

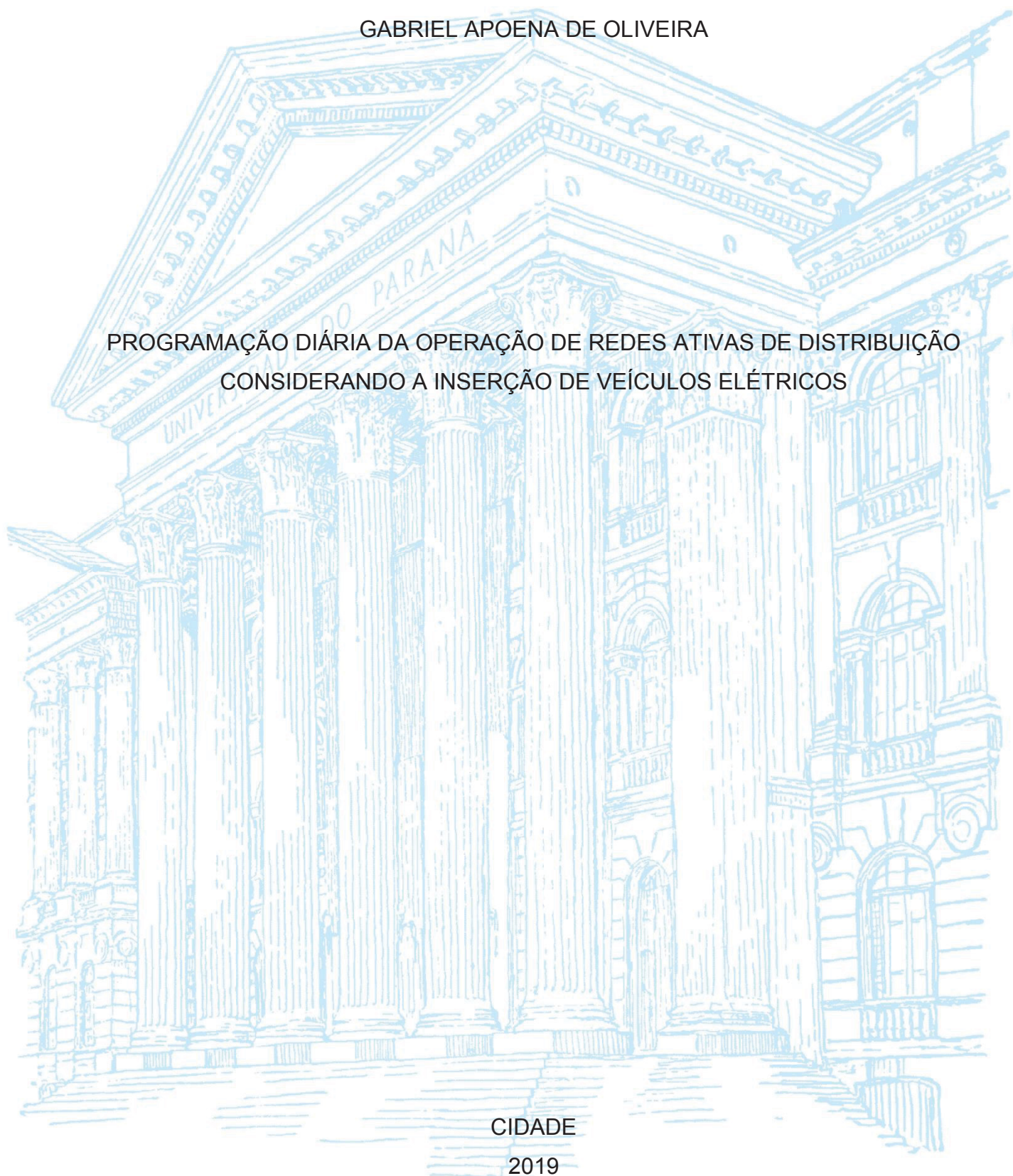
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GABRIEL APOENA DE OLIVEIRA

PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DE REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

CIDADE

2019



GABRIEL APOENA DE OLIVEIRA

PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DE REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistema de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsuhay-Vila
Coorientadora: Prof.^a Dr.^a Thelma Solange P. Fernandes

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

O48p

Oliveira, Gabriel Apena de
Programação diária da operação de redes ativas de distribuição
considerando a inserção de veículos elétricos [recurso eletrônico] / Gabriel
Apena de Oliveira. – Curitiba, 2019.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

Orientador: Clodomiro Unsuhay-Vila – Coorientador: Thelma Solange
Piazza Fernandes.

1. Veículos elétricos. 2. Redes elétricas. 3. Energia – Armazenamento. 4.
Baterias elétricas. 5. Fluxo de Potência. I. Universidade Federal do Paraná.
II. Unsuhay-Vila, Clodomiro. III. Fernandes, Thelma Solange Piazza.
IV. Título.

CDD: 629.2293

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **GABRIEL APOENA DE OLIVEIRA** intitulada: **PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DE REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS**, sob orientação do Prof. Dr. CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA, que após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua **APROVAÇÃO** no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 29 de Agosto de 2019.

CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA

Presidente da Banca Examinadora (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

ANDREA LUCIA COSTA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ)

ELIZETE MARIA LOURENÇO

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

ALEXANDRE RASI AOKI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Dedico este trabalho à minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família e amigos, pelo amor, incentivo e dedicação em sempre me apoiar.

Agradeço aos orientadores Clodomiro Unsihuay-Vila e Thelma Solange P. Fernandes pelo constante suporte, dedicação e apoio ao meu desenvolvimento profissional. Agradeço pelas motivações, dicas, revisões e críticas realizadas.

Agradeço aos meus amigos da UFPR que foram meus companheiros nesta jornada.

Agradeço aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Paraná que contribuíram para a minha formação.

Agradeço à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pela concessão da bolsa durante parte do período de realização deste mestrado.

RESUMO

A frota de veículo elétrico (VE) cresce rapidamente no mundo, em 2018 já superou a marca de 5,1 milhões. A inserção de VE nas redes ativas de distribuição significa uma evolução nos sistemas de energia elétrica, mas essa evolução requer avanços no planejamento da operação, de maneira a considerar o aumento da complexidade que esses novos elementos podem causar na rede. Por isso, se faz necessário ferramentas computacionais que permitam analisar os impactos que o VE causa na operação de redes ativas de distribuição, de maneira a auxiliar na definição de estratégias operativas apropriadas e garantir a otimização de todos os recursos energéticos do sistema. Dessa forma, nesta dissertação foi desenvolvido um modelo computacional, formulado como um problema de otimização capaz de determinar a programação diária da operação de redes ativas de distribuição, considerando a inserção do VE na rede. O problema foi abordado através de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) multiperíodo. A intertemporalidade do problema é formulada através da introdução de uma função de acoplamento representada pela energia armazenada pelas baterias do VE. A resolução do FPO foi através do Métodos dos Pontos Interiores versão Primal-Dual. O horizonte de planejamento é de 24 períodos, divididos em horas. Também é considerado a geração distribuída fotovoltaica e um sistema de tarifação horária de energia. O veículo elétrico é incorporado no problema por meio da adição de uma variável de otimização à função objetivo que além de alterar as restrições de balanço de potência também é usada para monitorar a energia armazenada nas baterias. Como resultado, têm-se um FPO multiperíodo que busca, além da minimização dos custos operativos e perdas de transmissão, também a maximização da energia armazenada nas baterias dos veículos elétricos conectados à rede visando a injeção ótima de energia à rede ativa. Nas simulações realizadas, foram utilizados cenários determinísticos de conexão do VE para avaliar seus impactos nas perdas, custos operacionais e perfil de tensão do sistema elétrico. Os resultados de simulações demonstraram que, no cenário de perfil residencial, que possibilitam o carregamento/descarregamento, é perceptível uma melhora no perfil de tensão do sistema. Isso mostra que a apropriada operação dos VEs com possibilidade de injeção de energia à rede podem ser uma boa alternativa para deslocar picos de carga e reduzir custos operacionais da rede ativa de distribuição. Para o perfil comercial, é perceptível uma redução do perfil de tensão para o seu instante de conexão. Entretanto, esse comportamento pode ser complementado através de uma geração fotovoltaica, que apresenta seus picos de geração nos mesmos instantes em que o VE carrega. Para os cenários que consideram uma alta inserção de VE na rede, os impactos no perfil de tensão do sistema são bastante significativos, demonstrando que para que a rede seja capaz de atender uma grande frota de VEs devem ser feitos investimentos na infraestrutura da rede de distribuição. O impacto da inserção do VE à rede pode aumentar em até 40% as perdas do sistema. Os impactos no custo de operação são significativos, podendo aumentar em até 19%, para cenários de alta penetração de VE.

Palavras-chave: Planejamento da Operação. Redes Ativas de Distribuição. Veículo Elétrico. Fluxo de Potência Ótimo. Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual. Armazenamento de energia em baterias.

ABSTRACT

The electric vehicle (EV) fleet is growing rapidly in the world, by 2018, it has already surpassed the 5.1 million mark. The insertion of EV into active distribution grids means an evolution in power systems, but this evolution requires advances in operation planning in order to consider the increased complexity that these new elements in the grid may cause. Therefore, computational tools are needed to analyze the impacts that EV has on the operation of active distribution networks, in order to help define appropriate operating strategies and ensuring the optimization of all energy resources in the system. Thus, in this dissertation a computational model was developed, formulated as an optimization problem capable of determining the daily programming of the active distribution networks operation, considering the insertion of the EV in the network. The problem was addressed through a Multi-Period Optimal Power Flow (OPF). The intertemporality of the problem is formulated by introducing a coupling function represented by the energy stored by LV batteries. The resolution of the OPF was through the Primal-Dual Interior Point Method. The planning horizon is 24 periods, divided into hours, under the influence of photovoltaic generation and an hourly energy hourly charging system. The electric vehicle is incorporated into the problem by adding an optimization variable to the objective function which in addition to changing the power balance restrictions is also used to monitor the energy stored in the batteries. As a result, there is a MultiPeriod OPF that seeks, in addition to minimizing operating costs and transmission losses, also maximizing the energy stored in the batteries of electric vehicles connected to the grid for optimal injection of power to the grid at peak hours. In the simulations performed, deterministic EV connection scenarios were used to assess their impacts on losses, operating costs and voltage profile. Simulation results showed that, in the residential profile scenario, which enables loading / unloading, an improvement in the system voltage profile is noticeable. Showing that appropriate EV operation can be a good alternative for shifting power generation from light load moments of the system to high load moments, optimizing the use of system energy resources, reducing operating costs of active distribution. For the commercial profile, a reduction of the voltage profile is noticeable for its connection time. However, this behavior can be complemented by a photovoltaic generation, which presents its generation peaks at the same time that the EV charges. For scenarios that consider a high insertion of EV in the grid, the impacts on the system voltage profile are quite significant, demonstrating that for the grid to be able to serve a large fleet of EVs, investments in the distribution network infrastructure must be made. The impacts of EV insertion into the network can increase system losses by up to 40%. The impacts on operating costs are significant and may increase by up to 19% for high EV penetration scenarios.

Keywords: Operation Planning. Active Distribution Networks. Electric Vehicle. Optimal Power Flow. Primal-Dual Interior Point Method. Energy storage in batteries.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 5.1 – Diagrama Unifilar do Sistema de 90 Barras.	65
FIGURA 5.2 – Comportamento da Geração Fotovoltaica.	65
FIGURA 5.3 – Perfil de Carga para o Sistema de 90 Barras.	66
FIGURA 5.4 – Perfil de Tensão do Caso Base.	69
FIGURA 5.5 – Perfil de Tensão da Barra do Alimentador do Cenário Base.	70
FIGURA 5.6 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 1.....	71
FIGURA 5.7 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 1.....	72
FIGURA 5.8 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 1.....	72
FIGURA 5.9 – Relação PVE x EVE da Barra 77 no Caso 3% - Cenário 1.....	73
FIGURA 5.10 – Relação PVE x EVE da Barra 87 no Caso 3% - Cenário 1.....	73
FIGURA 5.11 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 2.....	74
FIGURA 5.12 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 2.....	75
FIGURA 5.13 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 2.....	76
FIGURA 5.14 – Relação PVE x EVE na Barra 77 no Caso 3% - Cenário 2.....	77
FIGURA 5.15 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 3% - Cenário 2.....	77
FIGURA 5.16 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 3.....	78
FIGURA 5.17 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 3.....	79
FIGURA 5.18 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 3.....	80
FIGURA 5.19 – Relação PVE x EVE na Barra 89 no Caso 3% - Cenário 3.....	80
FIGURA 5.20 - Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 3% - Cenário 3.....	81
FIGURA 5.21 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 4.....	82
FIGURA 5.22 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 4.....	82
FIGURA 5.23 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 4.....	83
FIGURA 5.24 – Relação PVE x EVE na Barra 89 do Caso 3% - Cenário 4.....	84
FIGURA 5.25 – Relação PVE x EVE na Barra 77 no Caso 3% - Cenário 4.....	84
FIGURA 5.26 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 5.....	85
FIGURA 5.27 - Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 5.....	86
FIGURA 5.28 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 5.....	87
FIGURA 5.29 - Relação PVE x EVE na Barra 71 do Caso 3% - Cenário 5.....	87
FIGURA 5.30 - Relação PVE x EVE na Barra 87 do Caso 3% - Cenário 5.....	88
FIGURA 5.31 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 6.....	89
FIGURA 5.32 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 6.....	89

FIGURA 5.33 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 6.....	90
FIGURA 5.34 – Relação PVE x EVE na Barra 77 no Caso 3% - Cenário 6.....	91
FIGURA 5.35 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 3% - Cenário 6.....	91
FIGURA 5.36 – Perfil de Tensão do Caso 33% - Cenário 1.....	92
FIGURA 5.37 – Comportamento de PVE no Caso 33% - Cenário 1.....	93
FIGURA 5.38 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 1.....	94
FIGURA 5.39 – Relação PVE x EVE da Barra 71 no Caso 33% - Cenário 1.....	95
FIGURA 5.40 – Relação PVE x EVE da Barra 87 no Caso 33% - Cenário 1.....	95
FIGURA 5.41 – Perfil de Tensão do Caso 33% - Cenário 2.....	96
FIGURA 5.42 – Comportamento de PVE no caso 33% - Cenário 2.....	97
FIGURA 5.43 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 2.....	98
FIGURA 5.44 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 2.....	99
FIGURA 5.45 - Relação PVE x EVE na Barra 76 no Caso 33% - Cenário 2.....	99
FIGURA 5.46 – Perfil de Tensão do Caso 33% - Cenário 3.....	100
FIGURA 5.47 – Comportamento de PVE no Caso 33% - Cenário 3.....	101
FIGURA 5.48 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 3.....	102
FIGURA 5.49 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 3.....	102
FIGURA 5.50 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 33% - Cenário 3.....	103
FIGURA 5.51 – Perfil de Tensão do Caso 33% - Cenário 4.....	104
FIGURA 5.52 – Comportamento de PVE no Caso 33% - Cenário 4.....	104
FIGURA 5.53 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 4.....	105
FIGURA 5.54 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 4.....	106
FIGURA 5.55 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 33% - Cenário 4.....	106
FIGURA 5.56 – Perfil de Tensão do Caso 33% - Cenário 5.....	107
FIGURA 5.57 – Comportamento PVE no Caso 33% - Cenário 5.....	108
FIGURA 5.58 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 5.....	109
FIGURA 5.59 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 5.....	109
FIGURA 5.60 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 33% - Cenário 5.....	110
FIGURA 5.61 – Perfil de Tensão do Caso 33% - Cenário 6.....	111
FIGURA 5.62 – Comportamento de PVE do Caso 33% - Cenário 6.....	112
FIGURA 5.63 – Comportamento de PVE no Caso 33% - Cenário 6.....	112
FIGURA 5.64 – Relação PVE x EVE na Barra 71 do Caso 33% - Cenário 6.....	113
FIGURA 5.65 – Relação PVE x EVE na Barra 87 do Caso 33% - Cenário 6.....	113
FIGURA 5.66 – Comparativo de Perda Total.....	116

FIGURA 5.67 – Comparativo de Custo Operacional.....	118
---	-----

LISTA DE TABELAS

TABELA 4.1 – Matriz Conexão da Estação.....	50
TABELA 4.2 – Matriz Potência Injetada.	50
TABELA 4.3 – Vetor PVE.....	51
TABELA 4.4 – Vetor PVE de VE Otimizados.	52
TABELA 4.5 – Matriz Incidência.....	53
TABELA 4.6 – Vetor PVE por barra.	54
TABELA 4.7 – Matriz Energia de Chegada.	55
TABELA 4.8 – Vetor Energia de Chegada.	55
TABELA 4.9 – Matriz Incidência Energia de Chegada.....	56
TABELA 4.10 – Energia de Chegada por Barra.....	57
TABELA 4.11 - Métodos típicos de recarga definidos pela SAEJ1772.	61
TABELA 5.1 – Tarifa Horária por Patamares de Carga.....	67
TABELA 5.2 – Cenários Simulados.....	68
TABELA 5.3 – Comparativo dos Cenários.	114
TABELA 5.4 – Comparativo dos Cenários em Percentuais	115
TABELA 5.5 – Balanço de Potência Ativa em p.u.....	119
TABELA 5.6 – Balanço de Potência Reativa em p.u.....	120
TABELA A.1 – Matriz Hessiana do VE no FPO.....	134
TABELA B.1 – Dados de Barra do Sistema 90 Barras.....	135
TABELA B.2 – Dados de Linha do Sistema 90 Barras.....	136

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEV	Veículo Elétrico à Bateria
Copel	Companhia Paranaense de Energia
ECVE	Estação de Carregamento de Veículo Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVE	Energia Armazenada na Bateria do Veículo Elétrico
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FV	Geração Fotovoltaica
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
HEV	Veículo Elétrico Híbrido
KKT	<i>Karush-Kuhn-Tucker</i>
MPI	Método dos Pontos Interiores
MPIPD	Método dos Pontos Interiores versão Primal Dual
ONS	Operador Nacional do Sistema
PHEV	Veículo Elétrico Híbrido de Recarga Externa
PVE	Potência de Carga/Descarga do Veículo Elétrico
RAD	Rede Ativa de Distribuição
REI	Rede Elétrica Inteligente
SIN	Sistema Interligado Nacional
VE	Veículo Elétrico
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTO	15
1.2	MOTIVAÇÃO	16
1.3	OBJETIVO	16
1.4	JUSTIFICATIVA.....	17
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
2	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	19
2.2	REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO	21
2.3	VEÍCULO ELÉTRICO	23
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	28
3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	30
3.2	FORMULAÇÃO DO FPO NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA	30
3.2.1	Variáveis de Entrada.....	31
3.2.2	Variáveis de Otimização do Problema	33
3.2.3	Balço de Potência Ativa e Reativa	36
3.3	INCLUSÃO DO VEÍCULO ELÉTRICO NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA	39
3.4	PROGRAMAÇÃO DIÁRIA CONSIDERANDO O VE	42
3.5	MÉTODO PRIMAL – DUAL DE PONTOS INTERIORES	43
3.5.1	Variáveis de Folga e Barreira Logarítmica do VE	43
3.5.2	Função Lagrangeana.....	44
3.5.3	Condições de Otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker.....	45
3.5.4	Aplicando o Método de Newton às Condições de KKT	46
3.6	ALGORITMO DO MÉTODO PROPOSTO	47
3.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	48
4	MODELAGEM DO VE	49
4.1	CONEXÃO	49
4.2	POTÊNCIA INJETADA	50
4.3	VETOR VE CONECTADOS	51

4.4	MATRIZ INCIDÊNCIA VE	52
4.5	VETOR PVE POR BARRA	53
4.6	MATRIZ ENERGIA DE CHEGADA.....	54
4.7	VETOR ENERGIA DE CHEGADA.....	55
4.8	MATRIZ INCIDÊNCIA ENERGIA DE CHEGADA	56
4.9	VETOR ENERGIA DE CHEGADA.....	56
4.10	ALGORITMO DA MODELAGEM DO VE	57
4.11	PARÂMETROS DO VE.....	59
4.11.1	Bateria.....	59
4.11.2	Carga e Descarga.....	60
4.11.3	Perfil de Utilização do VE	62
4.12	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	62
5	SIMULAÇÕES DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE VE.....	64
5.1	CASO BASE	68
5.2	CASO 3% DE INSERÇÃO DE VE NA REDE	70
5.2.1	Cenário 1: 3% de Inserção de VE (C1_3%).....	70
5.2.2	Cenário 2: 3% de Inserção de VE (C2_3%).....	74
5.2.3	Cenário 3: 3% de Inserção de VE (C3_3%).....	77
5.2.4	Cenário 4: 3% de Inserção de VE (C4_3%).....	81
5.2.5	Cenário 5: 3% de Inserção de VE (C5_3%).....	84
5.2.6	Cenário 6: 3% de Inserção de VE (C6_3%).....	88
5.3	CASO 33% DE VE NA REDE	91
5.3.1	Cenário 1: 33% de Inserção de VE (C1_33%).....	92
5.3.2	Cenário 2: 33% de Inserção de VE (C2_33%).....	95
5.3.3	Cenário 3: 33% de Inserção de VE (C3_33%).....	100
5.3.4	Cenário 4: 33% de Inserção de VE (C4_33%).....	103
5.3.5	Cenário 5: 33% de Inserção de VE (C5_33%).....	106
5.3.6	Cenário 6: 33% de Inserção de VE (C6_33%).....	110
5.3	ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS	114

5.4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	120
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	123
	REFERÊNCIAS.....	127
	APÊNDICE A – Matriz Hessiana	134
	APÊNDICE B – Dados do Sistema de 90 Barras.....	135
	APÊNDICE C – Publicação realizada durante o período do mestrado	137

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Em 2015, na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas realizada durante a 21ª sessão anual da Conferência das Partes (COP21), foi assinado o Acordo de Paris. Esse acordo definiu medidas para reduzir os efeitos das mudanças climáticas no mundo. Essas medidas implicam na redução de gases de efeito estufa através de novas políticas que incentivam o uso de energias que não degradem o meio ambiente e sejam renováveis.

O desafio de reduzir os gases de efeito estufa é uma das razões que alavancaram a adoção em grande escala de veículos elétricos (VEs) mundialmente. Dessa forma, nos próximos anos é esperado um grande incremento no uso de VEs no setor de mobilidade.

Segundo estudo realizado pela Till Bunsen et al. (2019) a mobilidade elétrica continua crescendo rapidamente, em 2018 a frota global de VEs superou a marca de 5,1 milhões, um aumento de 2 milhões em relação ao ano anterior.

No contexto do mercado brasileiro, a falta de infraestrutura de carregamento e o alto investimento inicial são obstáculos a serem vencidos. No entanto, de acordo com estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a frota brasileira de VEs licenciados em 2017 era de aproximadamente 3600 veículos elétricos, e estima-se uma penetração de cem vezes maior de VEs em 2026 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2016 apud COELHO, 2017).

A adoção de VE em larga escala ainda depende da superação de uma série de desafios técnicos, econômicos e culturais. As principais dificuldades relacionadas à autonomia dos veículos tendem a ser mitigadas nos próximos anos devido a inovações tecnológicas. O preço dos veículos, fortemente correlacionados aos preços das baterias, pode ser reduzido com a evolução tecnológica de baterias, produção em massa e incentivos governamentais (YONG et al., 2015).

Num sistema de distribuição de energia elétrica convencional, um veículo elétrico (VE) apenas representaria uma carga adicional para a rede. Se este VE é inserido num contexto do conceito de Rede Elétrica Inteligente (REI), e das Redes Ativas de Distribuição (RADs), o VE representa uma carga altamente gerenciável, já que tem um valor agregado de suprir e armazenar energia à rede, podendo estar

ligado à RAD por períodos em que o consumidor não estará usando o seu veículo. As tecnologias disponibilizadas no conceito de REI, possibilitará que o proprietário do VE carregue a bateria quando a tarifa de energia é baixa e que venda o excesso de energia armazenada em período de tarifa mais alta. Isto se traduzirá em benefícios para a RADs bem como para os próprios consumidores.

