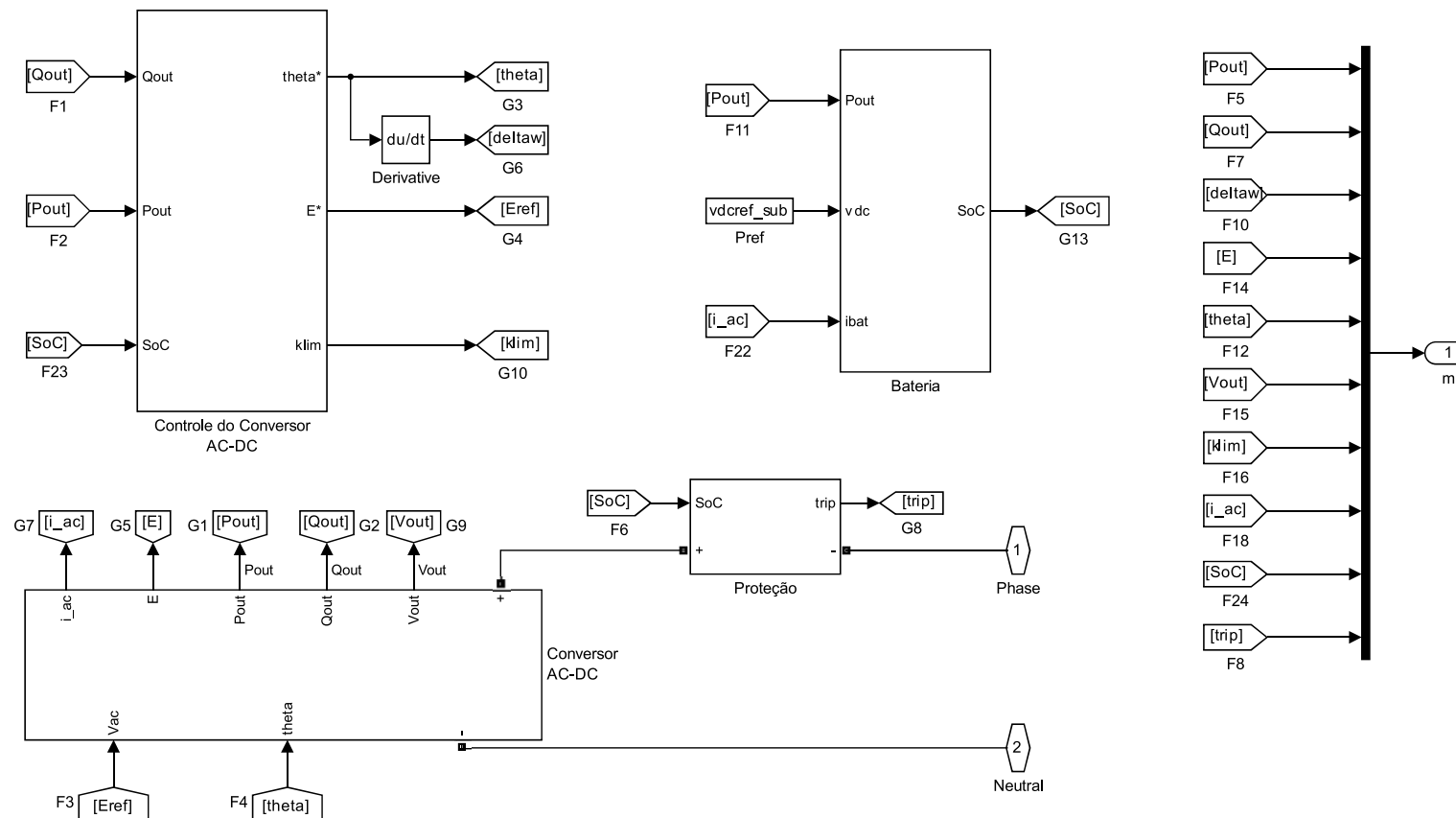


Figura D.1. Blocos do modelo do veículo elétrico implementado no Matlab/Simulink.