Assim, a carga e descarga dos VEs conectados à rede ativa de distribuição através de tomadas residenciais ou Estações de Carregamento de Veículos Elétricos (ECVE) devem ser adicionadas ao planejamento da operação das redes ativas de distribuição para que se possa analisar a influência das mesmas na operação, definir políticas de infraestrutura e planejar estratégias no processo de cargas e descargas em função de tarifa horária, manutenção de limites operacionais da rede elétrica e diminuição de pico de carga.

1.2 MOTIVAÇÃO

Esses temas relacionados à inserção do VE nas RADs estão em pleno desenvolvimento e têm grande importância para a evolução e modernização dos sistemas de energia elétrica. Por isto, é necessário realizar estudos e desenvolver ferramentas computacionais capazes de auxiliar a tomada de decisão do operador desses sistemas a fim de analisar os impactos que os mesmos geram na programação diária da operação de modo a garantir a otimização de todos os recursos energéticos distribuídos, através de um gerenciamento de perdas, custos operacionais e perfil de tensão de RADs.

Essas mudanças na infraestrutura e novas políticas de distribuição aumentam a complexidade da programação diária da operação, demandando o uso de técnicas de otimização. A estrutura de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO), por exemplo, que é uma ferramenta utilizada para determinar o despacho ótimo das unidades geradoras pode ser modificada ou adaptada para considerar esses novos paradigmas.

1.3 OBJETIVO

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um modelo computacional formulado como um problema de otimização multiperíodo capaz de determinar a programação diária da operação de redes ativas de distribuição, considerando a

inserção do VE. A otimização considera um horizonte de um dia, dividido em 24 períodos, com influência da geração distribuída, tarifa horária e a modelagem de diferentes pontos de conexão dos VEs.

Os objetivos específicos necessários são:

- Avaliar a literatura técnico-científica a respeito do cálculo do fluxo de potência ótimo e método de solução mais apropriado para a formulação do problema e a respeito da influência dos VE conectados à rede;
- Determinar a modelagem matemática do VE conectado à rede;
- Adaptar formulação matemática do fluxo de potência ótimo para redes ativas de distribuição considerando a inserção do VE no problema de otimização;
- Avaliar o modelo computacional através de simulações de cenários;
- Analisar de forma crítica os resultados obtidos.

1.4 JUSTIFICATIVA

Dentro do contexto geral, o tema é importante para viabilizar e otimizar a inserção de VE conectados à rede, sendo que o avanço no tema irá contribuir e auxiliar no planejamento da operação dos sistemas ativos de distribuição com inserção de VE.

Esse trabalho também se justifica pela necessidade de um estudo que formule o FPO considerando a modelagem do carregamento e descarregamento do VE, considerando a geração distribuída a fim de possibilitar a implementação de estudos sobre impactos que os VEs causam na rede, garantindo uma visão mais próxima do real, contribuindo para determinar melhores estratégias na adaptação da infraestrutura que incorpora os VEs à rede e também nas estratégias de programação de carga e descarga dos VEs. Resultados deste estudo podem servir de suporte para indicar desafios e oportunidades no processo de planejamento da expansão de RADs visando a implementação ótima da infraestrutura de RADs para que estas recebam de forma segura, confiável e econômica a penetração de VEs.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi elaborada em seis capítulos organizados da seguinte forma: Capítulo 1 de introdução no tema, que apresenta uma breve contextualização do incremento da frota de VEs mundialmente e também no mercado brasileiro. Neste mesmo capítulo é apresentado a motivação de estudos que analisem os impactos que esse incremento da inserção do VE pode causar na rede. Também são apresentados os objetivos do trabalho em desenvolver uma ferramenta que auxilie na análise dos impactos e as justificativas para o desenvolvimento dessa ferramenta.

O Capítulo 2 apresenta uma breve revisão teórica dos principais trabalhos que envolvem a programação diária da operação de redes ativas de distribuição considerando a inserção de VEs. Os temas abordados neste capítulo são as diferentes metodologias propostas para modelar e resolver o problema do fluxo de potência e a modelagem do VE conectado à rede elétrica.

O Capítulo 3 apresenta a formulação matemática utilizada na programação diária de operação de uma rede composta por pontos de carga e descarga do VE.

O Capítulo 4 apresenta a modelagem do VE utilizada na implementação computacional.

No Capítulo 5 são apresentados resultados de simulações realizadas para avaliar o planejamento da operação da rede considerando a inserção do VE e assim obter os impactos que os VEs causam na rede de distribuição sob a perspectiva de um alimentador de distribuição em termos de custos, perdas, perfil de consumo do usuário, grau de penetração do VE e regulação de tensão.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões e as considerações finais a respeito do trabalho desenvolvido e dos resultados obtidos, além de sugestões de proposta para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta uma breve revisão bibliográfica dos principais trabalhos que envolvem a programação diária da operação de redes ativas de distribuição considerando a inserção de veículos elétricos.

A revisão da literatura aqui apresentada é desenvolvida dando prioridade às diferentes metodologias propostas para modelar e resolver os temas que envolvem este trabalho. Os temas discutidos neste capítulo são o Fluxo de Potência Ótimo (FPO), Redes Ativas de Distribuição (RAD), além de apresentar abordagens distintas para análise e coordenação do Veículo Elétrico (VE) conectado à rede elétrica.

2.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O Fluxo de Potência Ótimo é um termo genérico que envolve uma grande classe de problemas nos quais se busca otimizar uma função específica de um sistema de potência. O FPO é um problema de programação linear ou não-linear sujeito a restrições, que pode ser formulado como um problema de otimização genérico da seguinte forma:

$$\text{Minimizar:} \quad f(x), \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} g(x) &= 0, \\ h_{\min} &\leq h(x) \leq h_{\max}, \end{aligned} \quad (2.2)$$

onde

x : vetor unitário de otimização do sistema;

$f(x)$: função objetivo a ser otimizada;

$g(x)$: vetor de restrições de igualdade;

$h(x)$: vetor de restrições de desigualdade.

A formulação inicial do FPO foi apresentada por Carpentier (1962), que elaborou o problema de FPO com base no problema de despacho econômico,

acrescentando também as equações do fluxo de potência, com objetivo de minimizar o custo de geração e transmissão de energia do sistema. As restrições de igualdade são as equações de balanço de potência ativa e reativa do sistema. As restrições de desigualdades são as limitações técnicas dos equipamentos envolvidos, como o fluxo máximo de potência nas linhas, limites mínimo e máximo de tensão de barras e limites de geração ativa e reativa.

Em Carpentier (1962) o problema foi resolvido através de uma transformação, que tornou o problema irrestrito por meio da função Lagrangeana clássica. O mínimo do problema foi obtido resolvendo o sistema não-linear formado pelas condições de otimalidade via método de Gauss-Seidel.

Na revisão da literatura sobre FPO é possível encontrar aplicações diferentes, que variam em virtude do comportamento dos elementos que se deseja analisar. As variações do FPO podem ser uma modelagem do problema linear ou não linear, monopérido ou multipérido, que dependem dos tipos de estudo, critérios de otimização e restrições consideradas na análise. Além disso, existe uma grande variação de métodos que podem ser aplicados na busca da solução.

Desse modo, apenas um breve resumo da evolução do FPO é descrito a seguir.

Sasson et al. (1973) aplicaram o método de penalidade ao problema de FPO, para tornar o problema restrito em irrestrito, através da aplicação de um multiplicador de penalização nas restrições quando as mesmas são violadas sendo que esse foi o primeiro trabalho a utilizar a derivada segunda da função Lagrangeana na resolução do FPO.

Em Sun et al. (1984) foi apresentado a solução do problema do FPO clássico baseada na formulação de Newton, combinado com as condições de otimalidade de KKT e com desacoplamento do problema de potência ativa e potência reativa.

Os autores Monticelli e Liu (1992) adaptaram a abordagem via método de Newton, combinando os métodos dos multiplicadores de Lagrange e da função de penalidade. Nesse trabalho se realizou adaptações da função penalidade a fim de assegurar que a matriz de segunda ordem da função Lagrangeana se mantivesse positiva ao longo do processo iterativo.

Granville, Mello e Mello (1996) propuseram o uso do Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MPIPD) com barreira logarítmica para resolver o FPO formulado pelas equações conjuntas de balanço de potência ativa e reativa. Esse

trabalho é um marco na literatura, pois foi quando o FPO não linear completo pode ser resolvido.

Torres e Quintana (1998) propuseram a resolução do FPO pelo Método dos Pontos Interiores (MPI) usando coordenadas retangulares de tensão. O que fez com que as equações de balanço de potência ativa e reativa se tornassem funções quadráticas e tornou a matriz Hessiana constante e as variáveis representadas em expansão de Taylor até segunda ordem sem erro de truncamento.

Ao longo dos anos, muitas outras formulações de FPO foram apresentadas focando em análises para um determinado ponto de operação da rede, nomeada aqui como FPO monopérido. As formulações envolvem despacho de transações de potência (FERNANDES, 2004), corte de carga (FERNANDES, LENZI E MIKILITA, 2008), máximo carregamento (FERNANDES, 2004) entre outros.

Mas, devido à necessidade de se realizar ações de controle para diferentes períodos de operação, as quais interagem de um período para outro, surgiu nova gama de FPO que otimiza as variáveis de otimização simultaneamente para vários períodos de estudo.

Entre esses trabalhos citam-se: Costa (2004) que modelou um FPO multipérido para alocação conjunta de energia e reservas operativas; Uturbey e Simões Costa (2007) que propuseram a inserção do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) ao FPO multipérido a fim de simular o comportamento das cargas sensíveis ao preço da operação de curto prazo; Borges et al. (2011) que aplicaram o FPO ao Pré-Despacho de potência ativa e reativa relacionado a sistemas hidrotérmicos para horizonte de 24 horas.

Vários métodos já foram propostos para resolução do problema do FPO. Métodos esses que se diferenciam pela abordagem dos problemas, sendo que o MPI se destaca pelos bons resultados ao ser aplicado como solução de FPO não linear e multipérido, sendo por isso utilizado nessa dissertação.

2.2 REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas elétricos de potência podem ser divididos em três principais segmentos, que juntos operam de forma interligada, são eles: geração, transmissão e distribuição.

Os sistemas de distribuição são caracterizados por uma subestação de distribuição, que pode ser alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão. Em alguns casos, a subestação de distribuição é alimentada através de uma linha de transmissão de alta tensão. A evolução das fontes de energia, principalmente renováveis, têm modificado as estruturas do sistema de distribuição devido à conexão de fontes de energia distribuída. Essas novas estruturas de distribuição são denominadas como Redes Ativas de Distribuição (RAD).

O termo Rede Elétrica Inteligente (*Smart Grid*) também é muito usado para se referir à modernização das redes de distribuição de energia elétrica. Ambos termos podem ser usados indistintamente, porém redes ativas de distribuição foca a integração, operação e controle de uma elevada penetração de geração distribuída e armazenamento em redes de distribuição de energia elétrica. O termo *Smart Grid* geralmente é usado de forma mais abrangente para incluir sistemas de geração, transmissão, distribuição (mais especificamente *Smart Power Distribution Systems*) e o uso de sistemas de monitoramento e controle avançados (por exemplo, medição fasorial sincronizada) para possuir a capacidade de auto recuperação (*self-healing*), automatização, etc. (CAMPILLO, 2016).

Segundo CIGRE Working Group C6.11 (2011), as Redes Ativas de Distribuição são definidas como redes de distribuição de energia elétrica que possuem sistemas para controlar uma combinação de recursos energéticos distribuídos (*i.e.* geração distribuída, gerenciamento de carga e sistemas de armazenamento de energia). O RAD permite o gerenciamento do fluxo de potência através de uma topologia de rede flexível, as fontes distribuídas de energia servem de suporte para a mudança de topologia da rede.

A implantação da RAD gera grandes benefícios aos consumidores e ao sistema como um todo, melhora a confiabilidade, resiliência além de reduzir os custos de expansão da transmissão e distribuição, devido à proximidade da carga a geração (ABDI et al., 2017).

Os recursos energéticos podem ser geração de energia através de fontes solares, eólicas e biomassa, além de um sistema de armazenamento que pode ser através de veículos elétricos (VE) ou sistemas de baterias. Com isso, se garante maior eficiência energética, possibilita o uso de fontes renováveis, alta capacidade de controle, aumento da confiabilidade e da qualidade de energia, além de redução das perdas elétricas devido ao sistema de transmissão. Portanto, os RAD possibilitam uma

estratégia para mitigar os problemas técnico e ambiental que envolvem os sistemas de distribuição de energia elétrica (ABDI et al. 2017; KIM et al. 2017).

2.3 VEÍCULO ELÉTRICO

Os veículos elétricos são considerados uma alternativa para reduzir os impactos ambientais e a dependência de combustíveis fósseis no setor de transportes (WAKEFIELD, 1998 apud SIMON, 2013). No início dos anos 1970, os carros elétricos despontaram como uma possível resposta rápida para os problemas de emissão de poluentes e a Crise do Petróleo de 1973 conforme descrito em Simon (2013).

Nos últimos anos, com a crescente evolução no preço do petróleo e a emissão de poluentes locais e globais pelos veículos automotores, a busca por alternativas para substituição dos veículos a combustão se revigorou.

O movimento foi intensificado pelos recentes avanços nas baterias, que levam à seguinte classificação dos VE (SIMON, 2013): veículos elétricos híbridos (*Hybrid Electric Vehicle – HEV*), veículos elétricos híbridos de recarga externa (*PHEV – Plug-in Hybrid Vehicle*) e os veículos elétricos à bateria (*BEV – Battery Electric Vehicle*) ganham relevância. Cada uma dessas classes tem um sistema de carregamento das baterias diferente. A bateria do HEV é carregada através do sistema de frenagem regenerativa e não possui conexão externa à rede. Já o carregamento das baterias do PHEV e o BEV são carregadas diretamente pela rede através de uma Estação de Carregamento de Veículo Elétrico (ECVE).

O VE pode ser carregado em residências, que causa um incremento distribuído da demanda, ou em estações de carregamento público, que causam um incremento da demanda concentrado em alguns pontos específicos da rede.

As estratégias de coordenação das baterias podem, por exemplo, empregar os VE na redução das demandas de pico, transferindo uma parte da demanda para períodos fora do horário de pico, permitindo que mais energia seja transportada sem aumentar a capacidade da rede para o patamar de pico de carga conforme descrito em Veldman; Verzijlbergh (2014). Além disso, segundo Lima (2012), os VEs se qualificam a prover serviços de regulação primária e secundária e compensar variações de geração de fontes renováveis, como eólica e fotovoltaica.

A inserção dos VE em um sistema elétrico mais inteligente deve trazer impactos relevantes para os padrões de consumo de energia, uma vez que são cargas

expressivas, móveis e de comportamento estocástico (JIANFENG et al., 2016 e MALLETT et al., 2014). Logo, é essencial avaliação do seu impacto em redes de distribuição, principalmente para otimizar o suprimento de energia.

A literatura já apresentou diversos trabalhos de pesquisa relacionados a veículos elétricos, os quais podem ser diferenciados em: tecnologias, como foi apresentado em Karakitsios et al. (2016), operação coordenada de VE na rede com outras fontes de geração distribuída intermitentes em Wu et al. (2013), Su et al. (2014), localização e dimensionamento ótimos de estações de carregamento como apresentado em Han et al. (2014) e Xiang et al. (2016) e impacto dos veículos elétricos na rede apresentado nos trabalhos de J.C. Lima et al. (2012), Bremermann et al. (2014), Jianfeng et al. (2016), Veldman; Verzijlbergh (2014) e Silva (2014).

Esses trabalhos serão brevemente descritos a fim de se ter uma visão sobre a evolução do tema na literatura.

Lima (2012) analisou os impactos que o aumento da frota de VE pode causar na visão da concessionária de distribuição de energia elétrica. Os impactos analisados são a mudança da curva de carga do sistema, comportamento de tensões nodais e perdas nas linhas de rede de distribuição. Os impactos foram realizados através da aplicação do método de simulação de Monte Carlo aplicado a um modelo determinístico da rede e baseado no cálculo do FP. O estudo concluiu que as variações nas tensões de barras sugerem a necessidade de um redimensionamento das linhas de distribuição dos alimentadores, para que as impedâncias de linha resultem em valores que permitam a operação normal do sistema. A análise das curvas de carga detectou um aumento da demanda além do valor máximo em vários horários, causando perda de qualidade da energia elétrica fornecida. Em relação às perdas, observou-se valores de até 15% de aumento nas perdas ativas e reativas. O trabalho também aborda os benefícios que o aproveitamento da capacidade de armazenamento de energia, através das baterias do VE, pode causar na rede de distribuição.

Em Wu et al. (2013), foi analisado a integração de um grande número de turbinas eólicas de pequena escala e veículos elétricos *plug-in* que provocou um desafio técnico na operação da rede de distribuição de energia. O estudo explorou três abordagens de despacho de energia baseado no controle flexível da carga e descarga do VE. A primeira abordagem é denominada método da busca do vale, que busca os momentos de alta geração eólica para carregar o VE e momentos de baixa

geração para a descarga. A segunda abordagem é o método do despacho interrompível, semelhante ao primeiro método exceto que permite a interrupção, se necessário, da carga e descarga do VE. A terceira abordagem é o método do despacho de taxa variável, que possibilita a variação da taxa de carga e descarga durante a conexão do VE à rede. Durante o dia, os VEs foram considerados fontes de energia gerenciáveis que podem injetar energia na rede, como por exemplo, em momentos de pico ou em períodos de intermitência das turbinas eólicas. Durante a noite, os VEs tornaram-se uma carga gerenciável com o objetivo de consumir a energia eólica excedente, gerada nos horários fora de pico. O desempenho das abordagens propostas foi avaliado através de uma análise comparativa de simulações numéricas de cenários estocásticos. O resultado demonstrou que a abordagem com o método de taxa variável teve melhor desempenho, reduzindo a energia eólica ociosa gerada a noite, reduzindo o consumo da carga do VE durante o dia e aumentando o grau de satisfação do proprietário do VE.

Em Derakhshandeh et al. (2013), foi formulado um FPO multiperíodo para coordenar a operação das baterias veiculares, fontes renováveis e sistemas de aquecimento em um parque industrial representado por 18 barras. A conclusão crucial do trabalho foi sobre a importância de se gerenciar a carga e descarga das baterias como fator na diminuição de custos operacionais. O FPO multiperíodo foi resolvido pelo programa computacional GAMS.

A contribuição de Su, Wang e Roh (2014) foi a de analisar com mais ênfase a intermitência das fontes de energias distribuídas. A intermitência e variabilidade de fontes de energia eólica e solar dificultam a operação do sistema de distribuição. Entretanto, os sistemas de armazenamento, por meio de veículos elétricos, podem ser uma alternativa para resolver o problema de intermitência das fontes de energia distribuídas. Para enfrentar esse desafio se propôs um problema de programação não-linear inteira mista, que minimizou o custo operacional dos RAD e das perdas, de forma coordenada com a intermitência dos recursos distribuídos. Os resultados se mostraram eficientes para planejamento da operação dos RAD sob várias condições operacionais.

Em Veldman e Verzijlbergh (2014), foi analisado o impacto de três estratégias de carregamento: minimização dos custos do carregamento; minimização da carga de pico da rede; e carregamento não gerenciável. A primeira estratégia foi minimizar os custos de carregamento, colocando o carregamento do VE em períodos com tarifa de

energia mais baixa e com isso minimizando a carga de pico da rede. A segunda estratégia realizou carregamento não controlado, onde os VEs são carregados independente da tarifa. Nesse caso os VE se conectam à rede logo após o usuário voltar do trabalho, e o carregamento é feito de forma constante até que a bateria do VE esteja totalmente carregada. Este tipo de carregamento representa uma situação extrema em termos de carga de pico da rede. Os custos operação da rede foram calculados a partir do Valor Presente Líquido (VPL) dos custos de investimentos e perdas de energia. O estudo verificou uma melhora de 25% no VPL considerando a estratégia de minimizar o pico de carga do VE, em relação ao carregamento não controlado. Assim, se destacou a importância de inserir os VEs na rede através de programas de resposta a demanda a fim de evitar formação picos de carga na rede.

Da perspectiva de planejamento dos sistemas de distribuição, encontra-se na literatura metodologias para otimização da localização e dimensionamento de estações de carregamentos tais como Han et al. (2014) e Xiang et al. (2016) que consideraram curvas de carga e dados reais sobre fluxo de veículos, para determinar melhor localização e tamanho de estações de carregamento, visando reduzir impactos na rede. Zheng et al. (2014) utilizaram os mesmos dados para realizar reforços na rede e alocar estações de carregamento.

Yong et al. (2015) fizeram a revisão do estado da arte do veículo elétrico conectado à rede. A revisão propôs estratégias regulatórias para gerenciar a integração do veículo elétrico e seu papel para resolver o problema de intermitência da fonte de energia renovável. O levantamento do estado da arte concluiu que a conexão de grandes frotas de VE podem gerar efeitos negativos à rede, como a mudança do perfil de carga, harmônicos, queda de tensão, desequilíbrio de fases, aumento da demanda de energia, sobrecarga de equipamentos e problemas de estabilidade. Além disso, o estudo também ressaltou que o carregamento noturno gerenciável impacta positivamente no perfil de carga, nivelando o perfil para os horários de baixo consumo.

Quiñonez (2015) apresentou um algoritmo para otimizar o consumo de uma residência típica conectada a uma microrrede, considerando um programa de resposta à demanda e VE, em um horizonte do estudo é de 24 horas. O método proposto por Quiñonez é baseado no Sistema de Sistemas, que é utilizado na operação ótima de RAD, e a otimização é feita de forma separada, que visa maximizar os benefícios de cada sistema independentemente. O problema de otimização é

dividido em dois subproblemas: a) o programa de resposta à demanda diário, que é modelado através de uma programação linear inteira mista; b) o problema da operação da rede de distribuição elétrica, modelado através do FPO monopérido. O modelo proposto otimizou a operação da microrrede considerando a inserção do VE como uma simples carga ou fonte.

O comportamento do usuário de VE foi analisado em Bremermann et al. (2014) e Jianfeng et al. (2016) que inseriram variáveis para caracterizar o perfil de utilização do VE, tais como tempo e tipo de deslocamento, horários de partida e chegada, visando obter curvas de carga dos VE. Os resultados do estudo indicaram a importância da análise espaço temporal, uma vez que cada tipo de utilização resulta em diferentes curvas de carga.

Em Shareef et al. (2016) foi apresentada uma revisão sobre o estado da arte das pesquisas relacionadas aos VE, assim como as principais tendências e desafios na área. Conforme constatado no estudo, as redes de distribuição existentes não são suficientes para prover energia em um cenário de crescimento expressivo de demanda de energia por VEs. Como consequência, uma série de problemas como instabilidade de tensão, crescimento do pico de carga e de perdas do sistema podem comprometer a operação das redes.

A integração dos VE com programas de resposta à demanda e com a geração distribuída em estudos de planejamento podem trazer benefícios ao sistema, desde que sua operação seja feita de forma coordenada (XIANG et al., 2016).

No trabalho de Coelho et al. (2016), foi formulado o planejamento energético das baterias como um problema de programação linear mista, respeitando os requisitos dos veículos elétricos. Na modelagem do VE proposta existe uma variável binária que sinaliza a conexão do VE à rede. Dois indicadores de custo-variação foram introduzidos para analisar a volatilidade dos esquemas de armazenamento de energia. Ao adicionar esses critérios adicionais, o planejamento do armazenamento de energia é otimizado buscando minimizar: custos totais de operação, uso de baterias dos VE, carga máxima de pico, diferença entre cenários extremos e dois índices de custo-variação.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a evolução do Fluxo de Potência Ótimo aplicado ao despacho diário da operação, destacando os trabalhos que serão utilizados como referência para modelar e coordenar o armazenamento das baterias veiculares bem toda operação da rede de distribuição.

Também se realizou revisão de literatura pertinente à programação diária com inserção de veículos elétricos à rede e se definiu o conceito de Redes Ativas de Distribuição com apresentação breve de suas principais características.

Segundo os trabalhos descritos, percebe-se que a adoção de veículos elétricos em larga escala precisa superar uma série de desafios técnicos, pois os sistemas de distribuição necessitam estar preparados para recarga de veículos, evitando sobrecargas nos sistemas elétricos.

Esses fatos salientam a importância de se realizar novos estudos e propor novas ferramentas computacionais para garantir o suprimento e qualidade deste novo tipo de sistema ativo de distribuição.

Assim sendo, apontam-se aqui algumas conclusões importantes advindas dos trabalhos descritos na seção anterior sobre VE: (i) Yong et al. (2015) que concluiu que a operação de VE pode atenuar a carga no horário de pico; (ii) J. C. Lima et al. (2012) e Shareef, Islam e Mohamed (2016) que concluíram que as redes de distribuição existentes não são eficientes para prover energia em um cenário de crescimento; (iii) Jianfeng et al. (2016) que salientaram a importância de se realizar estudos considerando posicionamento geográfico das baterias e influência temporal, (iv) Su, Wang e Roh (2014) que apontaram o problema da intermitência das fontes renováveis que pode ser mitigada pelo gerenciamento da carga e descarga das baterias veiculares e (v) Xinag et al., (2016) que afirmaram que a operação dos VE deve ser coordenada a fim de se trazer benefícios à rede e não o contrário.

Tendo por bases essas conclusões a proposta dessa monografia é de estabelecer uma formulação matemática baseada em FPO multiperíodo a fim de inserir as baterias dos VEs na rede elétrica de distribuição e assim coordenar a operação de carga e descarga das mesmas de modo que haja carregamento em períodos com tarifa de energia mais baixa, e a descarga em períodos com tarifa de energia mais cara.

Nessa proposta de dissertação, o tipo de carregamento tem início imediato de carga e o carregamento e descarregamento é ótimo e distribuído ao longo do estudo diário. Além disso, ao invés de se coordenar o efeito das baterias veiculares em apenas microrredes ou em problema de barra única, as análises são sistêmicas, ou seja, com utilização de toda a rede de distribuição ao qual os veículos elétricos estão conectados. Também se considera a variabilidade de fontes solares conectadas ao longo da rede de distribuição.

Para tanto, esse trabalho parte de um FPO multiperíodo previamente formulado em Borges et al. (2011) cujo objetivo original foi o despacho de geração hidráulica e térmica horário de potência ativa e reativa de sistemas hidrotérmicos. Para a realização da adaptação, as equações relacionadas ao problema hidráulico serão retiradas e introduzidas novas equações para consideração do processo de carga e descarga das baterias de VEs. E, serão adicionados limites de energia e potência durante processo de carga e descarga da bateria ao longo de todo período de estudo, tal como recomendações de alguns trabalhos analisados, por exemplo, Su et al. (2014).

As injeções de carga e descarga advindas das baterias são modeladas como uma única variável de otimização que pode assumir valores positivos ou negativos, isto é, injetar ou absorver potência na rede, a fim de evitar representações binárias do problema (ou seja, evitar que se carregue e descarregue uma mesma bateria ao mesmo tempo). Normalmente os trabalhos utilizam variáveis inteira-mista como proposto em Derakhshandeh et al. (2013).

3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Este capítulo tem por objetivo apresentar a formulação matemática utilizada na programação diária de um alimentador composto por várias estações de carga e descarga de veículos elétricos a bateria (*BEV – Battery Electric Vehicle*).

A metodologia adotada para realizar essa programação ótima se baseia em Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo, tal como modelado em Borges et al. (2011) agora adaptado para minimizar os custos operacionais da rede para carregar e descarregar Veículos Elétricos ao longo de um dia de operação (discretizado ao longo de np períodos), e assim analisar os impactos que esses processos têm no alimentador de distribuição em termos de custos e regulação de tensão. Esse FPO Multiperíodo é resolvido pelo Método Primal-Dual de Pontos Interiores.

3.2 FORMULAÇÃO DO FPO NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

A formulação do FPO para programação diária baseia-se na formulação apresentada em Borges et al. (2011) onde se desenvolveu um modelo de Pré-Despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa que minimiza, por meio de um Fluxo de Potência Ótimo multiperíodo, o custo de produção das usinas termelétricas e perdas elétricas na transmissão, considerando ainda os seguintes limites operacionais:

- a) Atendimento de demanda ativa e reativa;
- b) Limites máximos e mínimos de geração de potência ativa e reativa das usinas hidrelétricas e usinas termelétricas;
- c) Limites de magnitude de tensão nas barras;
- d) Limites de meta energética;
- e) Limites de transmissão de potência ativa utilizando a formulação linearizada.

Para se adaptar esse modelo para a programação diária de uma rede ativa de distribuição composto por VEs e GDs de origem solar (geração não despachável), foram retirados os limites de meta energética e limites de geração de potência ativa e reativa das usinas hidrelétricas e inseridas restrições energéticas relacionadas à carga e descarga dos VE.

Nessa seção, são apresentadas primeiramente, a versão do FPO multiperíodo sem a inclusão de VEs.

A rede elétrica é representada de forma não linear e a representação dos fasores de tensão é feita na forma retangular. De acordo com Borges et al. (2011), tal representação “*transforma as restrições de balanço de potência ativa e reativa em funções quadráticas de modo que a expansão em Série de Taylor é exata para o termo de segunda ordem, o que contorna questões numéricas para o tratamento intertemporal do problema resolvido pelo Método dos Pontos Interiores.*”.

A seguir, descrevem-se as variáveis de entrada, variáveis a serem otimizadas com suas respectivas equações de igualdade, desigualdade e critérios de otimização que formam o problema de programação diário, tal como modelado em Borges et al. (2011).

3.2.1 Variáveis de Entrada

A finalidade do modelo é otimizar o custo de atendimento às cargas ativas e reativas por barra ao longo do horizonte de um dia a frente de um alimentador satisfazendo os limites operacionais da rede.

Nas equações a seguir, os símbolos em negrito representam vetores. A primeira variável de entrada a ser considerada é a demanda de potência ativa, representada como um vetor de dimensão $[np \ nb \times 1]$:

$$\mathbf{Pd} = [Pd_i^k \dots Pd_{nb}^{np}]^t, \quad k = 1, \dots, np \text{ e } i = 1, \dots, nb \quad (3.1)$$

onde:

nb : número de barras;

np : número de períodos;

Pd_i^k : vetor-demanda de potência ativa na barra i , para o período k . Nas posições onde não existem cargas, assumem-se valores zero.

A demanda de potência reativa pode ser representada de maneira semelhante:

$$\mathbf{Qd} = [Qd_i^k \dots Qd_{nb}^{np}]^t, \quad (3.2)$$

$$k = 1, \dots, np \text{ e } i = 1, \dots, nb$$

onde:

Qd_i^k : vetor-demanda de potência reativa na barra i , para o período k . Nas posições onde não existem cargas, assumem-se valores zero.

A geração solar depende da incidência solar ao longo do dia e não é despachável:

$$\mathbf{Pgsolar} = [Pgsolar_i^k \dots Pgsolar_{nb}^{np}]^t, \quad (3.3)$$

$$k = 1, \dots, np \text{ e } i = 1, \dots, nb$$

onde

$Pgsolar_i^k$: vetor geração de potência ativa solar na barra i , para o período k . Nas posições onde não existem fontes solares conectadas, assumem-se valores zero.

A geração solar de potência reativa pode ser representada de maneira semelhante (dependente da geração ativa de modo a manter fator de potência indicado):

$$\mathbf{Qgsolar} = [Qgsolar_i^k \dots Qgsolar_{nb}^{np}]^t, \quad (3.4)$$

$$k = 1, \dots, np \text{ e } i = 1, \dots, nb$$

onde

$Qgsolar_i^k$: vetor geração de potência solar reativa na barra i , para o período k . Nas posições onde não existem fontes solares conectadas, assume-se valor zero.

Outras variáveis de entrada são os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa e reativa das usinas termelétricas. Todas podem ser declaradas como vetores de dimensão $[nb \times 1]$. Neste trabalho, será assumido que existe uma única usina térmica conectada na barra da subestação que supre toda o alimentador.

a) Vetor limite máximo de geração ativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Pgtmax} = [Pgtmax_i \dots Pgtmax_{nb}]^t, \quad (3.5)$$

$$i = 1, \dots, nb$$

onde:

$Pgtmax_i$: limite máximo de geração de potência ativa para as termelétricas da barra i . Nas posições onde não existe fonte de geração, assumem-se valores zero.

b) Vetor limite mínimo de geração ativa para as termelétricas:

$$Pgtmin = [Pgtmin_i \cdots Pgtmin_{nb}]^t, \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.6)$$

onde:

$Pgtmin_i$: limite mínimo de geração de potência ativa para a termelétrica da barra i . Nas posições onde não existe fonte de geração, assumem-se valores zero.

c) Vetor limite máximo de geração reativa para as termelétricas:

$$Qgtmax = [Qgtmax_i \cdots Qgtmax_{nb}]^t, \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.7)$$

onde:

$Qgtmax_i$: limite máximo de geração de potência reativa para a termelétrica da barra i . Nas posições onde não existe fonte de geração, assumem-se valores zero.

d) Vetor limite mínimo de geração reativa para as termelétricas:

$$Qgtmin = [Qgtmin_i \cdots Qgtmin_{nb}]^t, \quad i = 1, \dots, nb \quad (3.8)$$

onde:

$Qgtmin_i$: limite mínimo de geração de potência reativa para a termelétrica da barra i . Nas posições onde não existe fonte de geração, assumem-se valores zero.

3.2.2 Variáveis de Otimização do Problema

As variáveis de otimização do problema de programação diária são: fasor tensão das barras, geração de potência ativa e reativa das termelétricas. O fasor

tensão é representado por um vetor de dimensão $[np \ nb \times 1]$, que pode ser representado na forma retangular como apresentado na Equação 3.9.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_i^k \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_i^k \\ \vdots \\ e_{nb}^{np} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} f_i^k \\ \vdots \\ f_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

onde:

\dot{V} : vetor formado pelos fasores de tensões para todas as barras i e períodos k , com dimensão $[np \ nb \times 1]$;

e : parte real da tensão \dot{V} ;

f : parte imaginária da tensão \dot{V} .

A tensão \dot{V} pode ser escrita na forma vetorial, em função das variáveis e e f , representada no vetor x , de dimensões $[2 \ np \ nb \times 1]$.

$$x = [e_i^k \ \dots \ e_{nb}^{np} \ \dots \ f_i^k \ \dots \ f_{nb}^{np}]^t, \quad (3.10)$$

$i = 1, \dots, nb.$

Outra forma de representação das variáveis de tensão é na forma matricial, que pode ser obtido a partir de matrizes auxiliares definidas como:

$$Ie = [I \ N], \quad (3.11)$$

$$If = [N \ I], \quad (3.12)$$

onde:

I : matriz identidade de dimensão $[(nb \ np) \times (nb \ np)]$;

N : matriz nula de dimensão $[(nb \ np) \times (nb \ np)]$;

Ie : matriz composta pela justaposição da matriz I e da Matriz N , com dimensão $[(nb \ np) \times (2 \ nb \ np)]$;

If : matriz composta pela justaposição da matriz N e da Matriz I , com dimensão $[(nb \ np) \times (2 \ nb \ np)]$.

Portanto os vetores e e f podem ser representados em função do vetor x , da seguinte forma:

$$\mathbf{e} = \mathbf{Ie} \cdot \mathbf{x}, \quad (3.13)$$

$$\mathbf{f} = \mathbf{If} \cdot \mathbf{x}. \quad (3.14)$$

Outra variável de otimização é o vetor de potência ativa gerada pelas termelétricas, com dimensão de $[nb \ np \times 1]$.

A potência ativa proveniente de geração termelétrica é representada pelo vetor:

$$\mathbf{Pgt} = [Pgt_i^k \cdots Pgt_{nb}^{np}]^t, \quad (3.15)$$

$$k = 1, \dots, np \text{ e } i = 1, \dots, nb$$

onde:

Pgt_i^k : potência ativa gerada na termelétrica localizada na barra i no período k . Nas posições onde não existe fonte de geração, assumem-se valores zero.

A soma vetorial da geração ativa das usinas termelétricas e solar é igual à potência ativa total gerada no sistema (\mathbf{Pg}).

$$\mathbf{Pg} = \mathbf{Pgsolar} + \mathbf{Pgt}. \quad (3.16)$$

Outra variável de otimização a ser considerada é o vetor de potência reativa gerada pelas termelétricas, com dimensão de $[nb \ np \times 1]$. A potência reativa proveniente de geração termelétrica é representada no vetor:

$$\mathbf{Qgt} = [Qgt_i^k \cdots Qgt_{nb}^{np}]^t, \quad (3.17)$$

$$k = 1, \dots, np \text{ e } i = 1, \dots, nb$$

onde:

Qgt_i^k : potência reativa gerada na termelétrica localizada na barra i no período k . Nas posições onde não existe fonte de geração, assumem-se valores zero.

A soma vetorial da geração reativa das usinas termelétricas e solar é igual à potência reativa total gerada no sistema (\mathbf{Qg}).

$$\mathbf{Qg} = \mathbf{Qgsolar} + \mathbf{Qgt}. \quad (3.18)$$

3.2.3 Balanço de Potência Ativa e Reativa

Em Borges et al. (2011) as tensões complexas das barras do sistema são representadas na forma retangular. Assim, é preciso detalhar as equações de balanço de potência ativa e reativa para np períodos.

As potências ativas e reativas injetadas nas barras, para todos os np períodos, podem ser representadas, respectivamente, sendo:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd}, \quad (3.19)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd}, \quad (3.20)$$

onde

\mathbf{Pg} : vetor de dimensão $[np \ nb \times 1]$, contendo a potência ativa total gerada pelas usinas termelétricas e solar presentes no sistema;

\mathbf{Pd} : vetor de dimensão $[np \ nb \times 1]$, contendo a demanda de potência ativa;

\mathbf{Qg} : vetor de dimensão $[np \ nb \times 1]$, contendo a potência reativa total gerada pelas usinas termelétricas e solar presentes no sistema;

\mathbf{Qd} : vetor de dimensão $[np \ nb \times 1]$, contendo a demanda de potência reativa.

O vetor de potências injetadas, para todos os períodos e barras, é escrito da seguinte forma:

$$\dot{\mathbf{S}} = \dot{\mathbf{P}} + j \dot{\mathbf{Q}} = \begin{bmatrix} \dot{S}_i^k \\ \vdots \\ \dot{S}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Pg_i^k - Pd_i^k + j Qg_i^k - j Qd_i^k \\ \vdots \\ Pg_{nb}^{np} - Pd_{nb}^{np} + j Qg_{nb}^{np} - j Qd_{nb}^{np} \end{bmatrix}, \quad (3.21)$$

$k = 1, \dots, np$ e $i = 1, \dots, nb$

onde

\mathbf{P} : vetor de potência ativa injetada, para todas as barras e períodos, com dimensão $[np \ nb \times 1]$;

\mathbf{Q} : vetor de potência reativa injetada, para todas as barras e períodos, com dimensão $[np \ nb \times 1]$.

A matriz de injeção de potências também pode ser escrita como:

$$\dot{\mathbf{S}} = \begin{bmatrix} \dot{V}_l^k & & \\ & \ddots & \\ & & \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{Y}^* & & \\ & \ddots & \\ & & \dot{Y}^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_l^k \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix}. \quad (3.22)$$

Segundo Borges et al. (2011), a parte real e a parte imaginária da equação anterior podem ser separadas da seguinte forma:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{e}^k) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{e}^{np}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^k - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^k & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^{np} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix}, \quad (3.23)$$

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{f}^k) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{f}^{np}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^k - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^k & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^{np} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix}, \quad (3.24)$$

onde:

\mathbf{e}^k : vetor de dimensão $[nb \times 1]$, correspondente à parte real da tensão no período k ($\mathbf{e}^k = [e_i^k \ \dots \ e_{nb}^k]$);

\mathbf{f}^k : vetor de dimensão $[nb \times 1]$, correspondente à parte imaginária da tensão no período k ($\mathbf{f}^k = [f_i^k \ \dots \ f_{nb}^k]$);

\mathbf{G} : matriz condutância de barra, com dimensão $[nb \times nb]$, igual à parte real da matriz \mathbf{Y} ;

\mathbf{B} : matriz susceptância de barra, com dimensão $[nb \times nb]$, igual à parte imaginária da matriz \mathbf{Y} .

As potências injetadas em (3.23) e (3.24) podem ser equacionadas em função do vetor \mathbf{x} , para isso são necessárias as seguintes matrizes auxiliares:

$$\mathbf{GG} = \begin{bmatrix} \mathbf{G} & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$\mathbf{BB} = \begin{bmatrix} \mathbf{B} & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

onde:

\mathbf{GG} : matriz de dimensão $[np\ nb \times np\ nb]$ formada por matrizes \mathbf{G} dispostas diagonalmente;

\mathbf{BB} : matriz de dimensão $[np\ nb \times np\ nb]$ formada por matrizes \mathbf{B} dispostas diagonalmente.

As equações de potência injetada podem ser agora escritas respectivamente como:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \{diag(\mathbf{Ie}\ x) \cdot [\mathbf{GG} \quad -\mathbf{BB}] + diag(\mathbf{If}\ x) \cdot [\mathbf{BB} \quad -\mathbf{GG}]\} x \quad (3.27)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \{diag(\mathbf{If}\ x) \cdot [\mathbf{GG} \quad -\mathbf{BB}] + diag(\mathbf{Ie}\ x) \cdot [\mathbf{BB} \quad -\mathbf{GG}]\} x. \quad (3.28)$$

Dessa forma, as equações (3.27) e (3.28) podem ser representadas compactamente como definido em Fernandes et al. (2008):

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{P}(x) x \quad (3.29)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \mathbf{Q}(x) x. \quad (3.30)$$

A formulação clássica de um FPO multiperíodo que realiza o Pré-Despacho de geração, segundo Borges et al. (2011), tem como meta a minimização dos custos de geração termelétrica e a minimização das perdas elétricas de transmissão. A função objetivo deste problema, que deve ser minimizada, pode ser escrita como:

$$f.o. = wc \mathbf{u}^t \mathbf{C}(\mathbf{P}_{gt}) + wp \mathbf{u}^t (\mathbf{P}_{gt} + \mathbf{P}_{gsolar}), \quad (3.31)$$

onde:

\mathbf{u} : vetor unitário;

wc : coeficiente ajustável relacionado aos custos de geração termelétrica;

wp : coeficiente ajustável relacionado às perdas elétricas;

$\mathbf{C}(\mathbf{P}_{gt})$: custos de geração termelétrica;

\mathbf{P}_{gt} : vetor de potências ativas geradas pelas termelétricas.

A $f.o.$ está sujeita às seguintes restrições:

$$Pg - Pd = P(x) x, \quad (3.32)$$

$$Qg - Qd = Q(x) x, \quad (3.33)$$

$$Ptmin \leq Pgt \leq Ptmax, \quad (3.34)$$

$$Qtmin \leq Qgt \leq Qtmax, \quad (3.35)$$

$$Vmin \leq V(x) x \leq Vmax. \quad (3.36)$$

As equações (3.32) e (3.33) representam as equações de balanço de potência ativa e reativa de cada barra e período e as equações (3.34) a (3.36) representam os limites físicos e operacionais do sistema.

3.3 INCLUSÃO DO VEÍCULO ELÉTRICO NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

Nesta seção é descrita a modelagem adotada para incorporar o VE no problema de programação diária. A adição do VE no problema é feita através da variável Pve , que é contínua no FPO e foi inspirada na proposta apresentada em Viola et al. (2017)

O VE é conectado na rede por meio de estações de carregamentos, que possuem um número limite de VE que podem ser conectados.

Com a conexão do VE no sistema, a função objetivo do problema ganha mais uma variável de otimização, a potência de carga e descarga do veículo elétrico (Pve). E, adiciona-se mais um critério de otimização ao problema, que é maximizar o carregamento da bateria a fim de garantir que ao final do período de conexão a bateria esteja totalmente carregada. Esse novo critério é acrescentado em (3.31) se tornando (3.37).

$$f.o. = wc \mathbf{u}^t C(\mathbf{P}_{gt}) + wp \mathbf{u}^t (\mathbf{P}_{gt} + \mathbf{P}_{gsolar}) - wve \mathbf{u}^t Pve, \quad (3.37)$$

onde:

Pve : potência injetada pelo VE, podendo ser uma potência de carga ($Pve > 0$) ou uma potência de descarga ($Pve < 0$);

wve : coeficiente ajustável relacionado ao custo do carregamento do VE.

Em outras palavras, a potência do VE no sistema funciona como uma carga nos momentos de carregamento do VE, nos momentos de descarregamento como uma geração injetada na rede.

Com isso, as restrições de balanço de potência recebem mais uma variável. O balanço de potência ativa do sistema fica da seguinte forma.

$$Pg_i^k - \left[Pd_i^k + \sum_j^{NVE_i^k} (Pve_{i,j}^k) \right] = P_i^k, \quad (3.38)$$

$$k = 1, \dots, np; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i.$$

onde:

$Pve_{i,j}^k$: potência ativa injetada na rede no período k pelo veículo j conectado na barra i ;

NVE_i : número de VE conectados em estação de carregamento conectada na barra i ;

η : eficiência da carga e descarga da bateria.

O balanço de potência reativa do sistema recebe o produto da potência do VE de acordo com o fator de potência do inversor estiver conectado.

$$Qg_i^k - \left[Qd_i^k + \sum_j^{NVE_i^k} (Pve_{i,j}^k) \operatorname{tg}(\operatorname{arccos}(FP_{inv})) \right] = Q_i^k, \quad (3.39)$$

$$k = 1, \dots, np; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

onde:

FP_{inv} : fator de potência do inversor.

Sujeito a limites de potência máxima e mínima de cada veículo.

$$-Pve_{i,j}^{max} \leq Pve_{i,j}^k \leq Pve_{i,j}^{max}, \quad (3.40)$$

$$i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

onde:

$Pve_{i,j}^{max}$: potência máxima do VE j conectado na barra i .

Quando o VE chega no sistema ele já possui uma energia armazenada na sua bateria, que é denominada energia de chegada ($Eve_{cheg_{i,j}}^{kin}$), que é a energia de chegada do VE para o período ($k = kin$). Portanto, a energia armazenada do VE j a cada período de conexão k na barra i ($Eve_{i,j}^k$) é a soma da energia de chegada do VE j no momento da conexão (período $k = kin$), da energia armazenada em todos os períodos anteriores ao período k e da energia no período atual k . Representada pela equação a seguir:

$$Eve_{i,j}^k = \left(Eve_{cheg_{i,j}}^{kin} + \left[\sum_t^{k-1} (Pve_{i,j}^t - (1 - \eta) |Pve_{i,j}^t|) \Delta t \right] + (Pve_{i,j}^k - (1 - \eta) |Pve_{i,j}^k|) \Delta t, \right. \quad (3.41)$$

$$t = kin, \dots, k - 1; k = 1, \dots, np; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

onde:

kin : período em que houve conexão da bateria j conectada na barra i , respectivamente.

$Eve_{cheg_{i,j}}^{kin}$: a energia de chegada do VE j conectada na barra i , no período kin ;

Δt : intervalo de tempo escolhido (e.g. 1 hora).