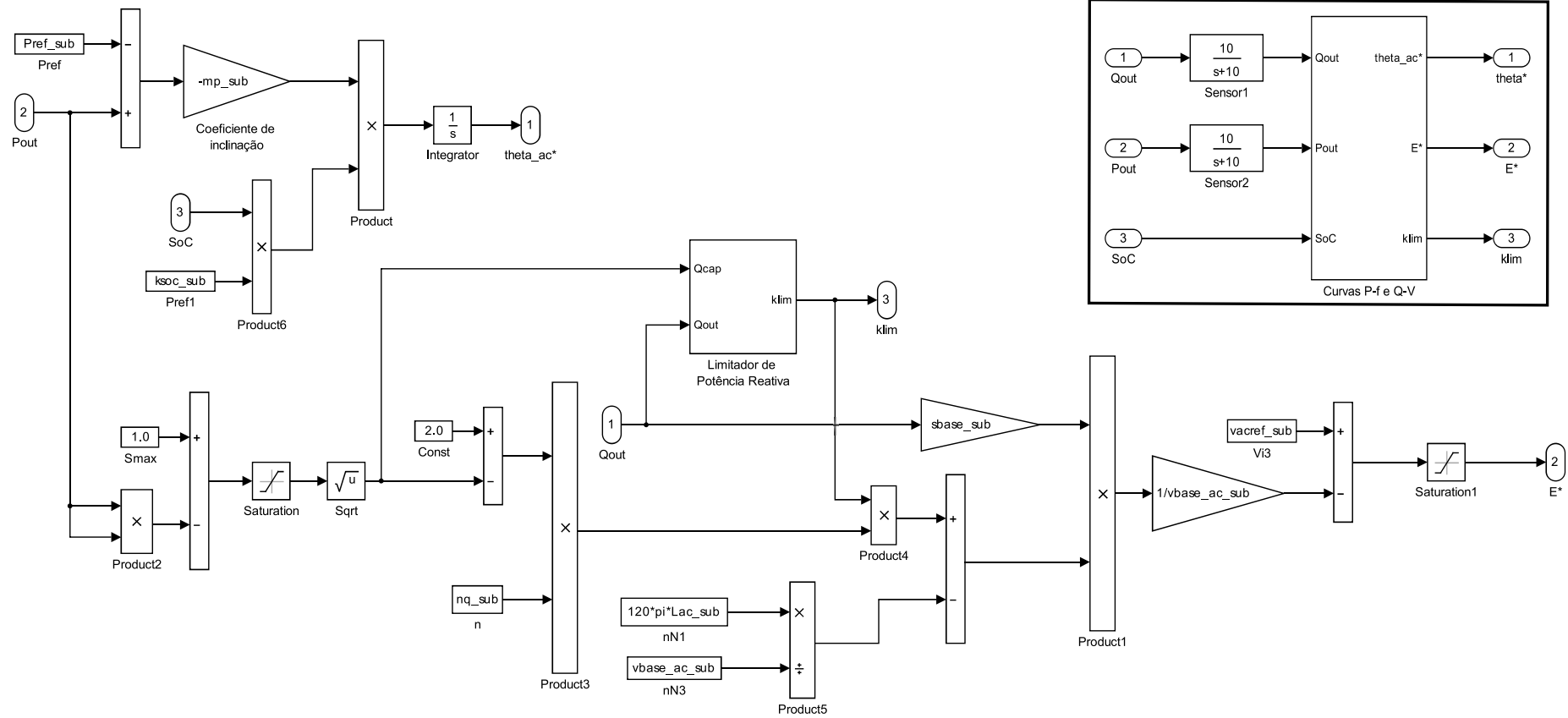


Figura D.2. Bloco com a implementação das curvas P - f e Q - V no Matlab/Simulink.