O primeiro termo representa a energia de chegada do VE j no período de conexão ($k = kin$). A energia de chegada é somada apenas uma vez, mas ela permanece por todo o horizonte de conexão do VE. O segundo termo da equação, o somatório, representa a energia armazenada na bateria do seu período de conexão (kin) até período ($k - 1$), que depende do rendimento η da bateria. O terceiro termo representa a energia armazenada ou descarregada no período atual k , que também depende do rendimento η da bateria.

O valor de energia total armazenada ao final de cada período de conexão deve estar sujeito a limites de capacidade máxima e mínima de armazenamento de cada veículo j :

$$Eve_{i,j}^{min} \leq Eve_{i,j}^k(Pve_{i,j}) \leq Eve_{i,j}^{max}, \quad (3.42)$$

$$k = 1, \dots, np; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

onde:

$Eve_{i,j}^{min}$: energia mínima que a bateria do VE j conectado na barra i pode assumir;

$Eve_{i,j}^{max}$: energia máxima que a bateria do VE j conectado na barra i pode assumir.

Esses limites são introduzidos a fim de evitar que a bateria se descarregue profundamente e que não se armazene mais energia do que ela é capaz de armazenar.

Em outras palavras, a energia armazenada é considerada disponível para a rede desde que ela esteja dentro dos seus limites operacionais.

3.4 PROGRAMAÇÃO DIÁRIA CONSIDERANDO O VE

O problema completo proposto nesse trabalho, considerando o VE passa ter a seguinte formulação:

Minimizar:

$$fo = wc \mathbf{u}^t C(\mathbf{P}_{gt}) + wp \mathbf{u}^t (\mathbf{P}_{gt} + \mathbf{P}_{gh}) - wve \mathbf{u}^t \mathbf{Pve}, \quad (3.43)$$

Sujeito as seguintes restrições:

$$\mathbf{Pg}_i^k - \left[Pd_i^k + \sum_j^{NVE_i^k} (\mathbf{Pve}_{i,j}^k) \right] = P_i^k, \quad (3.44)$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

$$\mathbf{Qg}_i^k - \left[Qd_i^k + \sum_j^{NVE_i^k} (\mathbf{Pve}_{i,j}^k) \text{tg}(\text{arcos}(FP_{inv})) \right] = Q_i^k, \quad (3.45)$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

$$-Pve_{i,j}^{max} \leq \mathbf{Pve}_{i,j}^k \leq Pve_{i,j}^{max}, \quad (3.46)$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

$$Eve_{i,j}^{min} \leq Eve_{i,j}^k(\mathbf{Pve}_{i,j}) \leq Eve_{i,j}^{max}, \quad (3.47)$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i,$$

$$Ptmin_i \leq \mathbf{Pgt}_i^k \leq Ptmax_i, \quad (3.48)$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb$$

$$Qtmin_i \leq \mathbf{Qgt}_i^k \leq Qtmax_i, \quad (3.49)$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb$$

$$Vmin_i \leq V_i^k(x) \leq Vmax_i, \quad (3.50)$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb.$$

3.5 MÉTODO PRIMAL – DUAL DE PONTOS INTERIORES

Nessa seção, será abordado a formulação do método primal-dual de pontos interiores aplicado para solução do Fluxo de Potência Ótimo descrito anteriormente.

No trabalho Borges et al. (2011) é descrito em detalhes a aplicação do método para as variáveis clássicas do FPO. Essa seção descreve apenas as variáveis e manipulações que foram introduzidas ao FPO clássico devido à inserção do VE à rede elétrica.

3.5.1 Variáveis de Folga e Barreira Logarítmica do VE

Para transformar as restrições de desigualdade (3.46) e (3.47) em restrições de igualdade, introduzem-se variáveis de folga ao problema. As restrições passam a ser representadas genericamente da seguinte maneira:

$$Eve_{i,j}^k - Eve_{i,j}^{min} - seve_{min} = 0, \quad (3.51)$$

$$Eve_{i,j}^k + Eve_{i,j}^{max} + seve_{max} = 0, \quad (3.52)$$

$$\mathbf{Pve}_{i,j}^k + Pve_{i,j}^{min} - spve_{min} = 0, \quad (3.53)$$

$$\mathbf{Pve}_{i,j}^k - Pve_{i,j}^{max} + spve_{max} = 0. \quad (3.54)$$

As variáveis de folga $seve_{min}$, $seve_{max}$, $spve_{min}$, $spve_{max}$ devem ser todas maiores que zero.

A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da barreira logarítmica na função objetivo do problema. O objetivo da barreira é penalizar a função objetivo quando as variáveis de folga se aproximam da barreira.

O problema modificado passa a ser assim representado:

Minimizar:

$$\begin{aligned}
 f.o. = f.o. - \mu \sum_{i=1, NVE} (\ln seve_{min} + \ln seve_{máx}) \\
 - \mu \sum_{i=1, NVE} (\ln spve_{min} + \ln spve_{máx}),
 \end{aligned} \tag{3.55}$$

Sujeito as seguintes restrições:

$$\mathbf{P}g_i^k - \left[Pd_i^k + \sum_j^{NVE_i^k} (\mathbf{P}vei_{i,j}^k) \right] - P_i^k = 0, \tag{3.56}$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

$$\mathbf{Q}g_i^k - \left[Qd_i^k + \sum_j^{NVE_i^k} (\mathbf{P}vei_{i,j}^k) \text{tg}(\text{arcos}(FP_{inv})) \right] - Q_i^k = 0, \tag{3.57}$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i,$$

$$Eve_{i,j}^k - Eve_{i,j}^{min} - seve_{min} = 0, \tag{3.58}$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

$$Eve_{i,j}^k + Eve_{i,j}^{max} + seve_{máx} = 0, \tag{3.59}$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

$$\mathbf{P}ve_{i,j}^k + Pve_{i,j}^{min} - spve_{min} = 0, \tag{3.60}$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i$$

$$\mathbf{P}ve_{i,j}^k - Pve_{i,j}^{max} + spve_{max} = 0, \tag{3.61}$$

$$k = 1, \dots, np ; i = 1, \dots, nb \text{ e } j = 1, \dots, NVE_i.$$

3.5.2 Função Lagrangeana

A função Lagrangeana associada a este problema é:

$\mathcal{L}(\mathbf{P}g, \mathbf{Q}g, \mathbf{P}ve, \lambda, \pi)$

$$\begin{aligned}
&= \mathcal{L}(\mathbf{P}g, \mathbf{Q}g, \mathbf{P}ve, \lambda, \pi) - \mu \sum_{i=1, NVE} (\ln seve_{min} + \ln seve_{máx}) \\
&- \mu \sum_{i=1, NVE} (\ln spve_{min} + \ln spve_{máx}) \\
&+ \lambda_P^T \left(\mathbf{P}g_j^t - \left[\mathbf{P}d_j^t + \sum_j^{NVE_i^t} (\mathbf{P}vei_j^t) \right] - P_j^t \right) \\
&+ \lambda_Q^T \left(\mathbf{Q}g_j^t - \left[\mathbf{Q}d_j^t + \sum_j^{NVE_i^t} (\mathbf{P}vei_j^t) \operatorname{tg}(\operatorname{arccos}(FP_{inv})) \right] - Q_j^t \right) \\
&+ \pi ve_{min}^T (Eve_i^t(\mathbf{P}ve) - Eve_{min} - seve_{min}) \\
&+ \pi ve_{max}^T (Eve_i^t(\mathbf{P}ve) - Eve_{máx} + seve_{máx}) \\
&+ \pi rve_{min}^T (\mathbf{P}ve + Pve_{min} - spve_{min}) \\
&+ \pi rve_{max}^T (\mathbf{P}ve + Pve_{max} + spve_{max}).
\end{aligned} \tag{3.62}$$

As variáveis Primais adicionais do problema são:

$\mathbf{P}ve, seve_{min}, seve_{máx}, spve_{min}, spve_{máx}$.

As variáveis Duais adicionais do problema são:

$\pi ve_{min}, \pi ve_{max}, \pi rve_{min}, \pi rve_{max}$.

3.5.3 Condições de Otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker

Aplicando as condições de otimalidade de *Karush-Kuhn-Tucker* (KKT), obtém-se:

$$\begin{aligned}
\nabla_{PVE} \mathcal{L} &= \left(- \sum_j^{NVE_i^t} (1) \right)^T \cdot \lambda_P + \left(- \sum_j^{NVE_i^t} (1) \operatorname{tg}(\operatorname{arccos}(FP_{inv})) \right)^T \cdot \lambda_Q \\
&+ ([(Ain + (1 - \eta) Ain) \Delta t])^T \pi ve_{min} \\
&+ ([(Ain + (1 - \eta) Ain) \Delta t])^T \pi ve_{max} + \pi rve_{min} \\
&+ \pi rve_{max},
\end{aligned} \tag{3.63}$$

$$\nabla_{\lambda_P} \mathcal{L} = \mathbf{P} \mathbf{g}_j^t - \left[\mathbf{P} \mathbf{d}_j^t + \sum_j^{NVE_i^t} (\mathbf{P} \mathbf{ve}_i^t) \right] - P_j^t, \quad (3.64)$$

$$\nabla_{\lambda_Q} \mathcal{L} = \mathbf{Q} \mathbf{g}_j^t - \left[\mathbf{Q} \mathbf{d}_j^t + \sum_j^{NVE_i^t} (\mathbf{P} \mathbf{ve}_i^t) \operatorname{tg}(\operatorname{arcos}(FP_{inv})) \right] - Q_j^t, \quad (3.65)$$

$$\nabla_{\pi eve_{min}} \mathcal{L} = Eve_i^t(\mathbf{P} \mathbf{ve}) - Eve_{min} - seve_{min}, \quad (3.66)$$

$$\nabla_{\pi eve_{max}} \mathcal{L} = Eve_i^t(\mathbf{P} \mathbf{ve}) - Eve_{m\acute{a}x} + seve_{m\acute{a}x}, \quad (3.67)$$

$$\nabla_{\pi pve_{min}} \mathcal{L} = \mathbf{P} \mathbf{ve} + Pve_{min} - spve_{min}, \quad (3.68)$$

$$\nabla_{\pi pve_{max}} \mathcal{L} = \mathbf{P} \mathbf{ve} + Pve_{max} + spve_{max}, \quad (3.69)$$

$$\nabla_{seve_{min}} \mathcal{L} = -\boldsymbol{\mu} \cdot eve - \boldsymbol{\Pi} eve_{min} \cdot seve_{min}, \quad (3.70)$$

$$\nabla_{seve_{max}} \mathcal{L} = -\boldsymbol{\mu} \cdot eve + \boldsymbol{\Pi} eve_{max} \cdot seve_{max}, \quad (3.71)$$

$$\nabla_{spve_{min}} \mathcal{L} = -\boldsymbol{\mu} \cdot pve - \boldsymbol{\Pi} pve_{min} \cdot spve_{min}, \quad (3.72)$$

$$\nabla_{spve_{max}} \mathcal{L} = -\boldsymbol{\mu} \cdot pve + \boldsymbol{\Pi} pve_{max} \cdot spve_{max}, \quad (3.73)$$

onde:

eve: vetor unitário;

pve: vetor unitário;

Ain: matriz incidência de VE;

Peve_{min}: matriz diagonal das variáveis *peve_{min}*;

Peve_{max}: matriz diagonal das variáveis *peve_{max}*;

Ppve_{min}: matriz diagonal das variáveis *ppve_{min}*;

Ppve_{max}: matriz diagonal das variáveis *ppve_{max}*.

3.5.4 Aplicando o Método de Newton às Condições de KKT

Aplicando o Método de Newton às condições de KKT para resolução do sistema por método iterativo, obtém-se o seguinte sistema de equações linearizadas:

$$H * \Delta x = -\nabla_x \mathcal{L}, \quad (3.74)$$

Sendo a matriz Hessiana (*H*) a derivada segunda. A matriz Hessiana do problema é apresentada no Apêndice A do documento devido à sua dimensão.

3.6 ALGORITMO DO MÉTODO PROPOSTO

O problema de otimização, formulado pelas equações (3.43) - (3.50) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual, que consiste em transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade por meio da adição de variáveis de folga, associando-se uma função barreira logarítmica à função objetivo. Com isso, constrói-se uma função lagrangeana estendida somente com restrições de igualdade e aplica-se as condições de otimalidade de *Karush-Kuhn-Tucker* a esta função.

As condições de otimalidade formam um sistema de equações não lineares, resolvido pelo Método de Newton-Raphson, por meio de um algoritmo especialmente desenvolvido em MatLab®, a fim de se encontrar a solução do problema de otimização. Mais detalhes sobre o MPIPDP podem ser encontrados em Borges (2010).

O algoritmo de solução é apresentado simplificadaamente a seguir:

Passo 1: Entrada de dados.

Passo 2: Inicialização de todas as variáveis de otimização, representadas pelo vetor \mathbf{Z}^k , com $k = 0$.

Passo 3: Cálculo do gradiente da função Lagrangeana (\mathcal{L}) do problema (3.43) - (3.50) através de:

$$g(\mathbf{Z}^k) = \partial \mathcal{L}(\mathbf{Z}^k) / \partial \mathbf{Z}^k. \quad (3.75)$$

Passo 4: Teste dos critérios de convergência:

- Se o ponto atual \mathbf{Z}^k satisfaz as condições de otimalidade de primeira ordem, ou seja, se $g(\mathbf{Z}^k) = 0$, FIM, a solução ótima foi encontrada.
- Caso contrário, prossegue para o Passo 5.

Passo 5: Resolução do sistema de equações não-lineares $g(\mathbf{Z}^k) = 0$ pelo Método de Newton-Raphson. Resolução da equação:

$$\frac{g(\mathbf{Z}^k)}{\partial \mathbf{Z}^k} \Delta \mathbf{Z}^k = -g(\mathbf{Z}^k). \quad (3.76)$$

Determinação do comprimento dos passos e atualização de todas as variáveis. Atualização da iteração: $k = k + 1$.

Passo 6: Atualização do parâmetro barreira μ e retorno ao **Passo 4**.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada a formulação matemática de um problema de Fluxo de Potência Ótimo multiperíodo com incorporação do veículo elétrico conectado à rede. A intertemporalidade é obtida por meio da introdução de uma função de acoplamento representada pela energia armazenada pelas baterias dos VEs.

O veículo elétrico é incorporado no problema por meio da adição de uma variável de otimização à função objetivo (3.43), além de alterar as restrições de balanço de potência em (3.44) e (3.45). Além disso, novas restrições referentes ao VE são adicionadas ao problema (3.46) e (3.47).

Como resultado, têm-se um FPO que busca, além da minimização dos custos operativos do sistema e perdas de transmissão, também a maximização da energia armazenada nas baterias dos veículos elétricos conectados à rede.

Foram descritos detalhadamente os dados de entrada, variáveis de otimização, restrições de igualdade e de desigualdade do problema de otimização envolvido, cuja solução fornece uma programação de geração de potência ativa e reativa da subestação para cada intervalo de tempo do horizonte em estudo, considerando a programação de carga e descarga das baterias dos veículos elétricos de modo a satisfazer seus limites energéticos e gargalos de magnitudes de tensão nas barras.

No próximo capítulo são apresentadas matrizes auxiliares que possibilitam a representação da conexão dos veículos elétricos ao longo das estações de carregamento e ao longo do dia.

4 MODELAGEM DO VE

Neste capítulo é apresentado a modelagem do VE utilizada na implementação computacional do modelo proposto nesta dissertação.

Para facilitar o entendimento, é apresentado um cenário didático e reduzido para demonstrar o comportamento das variáveis de entrada. Esse cenário possui cinco períodos ($np = 5$), em um sistema de quatro barras ($nb = 4$), com 3 estações de carregamentos ($nest = 3$), conectados nas barras 1, 3 e 4 ($nb_est = [1,3,4]$), com capacidade de conexão de um VE ($nve = 1$) e o perfil de comportamento de conexão é variado para demonstrar três casos possíveis. Com isso, é possível observar o comportamento da matriz conexão (M_{CONEX}), matriz potência injetada (M_{PVE}), vetor de potência do VE (PVE), vetor de VE conectados ($iPVEfree$), matriz incidência ($AINCVE$), vetor PVE por barra ($AINCVE.PVE$), matriz energia de chegada (M_{EVE}), matriz incidência de energia de chegara ($AINCheg$) e o vetor energia de chegada (EVE_{cheg}), a serem descritas.

Na sequência, na seção 4.11, são apresentadas as principais características que influenciam o VE e parâmetros para a sua modelagem. São analisados os principais aspectos das baterias, características da carga e descarga e o perfil comportamental dos usuários do VE. Nesta seção são definidas as grandezas físicas e comportamentais do VE, que são utilizados como premissas nos cenários de simulações apresentados no próximo capítulo.

4.1 CONEXÃO

A matriz de conexões é a matriz que indica a conexão dos VE no horizonte de estudo np . Ela tem dimensão ($nest\ nve \times np$), sendo que a linha dessa matriz conexão pode representar um ponto de conexão residencial ou um ponto de conexão em uma estação carregadora de VEs (ECVE).

A TABELA 4.1 ilustra uma matriz de conexão da estação (M_{CONEX}) para um horizonte de simulação de cinco períodos ($np = 5$), com a conexão de um único veículo ($nve = 1$) por ECVE. Nas posições com valor 0 significa que não há veículo conectado e com valor 1 significa que há veículo conectado. É possível representar

mais de uma conexão de VE por ECVE adicionando uma nova linha, a nova conexão da ECVE deve estar conectada na mesma barra que a conexão anterior.

TABELA 4.1 – Matriz Conexão da Estação.

	M_{CONEX}				
	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$	$t = 4$	$t = 5$
$ECVE = 1$	1	1	0	0	0
$ECVE = 2$	0	0	0	1	1
$ECVE = 3$	1	1	0	1	1

Fonte: Autor (2019).

4.2 POTÊNCIA INJETADA

A Matriz de Potência Injetada (M_{PVE}), dimensão $(nest\ nve \times np)$, contém as variáveis de otimização de potência de cada VE que está conectado no sistema. Os valores de potência injetada podem ser de carga ($Pvei_{i,j}^k > 0$) e de descarga ($Pvei_{i,j}^k < 0$), sendo $k = 1, \dots, np$; $i = 1, \dots, nb$ e $j = 1, \dots, (nest\ nve)$. Exemplo de Matriz Potência Injetada é apresentada na TABELA 4.2.

TABELA 4.2 – Matriz Potência Injetada.

	M_{PVE}				
	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$	$t = 4$	$t = 5$
$ECVE = 1$	$Pvei_{1,1}^1$	$Pvei_{1,1}^2$	0	0	0
$ECVE = 2$	0	0	0	$Pvei_{3,2}^4$	$Pvei_{3,2}^5$
$ECVE = 3$	$Pvei_{4,3}^1$	$Pvei_{4,3}^2$	0	$Pvei_{4,3}^4$	$Pvei_{4,3}^5$

Fonte: Autor (2019).

A partir das matrizes de conexão (M_{CONEX}), e da matriz de potência do VE (M_{PVE}), o algoritmo implementado constrói o vetor PVE de dimensão $[(nve\ nest\ np) \times 1]$. O vetor PVE (TABELA 4.3) contém as variáveis de otimização da potência do VE, discretizada para cada período e estação de carregamento.

TABELA 4.3 – Vetor *PVE*.

$$\begin{array}{c}
 \hline
 \mathbf{PVE} = Pvei_{1,1}^1 \\
 0 \\
 Pvei_{4,3}^1 \\
 Pvei_{1,1}^2 \\
 0 \\
 Pvei_{4,3}^2 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 Pvei_{3,2}^4 \\
 Pvei_{4,3}^4 \\
 0 \\
 Pvei_{3,2}^5 \\
 Pvei_{4,3}^5 \\
 \hline
 \end{array}$$

Fonte: Autor (2019).

4.3 VETOR VE CONECTADOS

O vetor *iPVEfree* contém as posições dos VE que estão disponíveis para otimização, ou seja, estão conectados na rede. Portanto a variável *PVE(iPVEfree)*, contém os VE que são otimizados. A TABELA 4.4 apresenta a *PVE(iPVEfree)*, que contém todos os veículos participantes da otimização.

TABELA 4.4 – Vetor VE de VE Otimizados.

$$\overline{PVE(iPVEfree)} = \begin{matrix} Pvei_{1,1}^1 \\ Pvei_{4,3}^1 \\ Pvei_{1,1}^2 \\ Pvei_{4,3}^2 \\ Pvei_{3,2}^4 \\ Pvei_{4,3}^4 \\ Pvei_{3,2}^5 \\ Pvei_{4,3}^5 \end{matrix}$$

Fonte: Autor (2019).

4.4 MATRIZ INCIDÊNCIA VE

A fim de se obter o valor de potência total injetada por cada estação de carregamento, monta-se a Matriz de Incidência do VE (*AINCVE*), de dimensão $[(nb \ np) \times (nve \ nest \ np)]$, que relaciona cada veículo às estações de carregamento para cada período np e barra nb . A TABELA 4.5 apresenta a sua estrutura, com as ECVE conectadas na barra 1, 3 e 4.

TABELA 4.5 – Matriz Incidência.

		<i>np1</i>			<i>np2</i>			<i>np3</i>			<i>np4</i>			<i>np5</i>		
		<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>
		<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>
<i>np1</i>	<i>nb1</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb3</i>	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb4</i>	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>np2</i>	<i>nb1</i>	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb3</i>	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb4</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>np3</i>	<i>nb1</i>	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb3</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb4</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
<i>np4</i>	<i>nb1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	<i>nb2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb3</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	<i>nb4</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
<i>np5</i>	<i>nb1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	<i>nb2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>nb3</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	<i>nb4</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Fonte: Autor (2019).

4.5 VETOR PVE POR BARRA

O produto entre a matriz *AINCVE* e o vetor *PVE* fornece um vetor de dimensão $[(nb\ np) \times 1]$, que associa a soma das injeções dos veículos por barra, estação de carregamento e período. A sua construção está apresentada na TABELA 4.6.

TABELA 4.6 – Vetor *PVE* por barra.

$$\begin{array}{c}
 \hline
 AINCVE \cdot PVE = \begin{array}{c}
 Pvei_{1,1}^1 \\
 0 \\
 0 \\
 Pvei_{4,3}^1 \\
 Pvei_{1,1}^2 \\
 0 \\
 0 \\
 Pvei_{4,3}^2 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 Pvei_{3,2}^4 \\
 Pvei_{4,3}^4 \\
 0 \\
 0 \\
 Pvei_{3,2}^5 \\
 Pvei_{4,3}^5
 \end{array} \\
 \hline
 \end{array}$$

Fonte: Autor (2019).

4.6 MATRIZ ENERGIA DE CHEGADA

A matriz de Energia de Chegada (M_{EVE}) contém a energia armazenada na bateria do VE quando ele se conecta à estação. A energia de chegada do VE deve constar apenas no período de conexão do VE à rede. A dimensão da matriz conexão é $[nve \ nest \times np]$, como é apresentado na TABELA 4.7.

TABELA 4.7 – Matriz Energia de Chegada.

	M_{EVE}				
	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$	$t = 4$	$t = 4$
$ECVE = 1$	$Echeg_{1,1}^1$	0	0	0	0
$ECVE = 2$	0	0	0	$Echeg_{3,2}^4$	0
$ECVE = 3$	$Echeg_{4,3}^1$	0	0	$Echeg_{4,3}^4$	0

Fonte: Autor (2019).

4.7 VETOR ENERGIA DE CHEGADA

A partir das matrizes de energia de chegada, forma-se o vetor EVE_{cheg} de dimensão $[(nve\ nest\ np) \times 1]$. O vetor EVE_{cheg} representa a energia de chegada do VE, discretizada para cada período e estação de carregamento, como é apresentado na TABELA 4.8.

TABELA 4.8 – Vetor Energia de Chegada.

$$\begin{array}{c}
 \overline{EVE_{cheg} = Echeg_{1,1}^1} \\
 0 \\
 Echeg_{4,3}^1 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 Echeg_{3,2}^4 \\
 Echeg_{4,3}^4 \\
 0 \\
 0 \\
 0
 \end{array}$$

Fonte: Autor (2019).

4.8 MATRIZ INCIDÊNCIA ENERGIA DE CHEGADA

A fim de obter o valor da energia total de chegada injetada por cada estação de carregamento, monta-se a matriz de incidência *AINCheg* de dimensão $[(nve\ nest\ np) \times (nve\ nest\ np)]$, que relaciona cada veículo às estações de carregamento para cada período *np*. A sua lógica de construção é que a energia de chegada de cada veículo seja somada apenas no momento de chegada, e considerada até o instante que o VE está conectado. A matriz também deve diferenciar se um VE foi desconectado para que não seja somado a energia de chegada de um veículo conectado em outro período. Exemplo da Matriz Incidência Energia de Chegada (*AINCheg*) é apresentado na TABELA 4.9.

TABELA 4.9 – Matriz Incidência Energia de Chegada.

		<i>np1</i>			<i>np2</i>			<i>np3</i>			<i>np4</i>			<i>np5</i>		
		<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>	<i>EC1</i>	<i>EC2</i>	<i>EC3</i>
<i>np1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>	<i>VE1</i>
	<i>EC1 VE1</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>np1</i>	<i>EC2 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>EC3 VE1</i>	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>EC1 VE1</i>	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>np2</i>	<i>EC2 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>EC3 VE1</i>	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>EC1 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>np3</i>	<i>EC2 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>EC3 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>EC1 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>np4</i>	<i>EC2 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	<i>EC3 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	<i>EC1 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>np5</i>	<i>EC2 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0
	<i>EC3 VE1</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1

Fonte: Autor (2019).

4.9 VETOR ENERGIA DE CHEGADA

Energia de chegada refere-se a energia armazenada no VE no período que esta chega à estação carregadora ou à residência. Este parâmetro é um parâmetro conhecido ou pode ser considerado aleatório. O produto entre a matriz de incidência *AINCheg* e o vetor *EVEcheg*, com dimensão $[(nve\ nest\ np) \times 1]$, representa a

energia de chegada para cada instante. Caso o VE permaneça conectado é memorizado a sua energia de chegada, e caso ele tenha se desconectado a energia de chegada passa a ser zero, como é apresentado na TABELA 4.10.

TABELA 4.10 – Energia de Chegada por Barra.

$$\begin{array}{c}
 \overline{AINCheg\ EVEC heg} = Eche g_{1,1}^1 \\
 0 \\
 Eche g_{4,3}^1 \\
 Eche g_{1,1}^1 \\
 0 \\
 Eche g_{4,3}^1 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 Eche g_{3,2}^4 \\
 Eche g_{4,3}^4 \\
 0 \\
 Eche g_{3,2}^4 \\
 Eche g_{4,3}^4
 \end{array}$$

Fonte: Autor (2019).

4.10 ALGORITMO DA MODELAGEM DO VE

O algoritmo de modelagem do VE utilizado na programação é apresentado simplificadaamente a seguir:

Passo 1: Geração das Matrizes de Conexão, que podem ser determinísticas ou aleatórias, e dependem dos parâmetros de entrada: a) número de VE; b) número máximo de VE por barra; c) número de barras com inserção do VE e d) energia de chegada do VE;

Passo 2: Geração das Matrizes de PVE, que são originadas a partir da Matriz de Conexão;

Passo 3: Geração do Vetor PVE, que são originadas a partir das Matriz de PVE;

Passo 4: Matriz Incidência de PVE que relaciona cada veículo às estações de carregamento para cada período np e barra nb , a qual transforma o Vetor PVE em Vetor PVE por barra;

Passo 5: Vetor PVE por barra, que é o produto entre a Matriz Incidência de PVE e o vetor PVE, e que associa a soma da potência consumida ou injetada dos veículos por barra, estação de carregamento e período.

Passo 6: Geração da Matriz Energia de Chegada, que contém a energia armazenada na bateria do VE quando ele se conecta à estação;

Passo 7: Geração do Vetor Energia de Chegada, que é originado da Matriz Energia de Chegada, e representa a energia de chegada do VE, discretizada para cada período e estação de carregamento.

Passo 8: Matriz Incidência Energia de Chegada, que relaciona cada veículo às estações de carregamento para cada período np . A sua lógica de construção é que a energia de chegada de cada veículo seja somada apenas no momento de chegada, e considerada até o instante que o VE está conectado;

Passo 9: Vetor Energia de Chegada, o produto entre a Matriz Incidência Energia de Chegada e o Vetor Energia de Chegada, que associa a soma das injeções dos veículos por barra, estação de carregamento e período.

As equações apresentadas no Capítulo 3, na forma escalar, são apresentadas na forma matricial, tendo por bases as matrizes desenvolvidas pelo algoritmo de modelagem do VE a fim de facilitar a compreensão do leitor.

A equação (3.41) de energia armazenada na bateria do VE representada na forma matricial é determinada pela equação (4.1).

$$[EVE] = [AINCheg] \{([PVE] - (1 - \eta) [PVE]) \Delta t\} + [AINCheg] [Echeg] \quad (4.1)$$

A equação (3.44) de balanço de potência ativa do sistema representada na forma matricial é determinada pela equação (4.2).

$$[Pg] - ([Pd] + [AINCPVE] [PVE]) - [P] = [0] \quad (4.2)$$

A equação (3.45) de balanço de potência reativa do sistema representada na forma matricial é determinada pela equação (4.3).

$$[Qg] - ([Qd] + [AINCPVE] [PVE] \operatorname{tg}(\operatorname{arccos}(FP_{inv})) - [P] = [0] \quad (4.3)$$

4.11 PARÂMETROS DO VE

A seguir, são discutidas as características de bateria dos VEs mais difundidos no mercado, as técnicas de carga e descarga, além da regulamentação no Brasil e o comportamento de utilização do VE.

4.11.1 Bateria

A bateria consiste em um dispositivo capaz de armazenar energia através de processos eletroquímicos. As características fundamentais de uma bateria são sua capacidade de armazenamento, potência elétrica e tempo de vida útil. Entre as principais tecnologias de baterias utilizadas em VEs estão as de composição de hidreto metálico de níquel (NiMH), íons de lítio (Li-Íon), chumbo ácido e sódio-cloreto de níquel (Na/NiCl₂). Cada tecnologia apresenta configurações diferentes, especialmente em relação a capacidade de armazenamento e custo (MAHMOUDZADEH ANDWARI et al., 2017).

A tecnologia que mais se destaca nos últimos anos é a do tipo íon lítio. Essas baterias apresentam energia específica (quantidade de energia armazenada pela bateria por unidade de massa) superior a 150 Wh/kg e potência específica (potência fornecida por unidade de massa) que pode chegar até a 2.000 W/kg. O tempo de vida útil é de aproximadamente 1.200 ciclos de carga/descarga (BORBA, 2012).

Os modelos de VE mais difundidos comercialmente no mercado são o *Nissan Leaf* e o *Tesla*. Segundo os dados da ficha técnica do modelo *Nissan Leaf*, o carro 100% elétrico mais vendido do mundo em 2016, sua bateria é de íon-lítio laminada com capacidade de 40 kWh (NISSAN, 2016). O modelo *Tesla* possui versões com baterias íon-lítio de 50, 75 e até 100 kWh (AUTOEVOLUTION, 2017). Nos cenários simulados no próximo capítulo foi adotado como premissa uma bateria com capacidade de 50 kWh.

4.11.2 Carga e Descarga

Os veículos elétricos podem ser recarregados através de duas formas: recarga condutiva e recarga indutiva. A recarga condutiva utiliza conexões físicas através de equipamentos condutores. A recarga condutiva é a mais utilizada para VEs. A recarga condutiva pode acontecer através de tomadas conectadas à rede elétrica, que podem ser residenciais ou comerciais. O carregamento comercial é feito através de estações de carregamento de VE (ECVE) (BORBA, 2012).

No caso das tomadas residências, a recarga pode ser feita em tomadas padrão de 127 V ou 220 V, sendo suficiente para a autonomia desejada para a maioria dos usuários. A recarga residencial é enquadrada no nível 1 de recarga, que também pode ser chamada de recarga lenta, com duração de até 8 horas. O nível 2 de recarga são geralmente tomadas de 220 V, com corrente que varia de 10 a 20 A, podendo ser mais elevada em recargas mais rápidas. O nível 2 de recarga pode ser encontrado tanto em residências ou ECVE e seu tempo de carregamento pode variar de minutos até quatro horas (BAÑOL ARIAS, 2019).

Os modos de carregamento são definidos pelo padrão IEC 61851: *Electric Vehicle Conductive Charging* (IEC, 2010), que descrevem os requisitos e protocolos de segurança e comunicação entre o VE, a ECVE e a conexão com a rede. Os níveis de carregamento são definidos pelo padrão SAE J1772: *Vehicle and Plug-in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler* (SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS (SAE) STANDARD, 2010 apud Un-Noor et al., 2017), os métodos de recarga são apresentados na TABELA 4.11. Os modos variam de acordo com o nível de recarga (relacionada a velocidade de carregamento), e podem ser tanto em corrente alternada quanto corrente contínua, com variações de potência, tensão de conexão e nível corrente. A premissa adotada nos cenários de simulação foi de uma potência de carregamento igual à 10 kW.

TABELA 4.11 - Métodos típicos de recarga definidos pela SAEJ1772.

Nível	Corrente Alternada			Corrente Contínua		
	Potência [kW]	Tensão [V]	Corrente [A]	Potência [kW]	Tensão [V]	Corrente [A]
1	1,4	120	12	36	200-450	80
	1,9	120	16			
	2,4	240	10			
2	3,8	240	16	90	200-450	200
	7,7	240	32			
	19,2	240	80			
3	>19,2	-	-	240	200-600	400

Fonte: Adaptado de Un-Noor et al. (2017).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em 2018 a Resolução Normativa nº 819, que estabelece os requisitos para a oferta de serviços de infraestrutura de recarga. A norma permite que interessados, por exemplo distribuidoras, postos de combustíveis, *shopping centers* e empreendedores, ofereçam os serviços de recarga com fins comerciais, com preços livremente negociados. A distribuidora local pode, a seu critério, instalar estações de recarga em sua área de atuação destinadas à recarga pública de veículos elétricos (ANEEL, 2018).

Entretanto, é vedada a injeção de energia elétrica na rede de distribuição a partir dos veículos elétricos, bem como a participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. A Resolução Normativa Nº 482, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica usado neste caso (ANEEL, 2012).

Portanto, a regulamentação vigente no Brasil permite o carregamento de VE conectados à rede, entretanto, ainda não permite a injeção de potência na rede. Vislumbrando mudanças na legislação, além de cenários considerando o carregamento do VE na rede, também foram simulados cenários em que o VE é capaz de descarregar, ou seja, injetar potência na rede.

4.11.3 Perfil de Utilização do VE

No Brasil, já é possível encontrar tomadas residenciais de recarga de VE nos estacionamento. Para os usuários residenciais o seu perfil de consumo é intensificado no período noturno (20h às 7h), em que o VE não está sendo utilizado e fica conectado à rede. Para a recarga comercial, há a necessidade da construção de ECVE em espaços de uso público, como por exemplo, espaços corporativos, centros comerciais, estacionamentos públicos e etc. A ECVE é fundamental para incentivar a utilização do VE, permitindo uma maior autonomia do usuário. O perfil de consumo das ECVE é corriqueiramente no horário comercial das (9h às 19h) (BAÑOL ARIAS, 2019; BORBA, 2012). Todavia, as premissas adotadas foram o perfil de utilização em horário comercial (9h às 19h) e o perfil residencial (20h às 7h).

Em Frade et al. (2011) o nível de penetração dos VEs na rede foi definido como 2%, 11% e 33% para cada estágio do horizonte de planejamento, portanto, foi adotado as mesmas premissas de níveis de penetração para os cenários simulados. Nos cenários que consideram que o carregamento dos VEs pode ser feito em zonas residenciais ou em ECVEs públicas, foi adotada a premissa que 20% dos usuários de VEs realizam o seu carregamento em tomadas residenciais, enquanto o 80% restante carregam via ECVEs públicas.

Os VEs possuem diferentes estados de carga ao chegar à ECVE que dependem do tipo de VE, da distância diária percorrida, e de outros aspectos relacionados com o comportamento dos proprietários de VEs. Considerando um valor médio de energia da bateria, foi adotado como premissa que os VE chegam com 50% de capacidade da bateria carregada.

4.12 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi descrito a modelagem do VE utilizada na formulação do FPO considerando a inserção de VE na rede. Foi apresentado um exemplo didático para exemplificar a construção das variáveis de entrada. Também foram apresentados parâmetros e características dos VE que são utilizados como premissas nos cenários simulados no capítulo a seguir. Neste capítulo foi definido que os cenários vão considerar 50 kWh como a capacidade de armazenamento dos VEs, uma potência de carga e descarga de 10 kW, perfil de carregamento residencial das 20h às 7h e o

comercial sendo das 9h às 19h, os cenários são de carga ou de carga/descarga e a energia de chegada dos VE é de 50%. Os níveis de penetração do VE na rede adotados foram de 2%, 11% e 33%, sendo porcentagens relativas à demanda total da rede. Além disso, foi estipulado um rendimento 90% na carga e descarga do VE e um Fator de Potência (FP) de 0,92 para o inversor de frequência que interliga o VE à rede.

5 SIMULAÇÕES DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE VE

Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações realizadas para avaliar o planejamento da operação da rede considerando a inserção do VE e assim, obter os impactos que estas causam na rede ativa de distribuição sob a perspectiva de um alimentador de distribuição em relação aos custos, perdas e regulação de tensão.

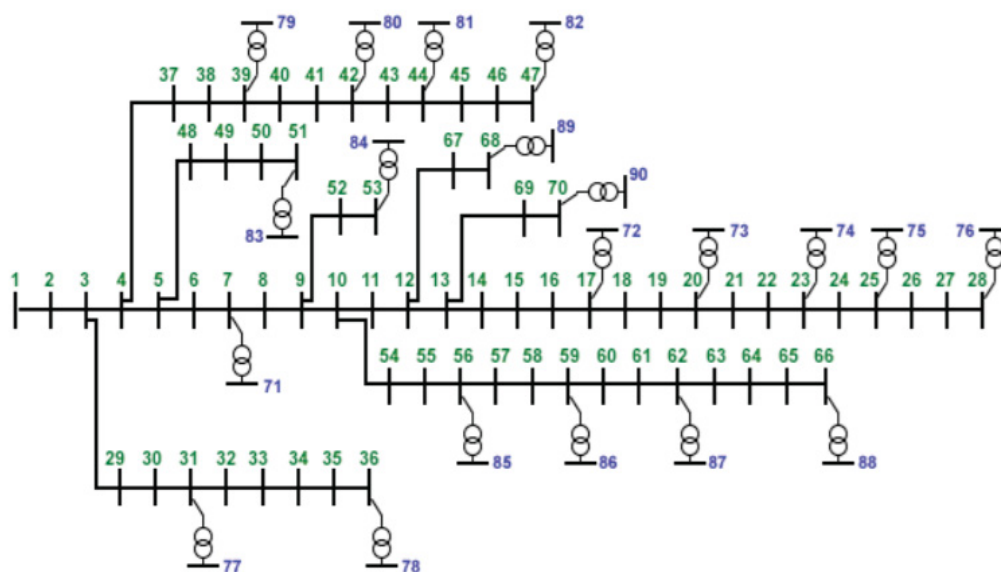
Primeiramente, são definidos os cenários que serão simulados, para 3 níveis de penetração do VE na rede. Em seguida, são apresentados os resultados obtidos nos cenários de simulações. Por fim, é feita uma análise comparativa dos cenários simulados que são discutidos na última seção deste capítulo.

Para todos os cenários simulados, foi utilizado o sistema de 90 barras, apresentado em Godoi (2009), cujos dados de potência ativa e reativa demandadas em cada barra e de impedância das linhas estão apresentados no Apêndice B.

Este sistema é composto de 90 barras (FIGURA 5.1) dentre as quais as 70 primeiras são originadas do sistema de 70 barras de Baran e Wu (1989), ao qual foi adicionado 20 barras de baixa tensão acopladas à rede de média tensão, por meio de transformadores. Além disso, seguindo a proposta de alocação de geração distribuída de Lachovicz (2018) foi adicionado 23 geradores distribuídos no sistema, a ideia é determinar a complementariedade da geração solar com o carregamento de VEs. Os GDs são geradores fotovoltaicos (FV) e estão alocados nas barras 7, 14, 20, 28, 33, 36, 41, 46, 50, 53, 53, 62, 66, 68, 70, 72, 73, 75, 76, 78, 80, 83, 85 e 87.

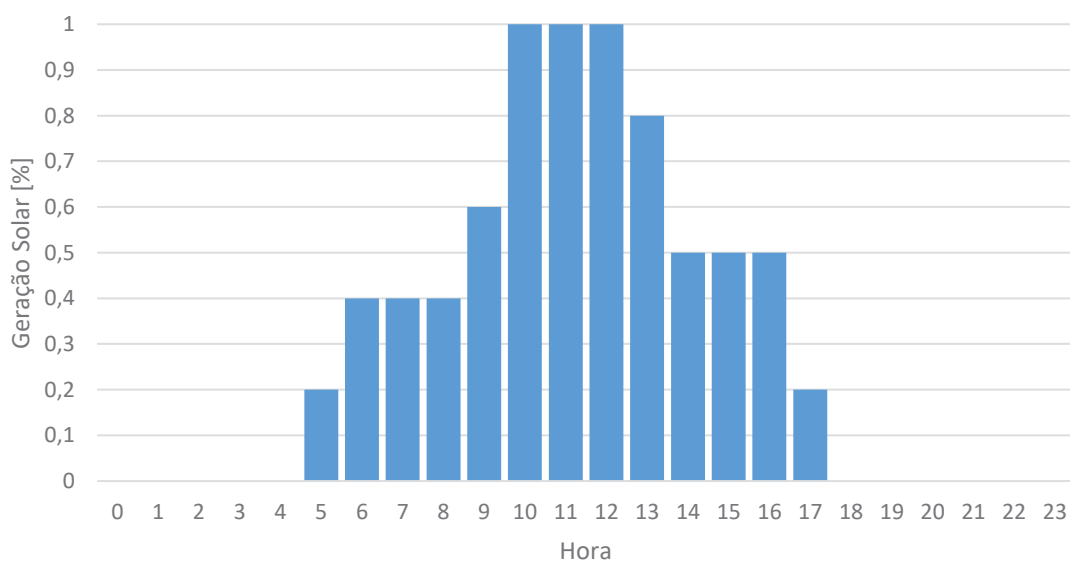
O perfil de geração FV varia ao decorrer do dia devido à variação da irradiação solar. A irradiação solar atinge seu pico das 10h às 12h, e para os períodos de 5h às 9h e 13h às 17h valores intermediários, para períodos fora dos citados não apresentam geração. A FIGURA 5.2 mostra a porcentagem de geração, em relação a sua capacidade instalada, no decorrer do dia.

FIGURA 5.1 – Diagrama Unifilar do Sistema de 90 Barras.



Fonte: Godoi (2009) e Pinto (2018).

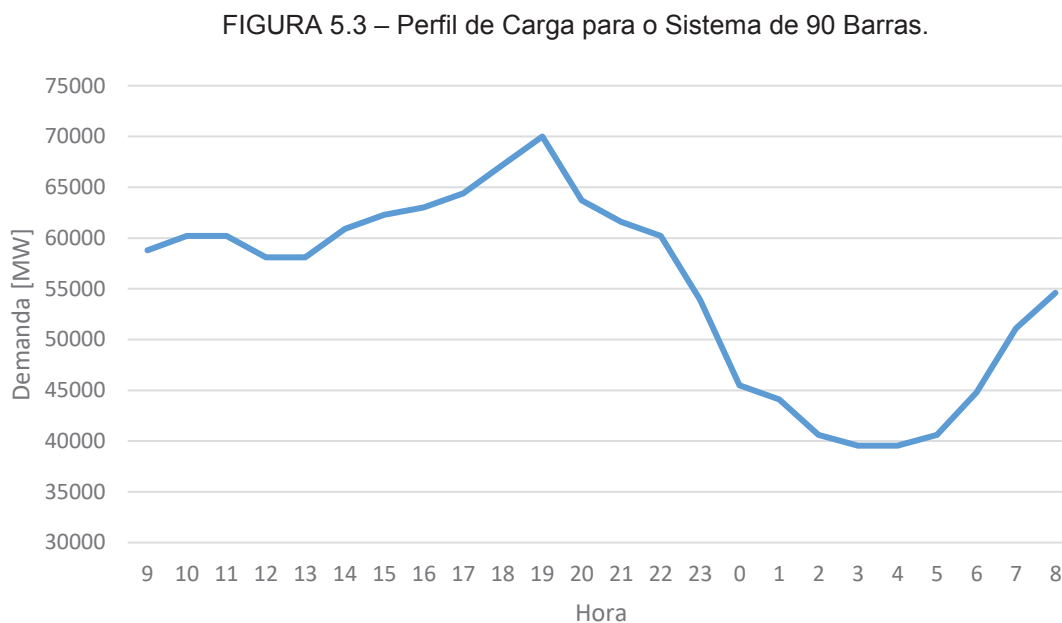
FIGURA 5.2 – Comportamento da Geração Fotovoltaica.



Fonte: Autor (2019).

As simulações para o despacho diário, com 24 patamares de uma hora cada, foram feitas a partir da curva real de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) de uma quarta feira, no inverno, publicada pelo ONS (EPE/MME, 2015). O comportamento da curva de carga é apresentado na FIGURA 5.3, atingindo o pico de

carga às 19h. O horizonte do gráfico foi apresentado das 9h às 8h para ser semelhante a representação do horizonte de estudo dos cenários simulados.



Fonte: Autor (2019).

Assim, o perfil de carga de um alimentador varia no decorrer de um dia de operação, como foi apresentado na FIGURA 5.3, de forma simplificada ele pode ser dividido em três patamares de carga, sendo: leve, média e pesada. Para cada patamar de carga, a precificação da energia é feita de forma diferenciada, portanto, o sistema possui tarifas diferentes para cada patamar de carga, como é apresentado na TABELA 5.1. No horário de ponta (18h às 21h) uma tarifa mais cara, que é o período que o consumo de energia atinge o pico máximo. Para os períodos intermediários (17h às 18h e 21h às 22h) uma tarifa que está entre a fora de ponta e a de ponta. Para um carregamento que visa economia os horários de pico devem ser evitados, sendo assim, a recarga deve ser realizada em períodos cuja tarifa de energia é menos custosa.

A tarifa horária foi definida a partir da tarifa branca, disponível desde janeiro de 2019 para consumidores com média mensal superior a 250 kWh, a perspectiva é que em 2020 a alternativa de tarifa branca esteja disponível para escolha de qualquer unidade consumidora. A tarifa branca sinaliza aos consumidores a variação do valor da tarifa de energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (ANEEL, 2019). Os

valores de tarifa foram definidos a partir dos estipulados pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) (COPEL, 2019).

TABELA 5.1 – Tarifa Horária por Patamares de Carga.

Horário	Tarifa [\$/kWh]	Patamar de Tarifa
9h às 17h e 22h às 9h	0,44401	Fora da Ponta
17h às 18h e 21h às 22h	0,62191	Intermediária
18h às 21h	0,96143	Ponta

Fonte: Autor (2019).