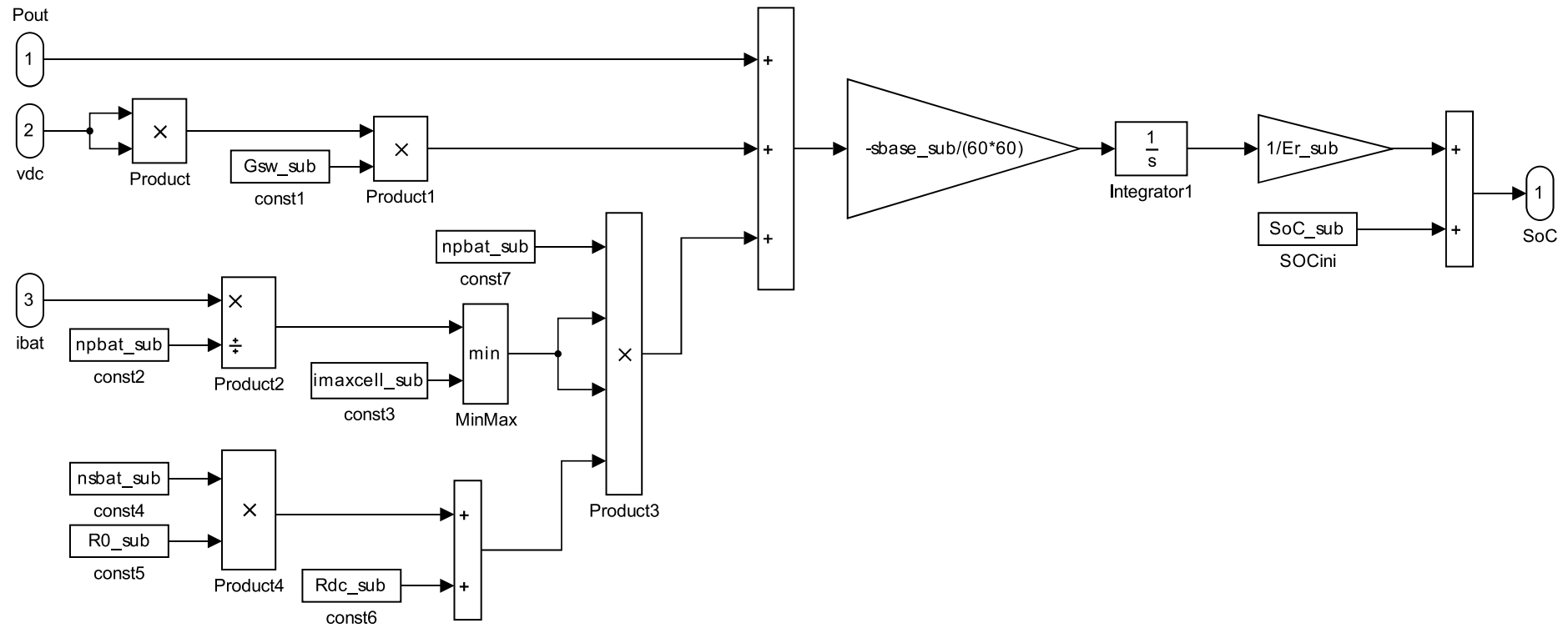


Figura D.3. Bloco com a implementação da bateria do veículo elétrico no Matlab/Simulink.

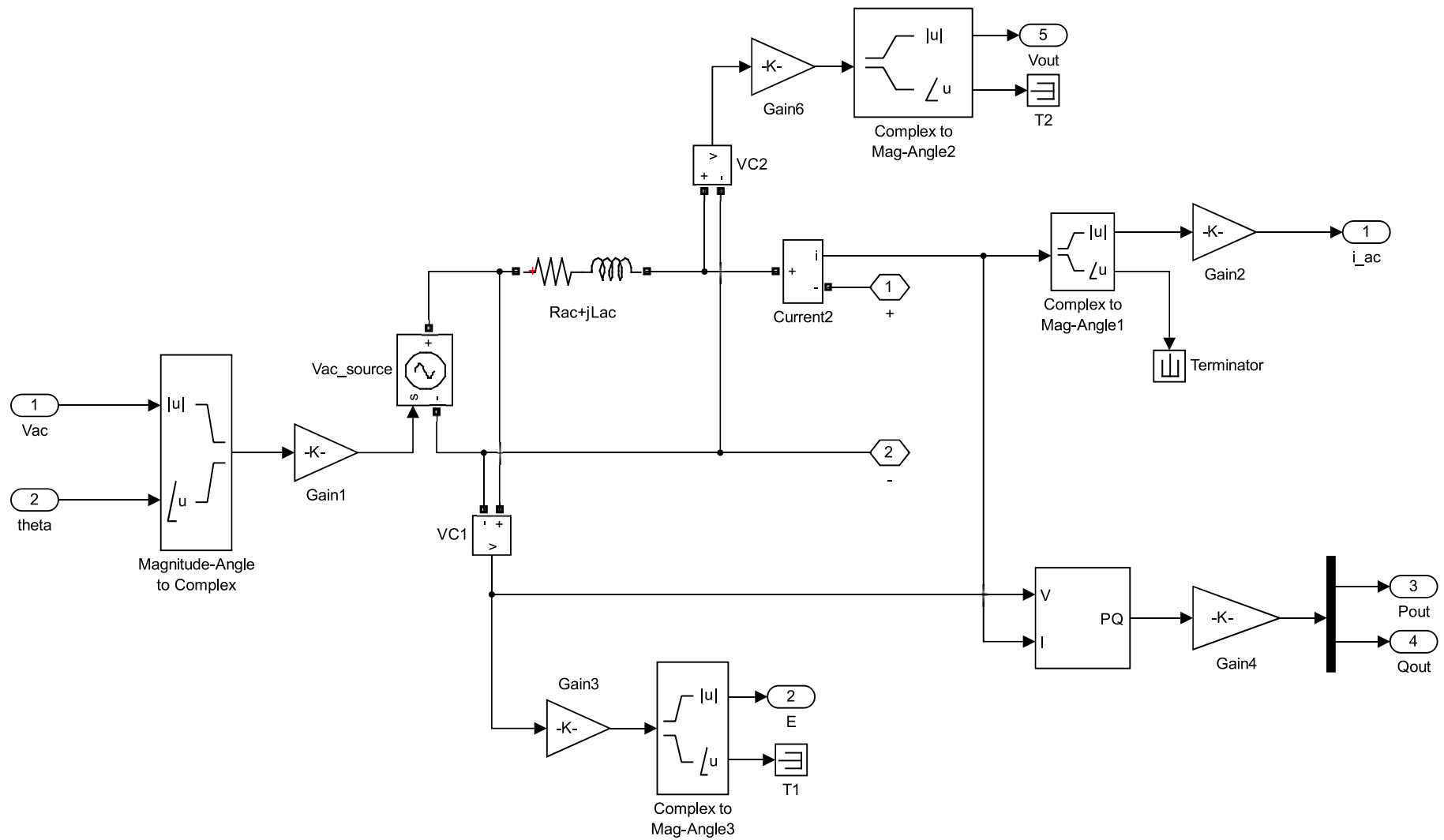


Figura D.4. Bloco com a implementação do conversor DC/AC no Matlab/Simulink.