Como apresentado no Capítulo 2, alguns impactos já foram levantados em outros estudos que avaliaram a inserção do VE na rede de distribuição. São eles: a) aumento de carga em horários de pico; b) incapacidade das redes de suprir a inserção dos VE em larga escala; c) modificação do perfil de tensão das barras do sistema.

Nesse trabalho, optou-se por analisar as perdas elétricas, custos e perfil de tensão.

Os casos foram divididos em relação ao nível ou grau de penetração do VE na rede, os valores considerados de inserção são de 3%, 11% e 33%. A seguir são apresentados os resultados do Caso Base (Seção 5.1), 3% (Seção 5.2) e 33% (Seção 5.3), os resultados gráficos do caso 11% não são apresentados, mas os resultados numéricos são utilizados no comparativo de grau de penetração do VE.

Além do grau de penetração, separado em casos, são construídos cenários para avaliar outros fatores, são eles: a) possibilidade de carregamento ($PVE_{máx} = 0,01$ e $PVE_{mín} = 0$) ou carregamento/descarregamento ($PVE_{máx} = 0,01$ e $PVE_{mín} = -0,01$); b) perfil de carregamento do usuário do VE, se sua conexão é feita em uma ECVE (Comercial) ou em tomadas residenciais (Residencial), ou em ambos. A descrição dos cenários simulados é apresentada na TABELA 5.2. São simulados os 6 cenários para todos os casos de grau de penetração do VE na rede.

TABELA 5.2 – Cenários Simulados.

	$PVE_{m\acute{a}x}$ [p. u.]	$PVE_{m\acute{i}n}$ [p. u.]	$EVE_{m\acute{a}x}$ [p. u.]	$EVE_{m\acute{i}n}$ [p. u.]	$Echeg$ [p. u.]	<i>Perfil do Usuário</i>
C1	0,01	0	0,05	0,01	0,025	Residencial
C2	0,01	-0,01	0,05	0,01	0,025	Residencial
C3	0,01	0	0,05	0,01	0,025	Comercial
C4	0,01	-0,01	0,05	0,01	0,025	Comercial
C5	0,01	0	0,05	0,01	0,025	Resid. e Comer.
C6	0,01	-0,01	0,05	0,01	0,025	Resid. e Comer.

Fonte: Autor (2019).

As grandezas reais da capacidade de armazenamento da bateria do VE é 50kWh com uma potência de carregamento de 10 kWh. Considerando a potência base do sistema de 100 MVA, a capacidade de armazenamento da bateria e a potência de carregamento são 0,05 e 0,01p.u., respectivamente. Para os cenários 1, 3 e 5 é considerado que os VEs conectados à rede não podem injetar potência na rede. Para os cenários 2, 3 e 6, há a possibilidade de injeção de potência na rede, representado através do $PVE_{m\acute{i}n}$ podendo assumir valores negativos, como mostrado na TABELA 5.2. A capacidade de armazenamento mínimo permitido para as baterias do VE foi considerada 10 kWh. A energia de chegada do VE foi considerada de 50% da sua carga total, sendo de 25 kWh. Os perfis de conexão de usuário que possui VEs são divididos no cenário 1 e 2 de perfis residenciais, ou seja, conexão das 20h até às 7h do próximo dia. Nos cenários 3 e 4 foram considerados o perfil comercial, conexão em ECVE das 9h até às 19h. No cenário 5 e 6 foi estabelecido a mescla dos dois perfis de consumo, com uma proporção de 80% comercial e 20% residencial. Além disso, para todos os cenários simulados foi considerado um fator de rendimento da bateria igual a 0,9 e um fator de potência do inversor de frequência igual a 0,92.

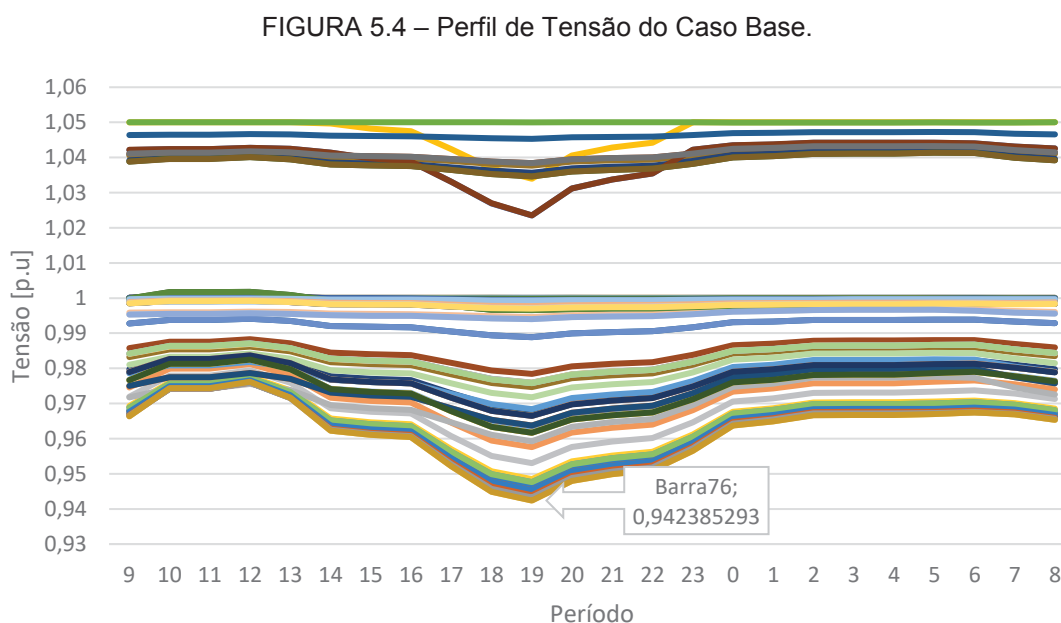
5.1 CASO BASE

O Caso Base, sem inserção do VE na rede, é utilizado como referência no comparativo para os demais cenários simulados, portanto, alguns indicadores são selecionados para avaliar o impacto do VE no sistema. Neste cenário são analisados

o perfil de tensão, no decorrer do dia, de todas as barras e em especial as barras do sistema tidas como problemáticas. Também são analisadas as perdas totais do sistema e o custo total de operação.

A simulação do Caso Base convergiu após 16 iterações, com um tempo de processamento computacional de 47 segundos, perda total do sistema de 3,0604p.u. e um custo operacional de 1017,0931\$.

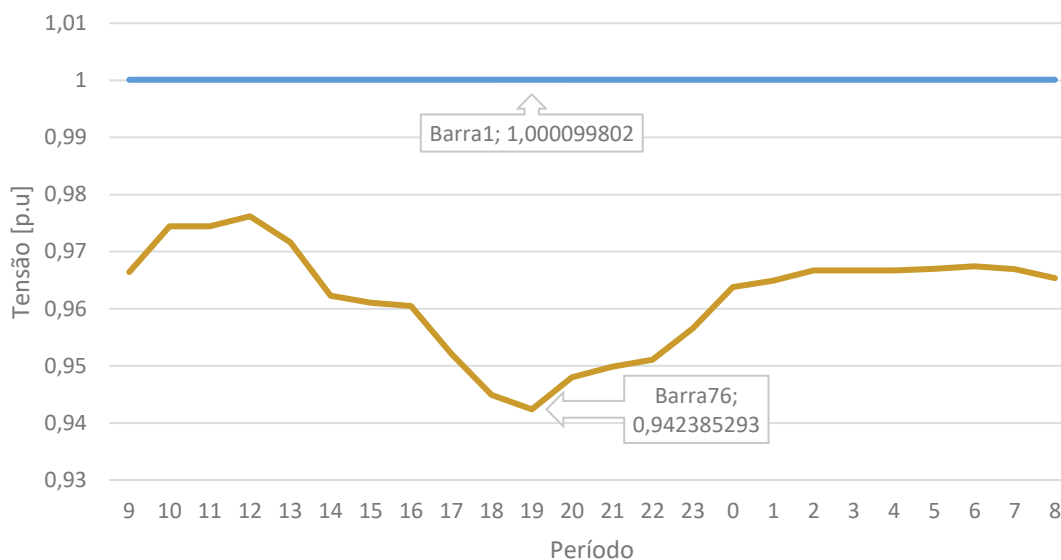
O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.4. É possível perceber que o período mais crítico do sistema é às 19h, com algumas barras atingindo valores abaixo de 0,95p.u. Em especial a Barra 76, que apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u.



Fonte: Autor (2019).

A barra do alimentador é a Barra 1, seu comportamento permanece quase constante para todo o horizonte de estudo, próximo de 1p.u., como é possível perceber na FIGURA 5.5. Na FIGURA 5.5 está também apresentada o perfil de magnitude de tensão da Barra 76 a título de comparação.

FIGURA 5.5 – Perfil de Tensão da Barra do Alimentador do Cenário Base.



Fonte: Autor (2019).

A seguir são apresentados os resultados de simulações para os casos que consideram inserção do VE, para todos os cenários citados anteriormente.

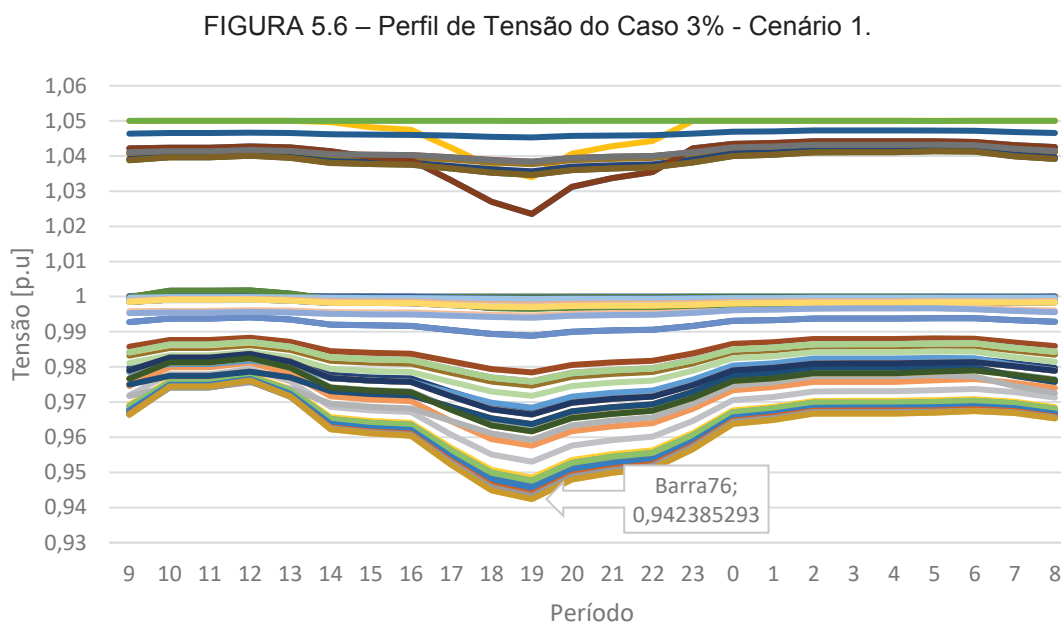
5.2 CASO 3% DE INSERÇÃO DE VE NA REDE

O Caso 3% é o Caso Base com a inserção de 3% de VE na rede, que equivale a conexão de 35 VEs simultaneamente. A quantidade de VE é em relação à potência que o VE incrementa na rede, sendo 3% de incremento na potência demandada na rede com a conexão de 35 VEs. Neste caso são conectados 5 VEs em cada uma das barras com adição de VE. Esse caso representa uma baixa penetração de VE no sistema. As barras dispostas à conexão do VE na rede são: 71, 73, 75, 77, 80, 87 e 89.

5.2.1 Cenário 1: 3% de Inserção de VE (C1_3%)

A simulação do Cenário 1 convergiu após 21 iterações, com um tempo de processamento computacional de 62 segundos, perda total do sistema de 3,0989p.u. e um custo operacional de 1027,8642\$. Comparado ao caso base, neste cenário há um pequeno aumento das perdas e custos devido principalmente ao aumento de energia necessária para carregar as baterias.

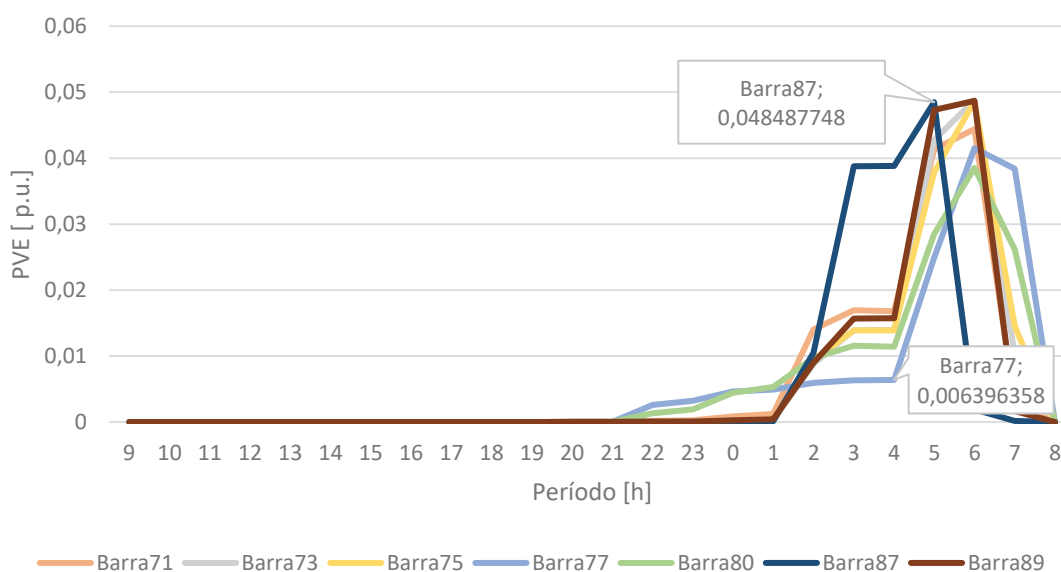
O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.6. A Barra 76 apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u. Não é possível perceber grandes impactos no perfil de tensão da rede.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da potência de carregamento do VE (PVE) na rede é apresentado na FIGURA 5.7. A otimização prioriza o carregamento dos VEs conectados em tomadas residenciais no período da 5h às 6h. Em especial, é observado o comportamento da Barra 87 que apresenta um pico de carregamento às 5h, com uma potência de carregamento 0,048p.u. A potência de carregamento na Barra 77 foi otimizada de tal forma que teve um carregamento menor comparado com as outras barras com VE conectada, às 4h seu carregamento foi de 0,006p.u.

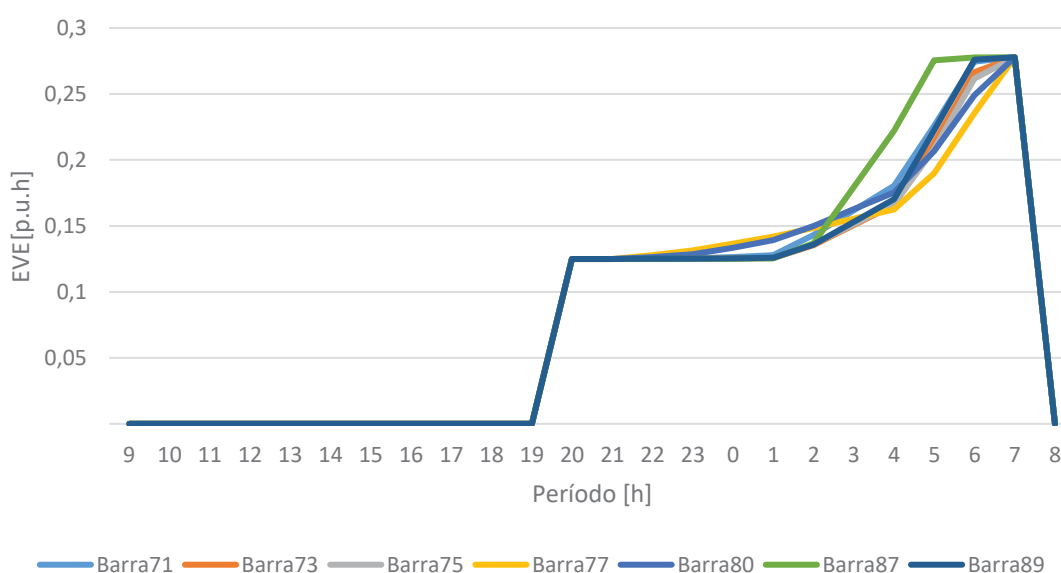
FIGURA 5.7 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 1.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE (EVE) é apresentado na FIGURA 5.8. A otimização do sistema priorizou o pleno carregamento dos VE até o instante de desconexão do sistema.

FIGURA 5.8 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 1.

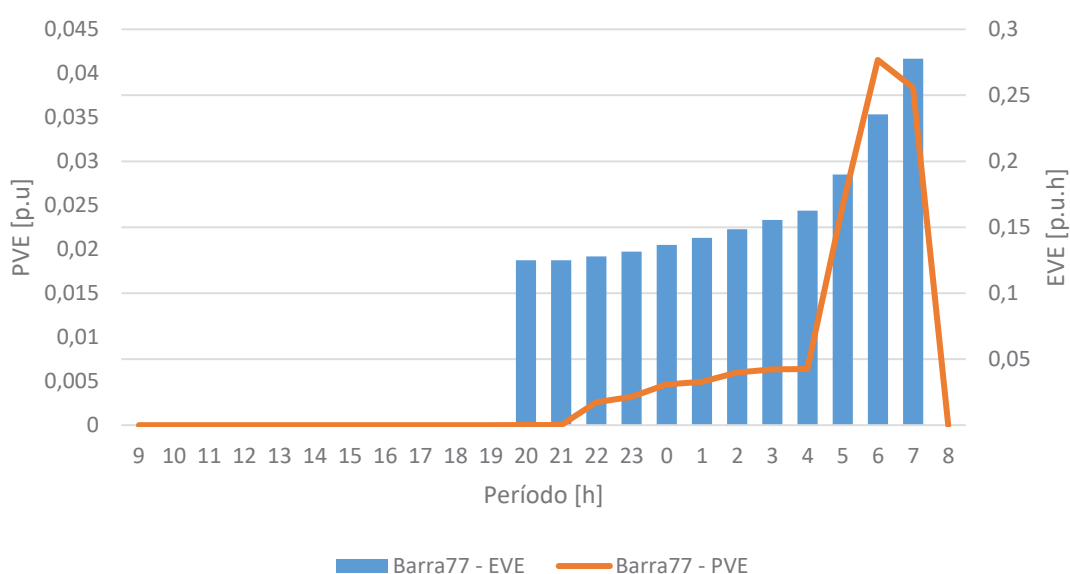


Fonte: Autor (2019).

O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 77 e 87 é apresentado na FIGURA 5.9 e FIGURA 5.10, respectivamente. Na Barra 77 a otimização

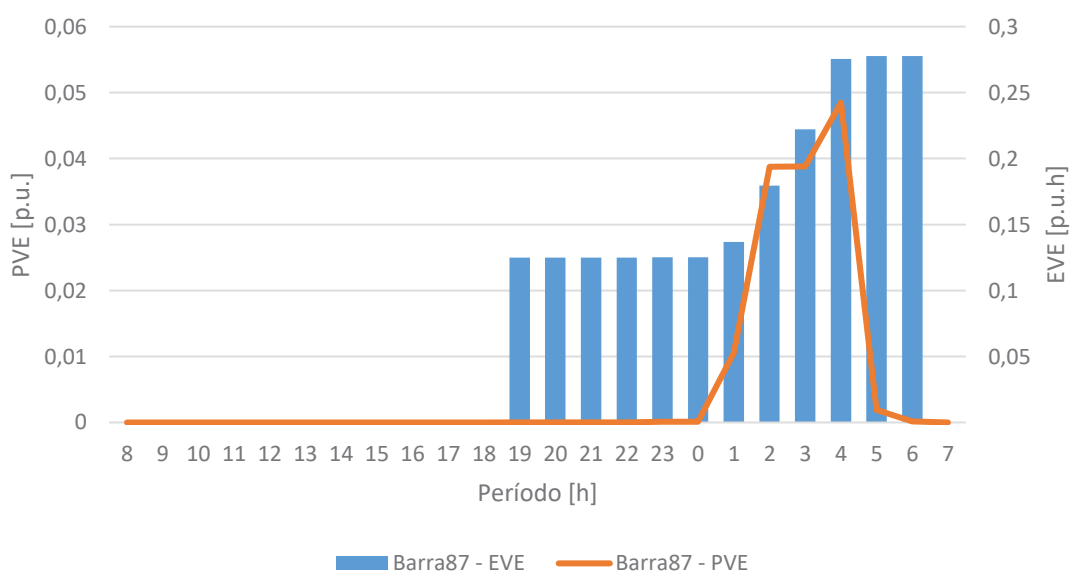
estabeleceu um carregamento mais brando no início e seu carregamento foi completo apenas no último período de conexão. Já na Barra 87 houve um carregamento maior no início e para os últimos períodos de conexão (6h e 7h) teve um carregamento residual, para atingir a capacidade máxima da bateria. Ou seja, os carregamentos não foram efetuados simultaneamente a fim de atenuar os efeitos sobre a rede de distribuição.

FIGURA 5.9 – Relação PVE x EVE da Barra 77 no Caso 3% - Cenário 1.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.10 – Relação PVE x EVE da Barra 87 no Caso 3% - Cenário 1.



Fonte: Autor (2019).

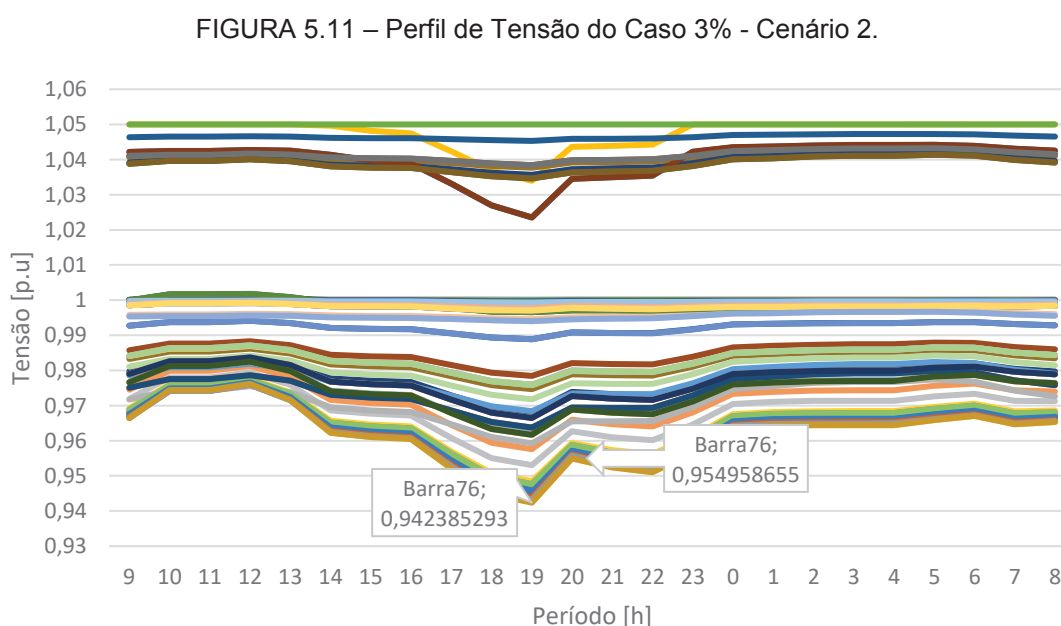
5.2.2 Cenário 2: 3% de Inserção de VE (C2_3%)

Neste cenário, é considerado a possibilidade do descarregamento do VE na rede, ou seja, injeção de potência no sistema. A simulação do Cenário 2 convergiu após 23 iterações, com um tempo de processamento computacional de 66 segundos, perda total do sistema de 3,0927p.u. e um custo operacional de 1023,7150\$. Neste cenário, a energia adicional resultante decorrente da inserção do VE foi de 1,0783p.u.

As perdas e custos foram ligeiramente menores do que os apresentados no Cenário 1, isto é, devido principalmente ao fato que os VEs carregam sua bateria em horários onde o custo da energia é mais barato e estão injetando energia em horários de ponta onde a tarifa de energia é mais cara.

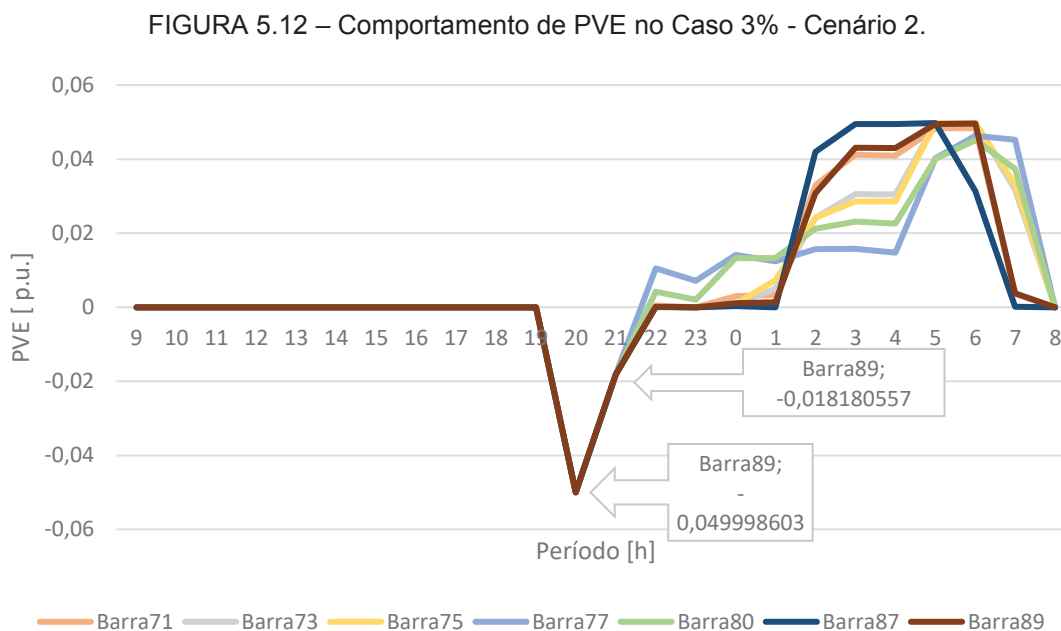
O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.11. A Barra 76 apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u.

Neste cenário que permite a injeção de potência do VE na rede é possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema para o instante em que o VE se conecta e a otimização determina que injete potência na rede, em especial a Barra 76 às 20h que apresenta uma tensão de 0,9550p.u., diferente do Caso Base, que sua tensão para o mesmo instante era 0,9480p.u.



Fonte: Autor (2019).

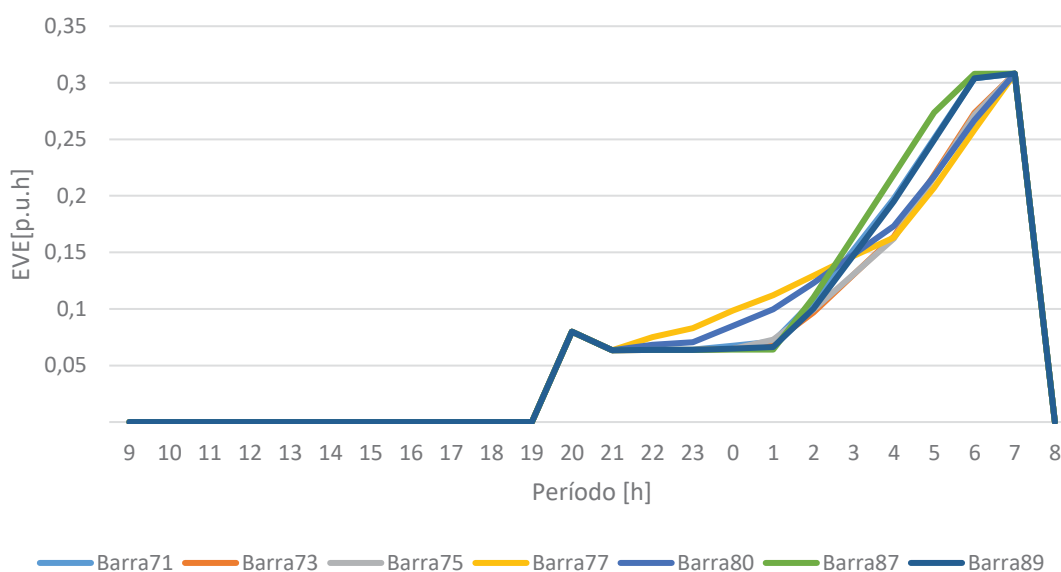
O comportamento da PVE de carregamento do VE na rede é apresentado na FIGURA 5.12. No instante da sua conexão, a otimização prioriza que a energia de chegada armazenada na bateria do VE seja injetada na rede, isso para todas as barras que o VE está conectado. As barras com a conexão de VE são descarregadas primeiras horas de sua conexão, na primeira hora (20h) o seu descarregamento é próximo do máximo de 0,05p.u., respeitando os limites de PVE. Já na segunda hora (21h) segue descarregando, mas em uma menor proporção (0,018p.u.), ou seja, percebe-se que a ação de descarregar a bateria vem no sentido de atenuar os períodos em que a carga do sistema está mais alta.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.13. É possível perceber uma redução da energia armazenada na bateria nas duas horas iniciais de conexão (20h e 21h). Mesmo assim, a otimização do sistema priorizou o pleno carregamento dos VE no período de desconexão do sistema.

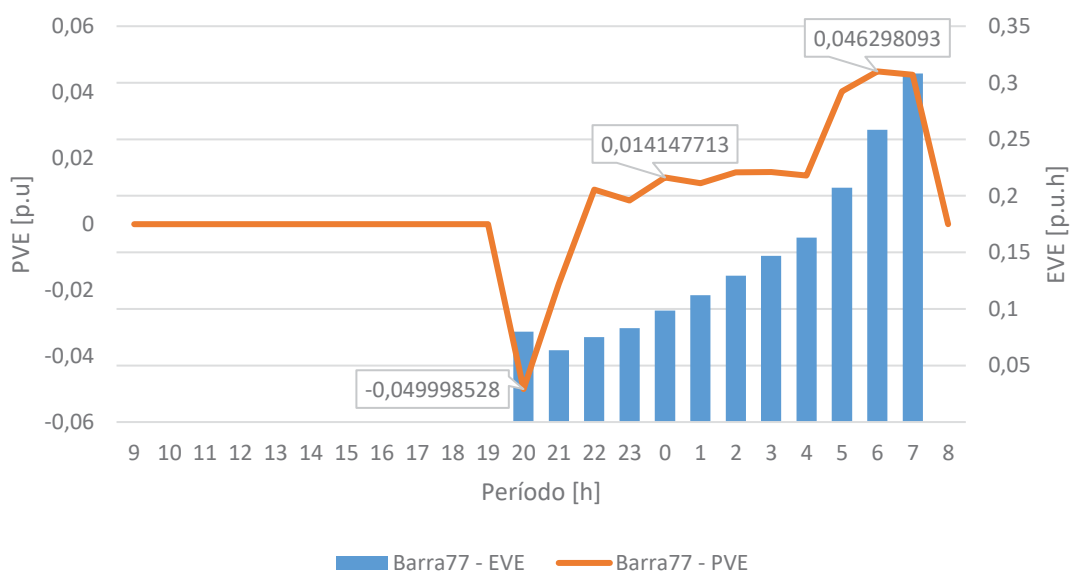
FIGURA 5.13 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 2.



Fonte: Autor (2019).

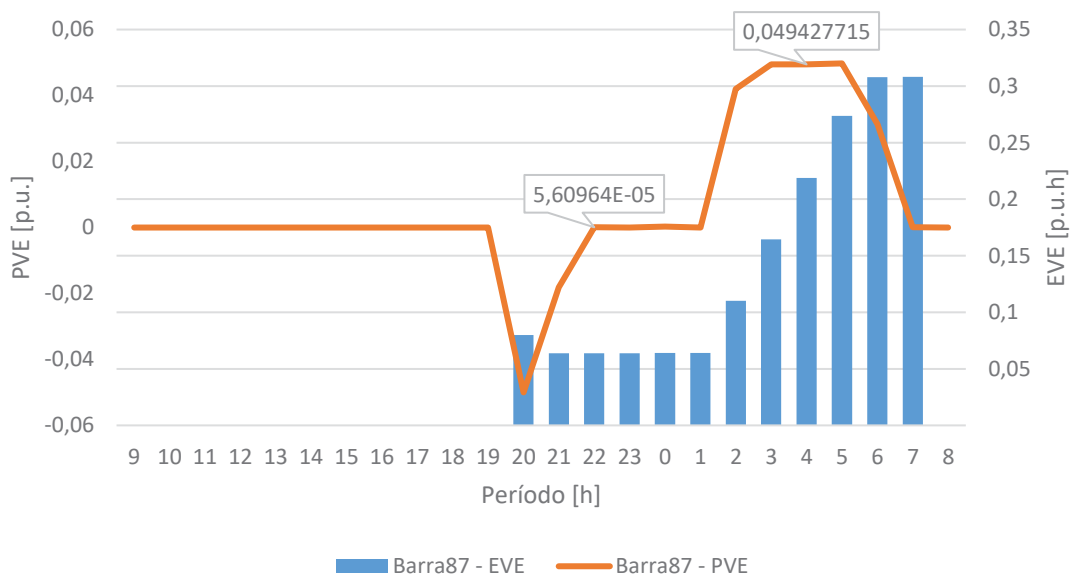
O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 77 e 87 é apresentado na FIGURA 5.14 e FIGURA 5.15, respectivamente. Nas duas barras, como dito anteriormente, foi injetado no primeiro instante o máximo permitido, na Barra 77 a otimização estabeleceu um carregamento mais contínuo no período das 22h às 4h e um pico no instante 6h. Já na Barra 87, não houve carregamento no período das 22h a 1h, o pico de carregamento foi de 0,049p.u., próximo do seu limite máximo, no período das 3h às 5h.

FIGURA 5.14 – Relação PVE x EVE na Barra 77 no Caso 3% - Cenário 2.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.15 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 3% - Cenário 2.



Fonte: Autor (2019).

5.2.3 Cenário 3: 3% de Inserção de VE (C3_3%)

Neste cenário, o perfil do usuário é do tipo comercial, que conecta seu VE em ECVE das 9h às 19h. A simulação do Cenário 3 convergiu após 31 iterações, com um tempo de processamento computacional de 89 segundos, perda total do sistema de

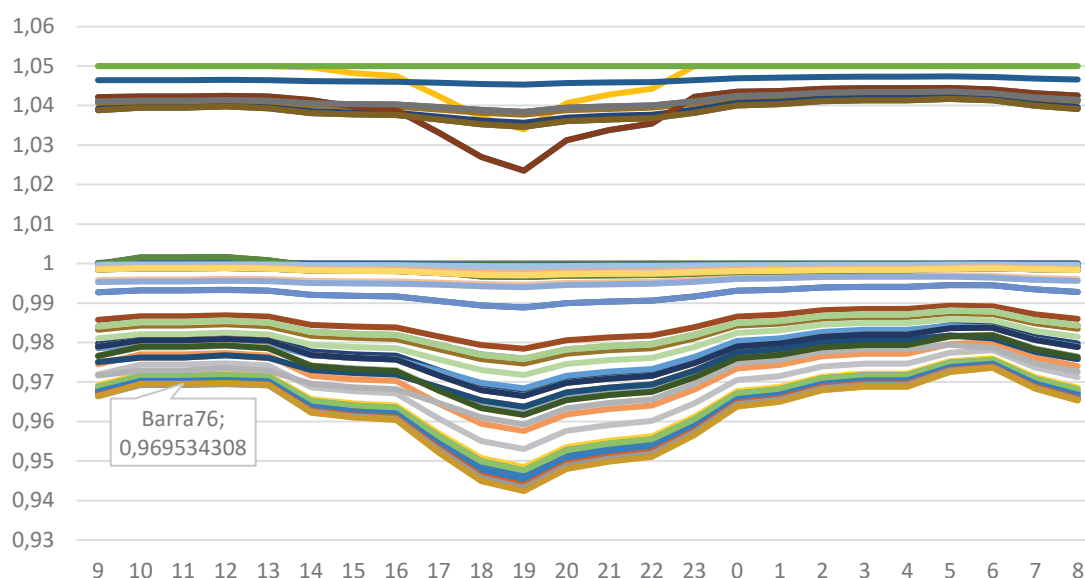
3,1014p.u. e um custo operacional de 1027,8904\$. A energia adicional total decorrente da inserção do VE foi de 0,9722p.u.

Similarmente ao cenário 1, neste cenário, em relação ao caso base, há um aumento das perdas e do custo operacional devido apenas a possibilidade de consumo adicional decorrente da inserção dos VEs.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.16. A Barra 76 apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u.

Neste cenário com perfil comercial, é possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema para as horas iniciais do dia (9h até 14h), o perfil de tensão é reduzido nas barras críticas do sistema. A tensão na Barra 76 passa a ser 0,9695p.u. às 11h, diferente do Caso Base que é 0,9744p.u.

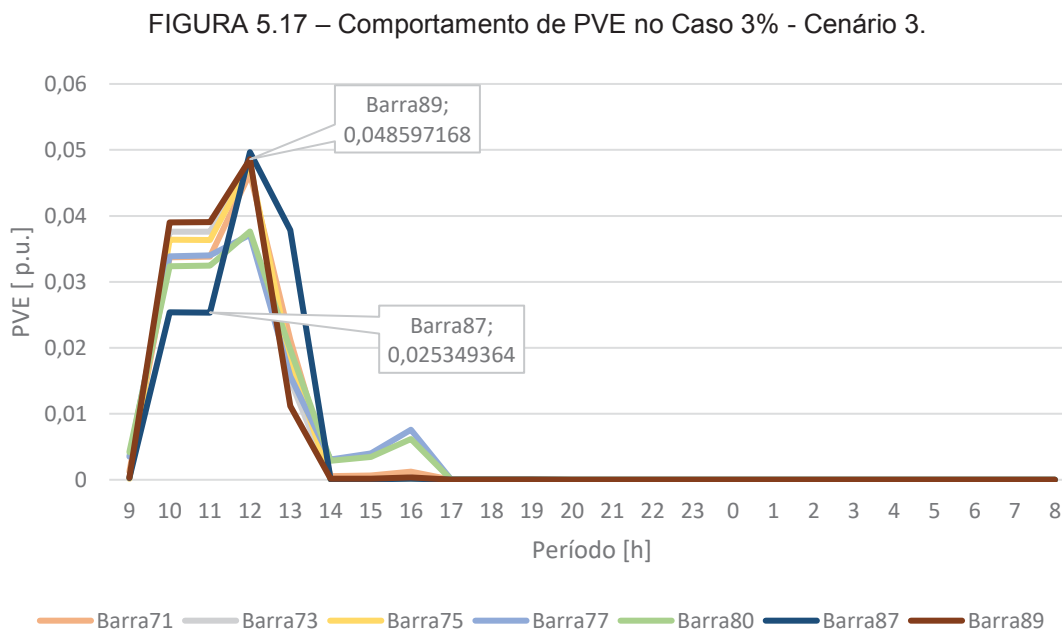
FIGURA 5.16 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 3.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da PVE de carregamento do VE na rede é apresentado na FIGURA 5.17. Para o perfil comercial a estratégia adotada pela otimização é diferente do perfil residencial, pois é priorizado o seu carregamento nos instantes iniciais da sua conexão (10h às 13h), seguindo de um carregamento mais brando nos próximos períodos (14h às 16h) e nos períodos finais da sua conexão o carregamento é zero (17h às 19h). Esse comportamento pode ser explicado relacionando o seu

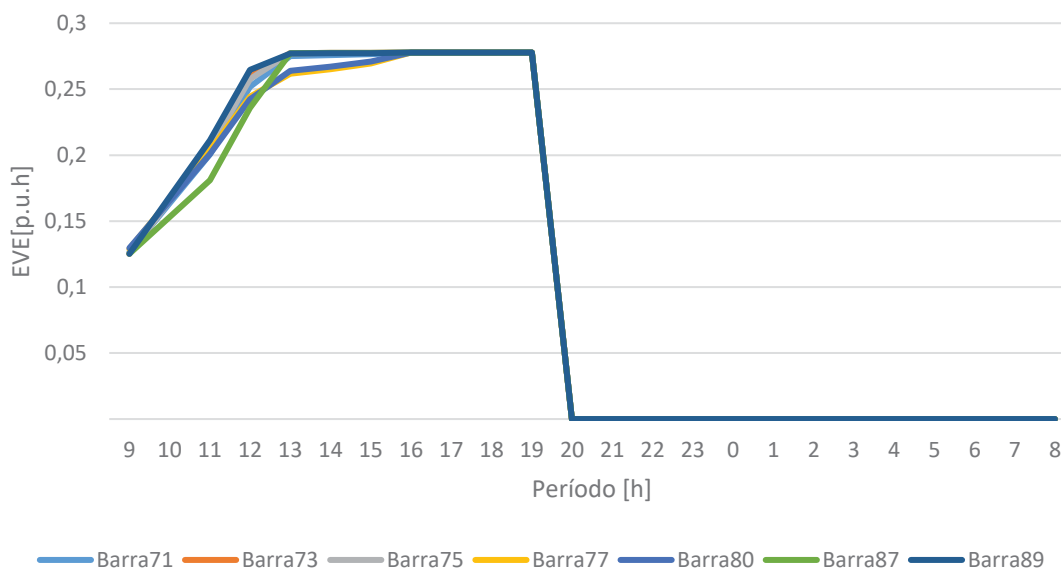
carregamento nos períodos de pico de geração da fotovoltaica, e os períodos de menor carregamento relacionados com os períodos de patamares de carga média e pesada.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.18. É possível perceber que o carregamento quase finaliza às 13h. No período das 13h até a sua desconexão o VE segue com a energia armazenada em sua bateria.

FIGURA 5.18 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 3.

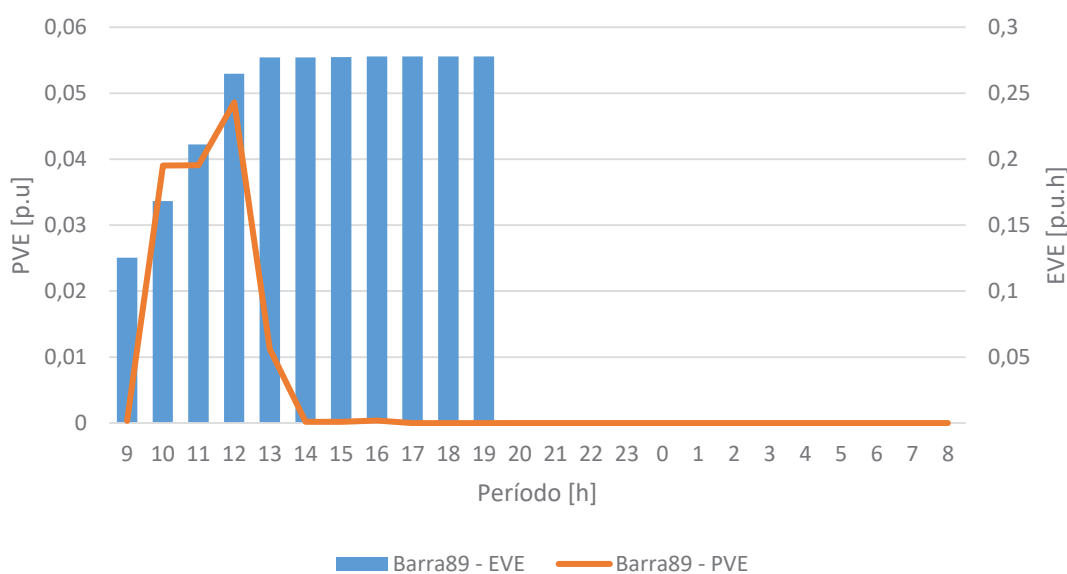


Fonte: Autor (2019).

O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 89 e 87 é apresentado na FIGURA 5.19 e FIGURA 5.20, respectivamente. As duas barras têm comportamento semelhante, priorizando um carregamento nos períodos iniciais para evitar o carregamento em períodos mais críticos do sistema.

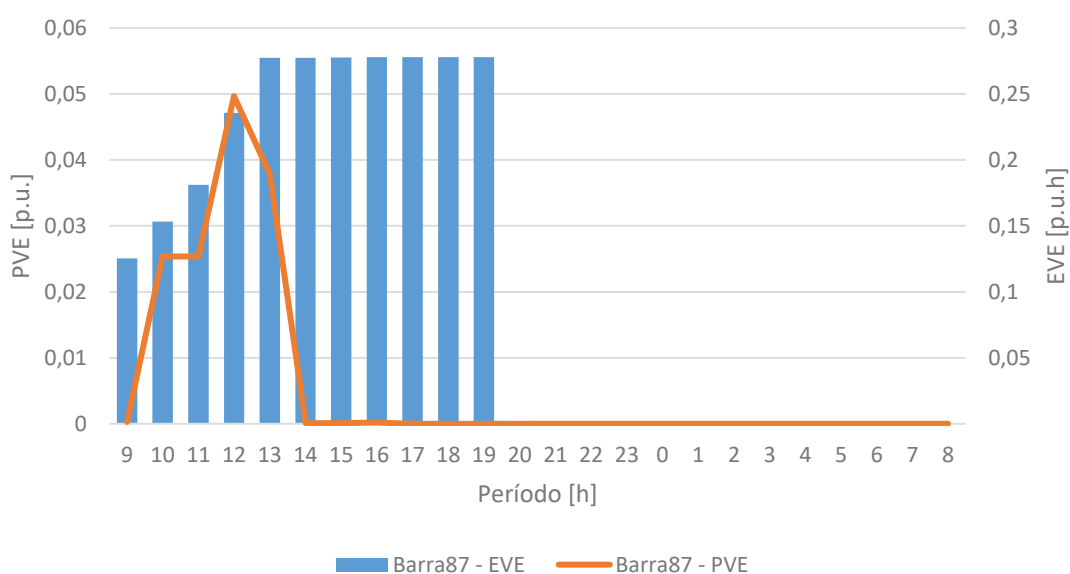
Percebe-se que a solução ótima foi a de armazenar energia na bateria nos períodos que não prejudicam a rede em termos de perfil de tensão.

FIGURA 5.19 – Relação PVE x EVE na Barra 89 no Caso 3% - Cenário 3.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.20 - Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 3% - Cenário 3.



Fonte: Autor (2019).

5.2.4 Cenário 4: 3% de Inserção de VE (C4_3%)

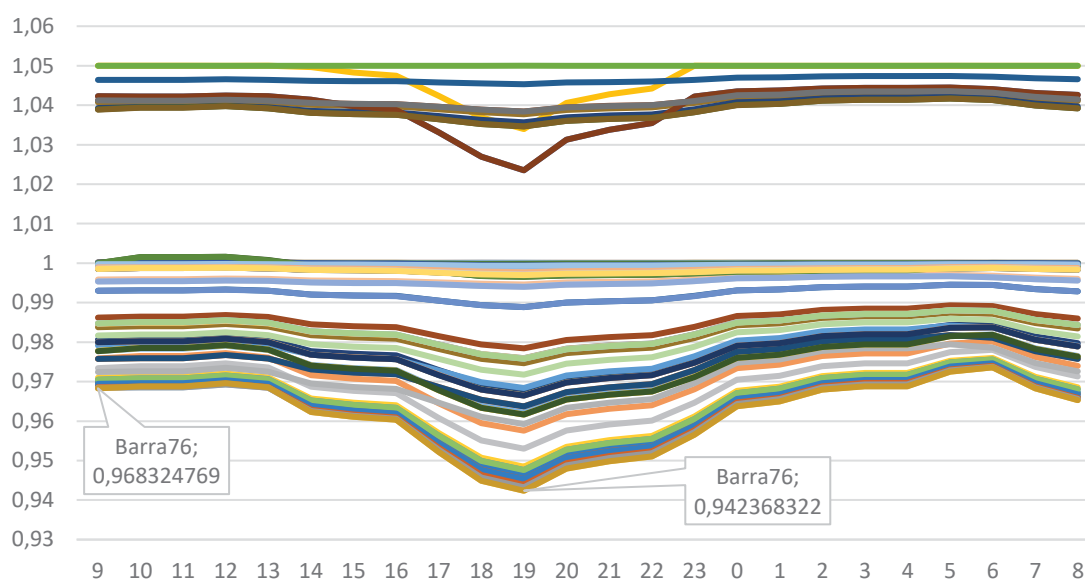
Neste cenário, é permitido a injeção de potência na rede. A simulação do Cenário 4 convergiu após 36 iterações, com um tempo de processamento computacional de 100 segundos, perda total do sistema de 3,1025p.u. e um custo operacional de 1028,2250\$. A potência adicional considerando a inserção do VE foi de 1,0005p.u.

Similarmente ao cenário 2, há diminuição das perdas e custos operacionais em relação ao cenário 3, devido a injeção de energia dos VEs no sistema.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.21. A barra 76 apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u.

É possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema em relação ao Cenário 3, a injeção de potência nos instantes iniciais melhora o perfil de tensão das barras críticas do sistema. A Barra 76 no instante inicial (9h) tem uma tensão de 0,968p.u., diferente do Cenário 3 que é 0,966p.u.

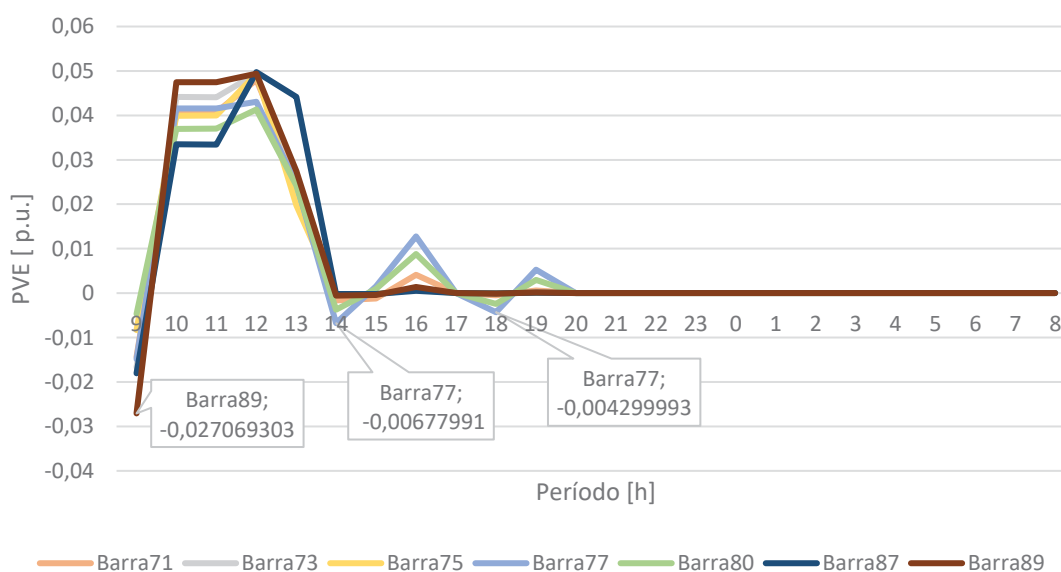
FIGURA 5.21 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

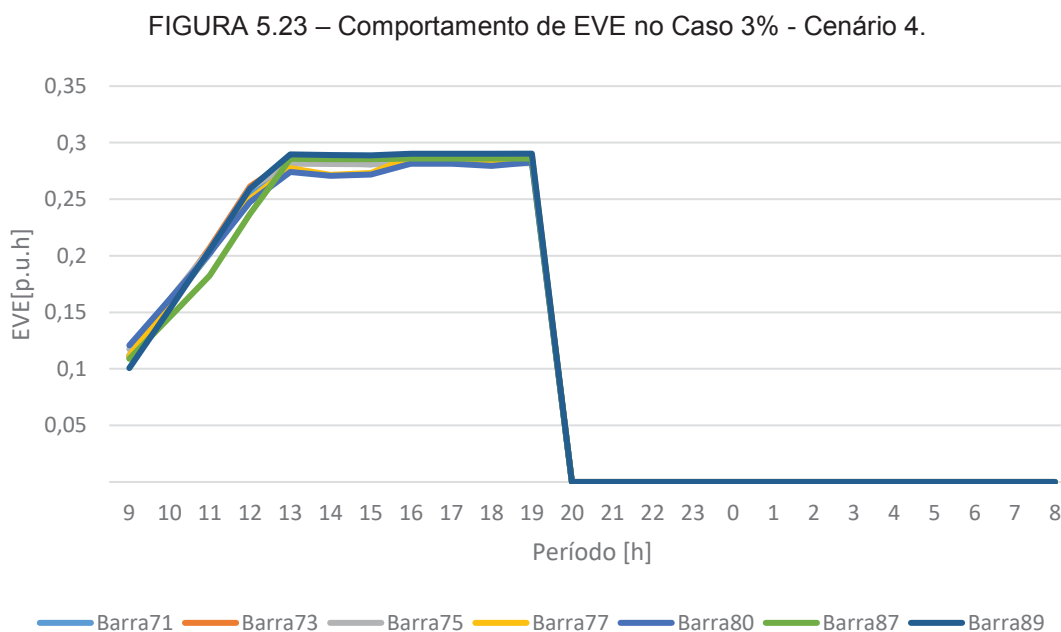
O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.22. Para o perfil comercial, com a possibilidade de injeção de potência na rede, a estratégia adotada pela otimização inicia a injeção de potência no instante inicial (9h), em seguida inicia seu carregamento vigorosamente para completar o máximo carregamento da sua bateria até o período 13h. Em especial, a Barra 77 intercala entre carregamento e descarregamento no seu período de conexão.

FIGURA 5.22 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.23. É possível perceber que o carregamento quase se encerra até às 13h. No período das 13h até a sua desconexão o VE segue com a energia armazenada em sua bateria.

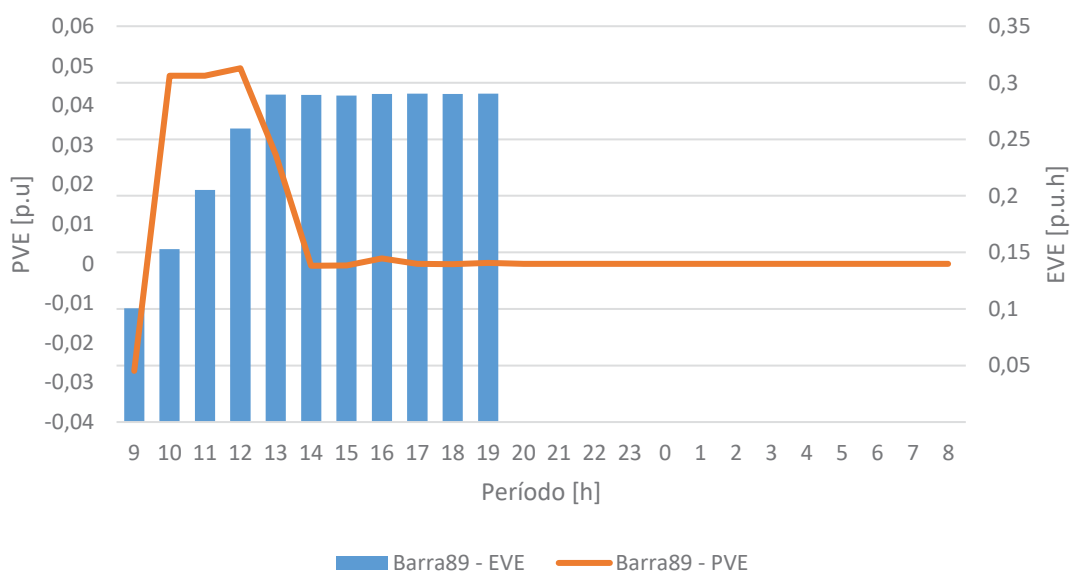


Fonte: Autor (2019).

O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 89 e 77 é apresentado na FIGURA 5.24 e FIGURA 5.25, respectivamente. A Barra 89 tem um comportamento semelhante a maioria das outras barras do sistema, injeção de potência na rede nos instantes iniciais, um carregamento vigoroso até o período 13h e depois permanece com sua bateria carregada até o fim da conexão. A Barra 77 apresenta um comportamento diferente, a estratégia da otimização é utilizar a injeção de potência do VE nos instantes 14h e 18h.

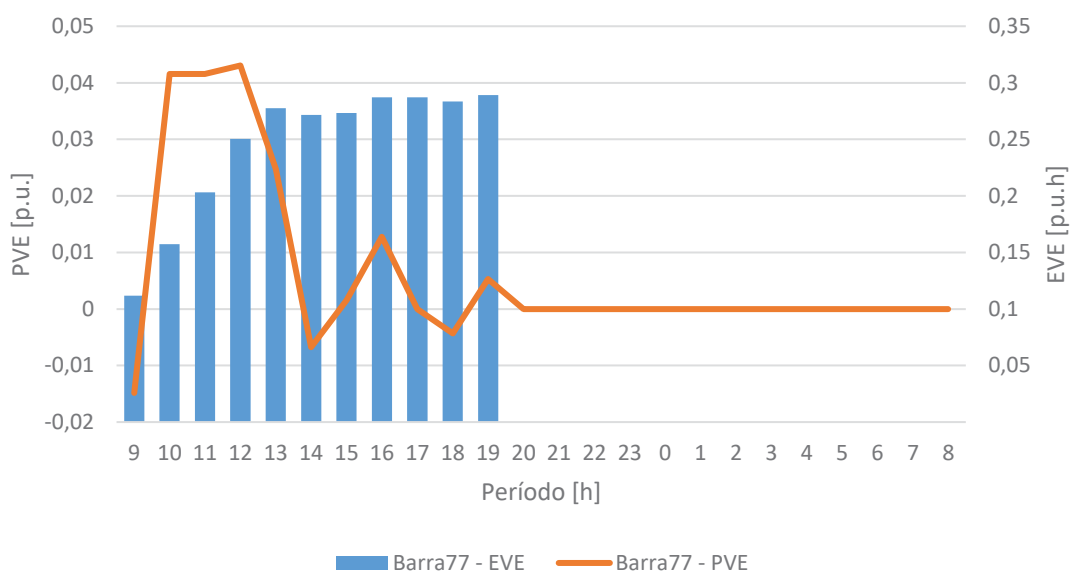
A estratégia de armazenar entre às 10h e 13h busca aproveitar as fontes solares que apresentam melhor performance nesse horário.

FIGURA 5.24 – Relação PVE x EVE na Barra 89 do Caso 3% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.25 – Relação PVE x EVE na Barra 77 no Caso 3% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

5.2.5 Cenário 5: 3% de Inserção de VE (C5_3%)

Neste cenário, é mesclado os dois perfis de usuário de VE, os residenciais e comerciais. A proporção utilizada na construção do cenário foi de 80% de usuários comerciais e 20% usuários residenciais.

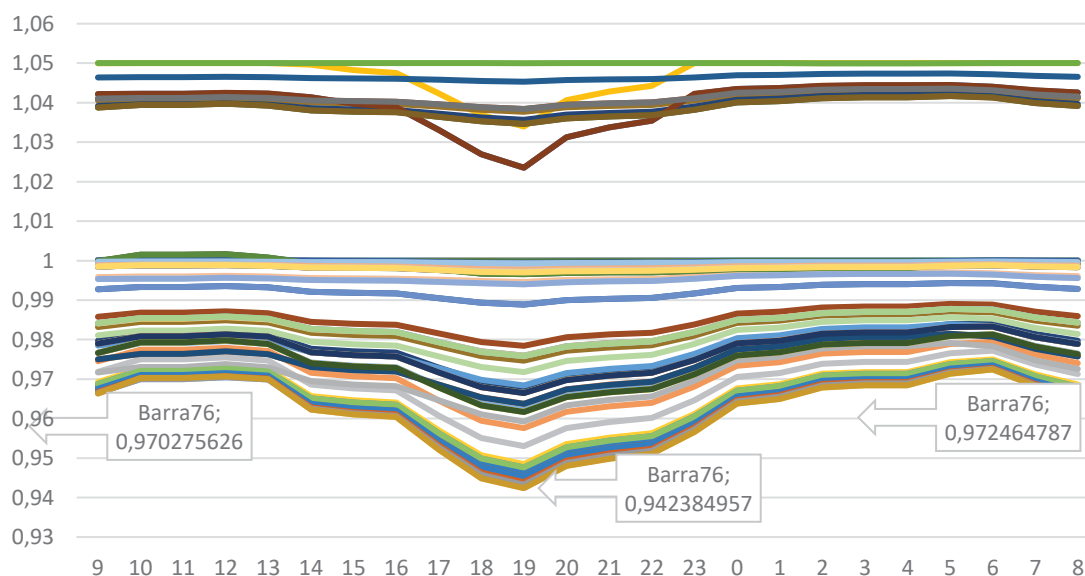
A simulação do Cenário 5 convergiu após 26 iterações, com um tempo de processamento computacional de 73 segundos, perda total do sistema de 3,1009p.u. e um custo operacional de 1027,8850\$. O consumo adicional resultante devido a inserção do VE foi de 0,9722p.u.

Comparado ao cenário base, há aumento das perdas e custos operacionais devido ao fato dos VEs se comportam apenas como cargas e não estão injetando energia ao sistema.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.26. A barra 76 apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u.

É possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema em relação ao Caso Base, no período das 9h às 13h o perfil de tensão é reduzido, no período 10h a tensão da barra 76 passa ser de 0,970p.u., diferente do Caso Base de 0,974p.u. No período das 2h às 6h há um aumento no perfil de tensão do sistema, no período 6h a tensão da Barra 76 é de 0,972p.u., diferente do Caso Base de 0,967p.u.

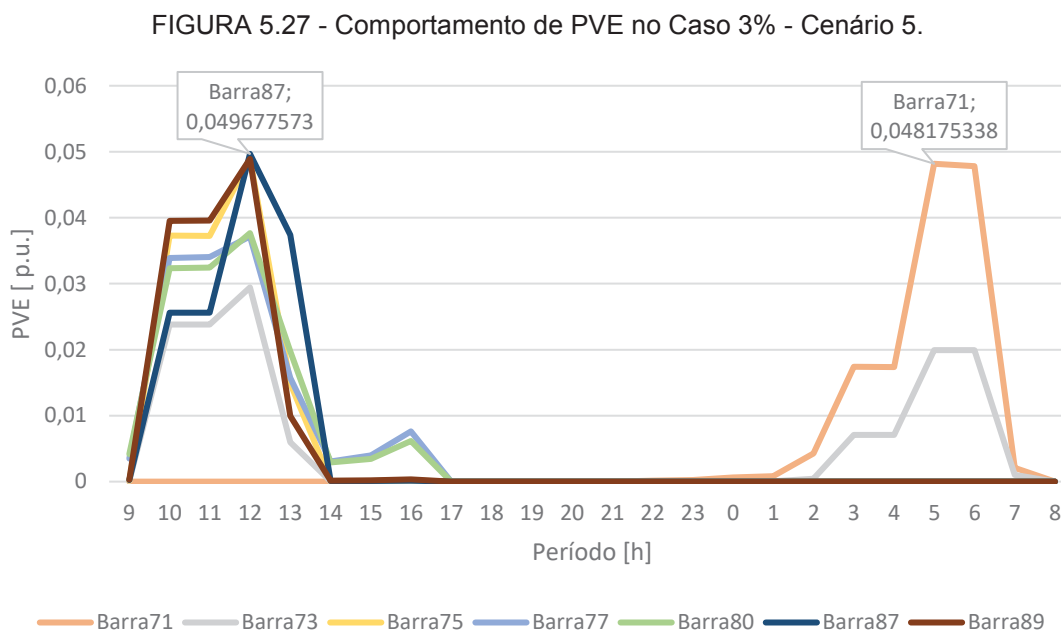
FIGURA 5.26 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 5.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.27. O comportamento do carregamento em uma rede com existência dos dois perfis é semelhante ao observado nos cenários individuais de cada perfil. Ou seja, picos de carregamento

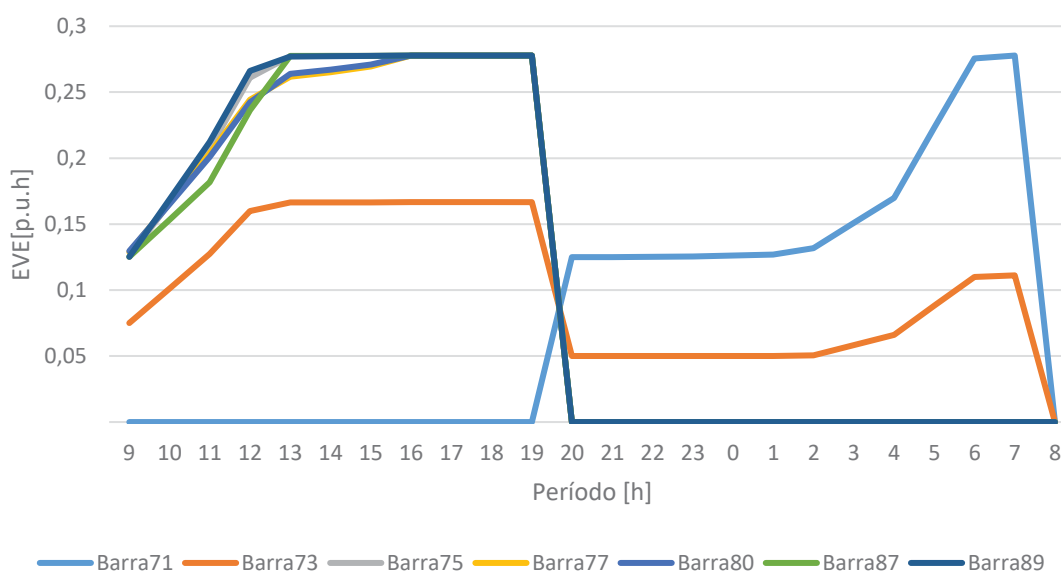
nos instantes 11h e 12h para o perfil comercial, entre 5h e 6h para o perfil residencial. A Barra 73 possui VE conectados nos dois perfis de usuários.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.28. Em especial, observa-se o comportamento na barra 73, com participação nos dois perfis de comportamento, em ambos os perfis a bateria dos VE foi carregada completamente. A diferença entre os picos de bateria em relação às demais barras acontece devido a distribuição dos VE nos perfis. Para obedecer a proporção de 80% comerciais e 20% residenciais foram conectados 3 VEs no perfil comercial e 2 no perfil residencial.

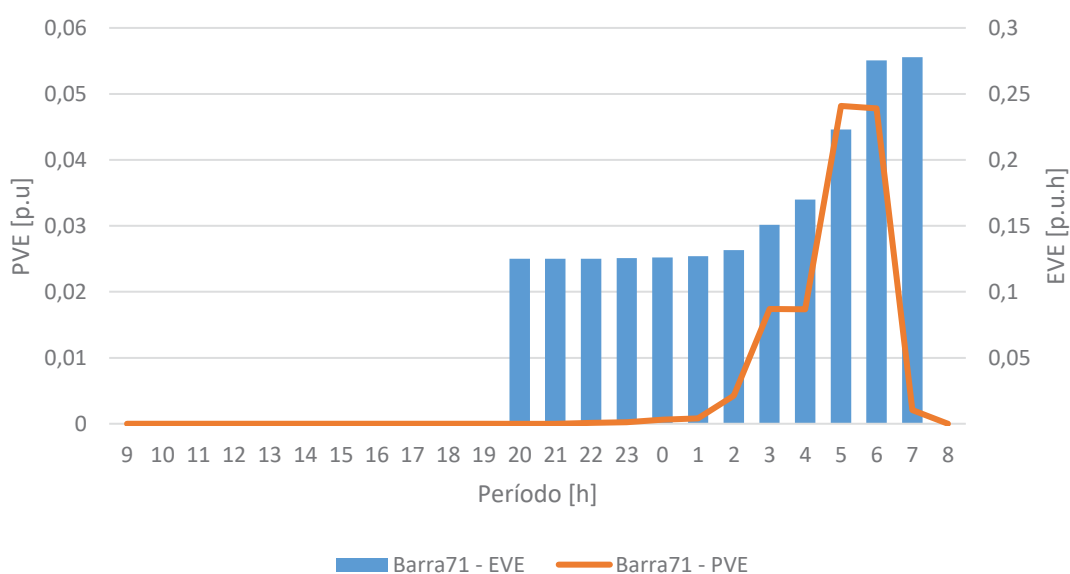
FIGURA 5.28 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 5.



Fonte: Autor (2019).

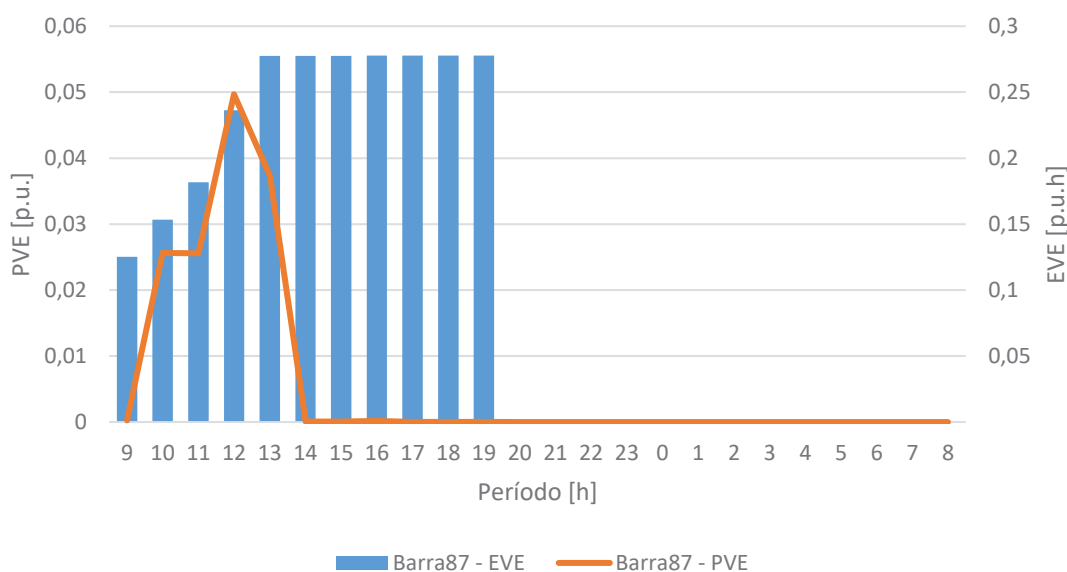
O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 71 e 87 é apresentado na FIGURA 5.29 e FIGURA 5.30, respectivamente. As barras 71 e 87 apresentam comportamentos semelhantes aos apresentados nos cenários que analisaram o impacto do perfil do usuário separadamente.

FIGURA 5.29 - Relação PVE x EVE na Barra 71 do Caso 3% - Cenário 5.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.30 - Relação PVE x EVE na Barra 87 do Caso 3% - Cenário 5.



Fonte: Autor (2019).

5.2.6 Cenário 6: 3% de Inserção de VE (C6_3%)

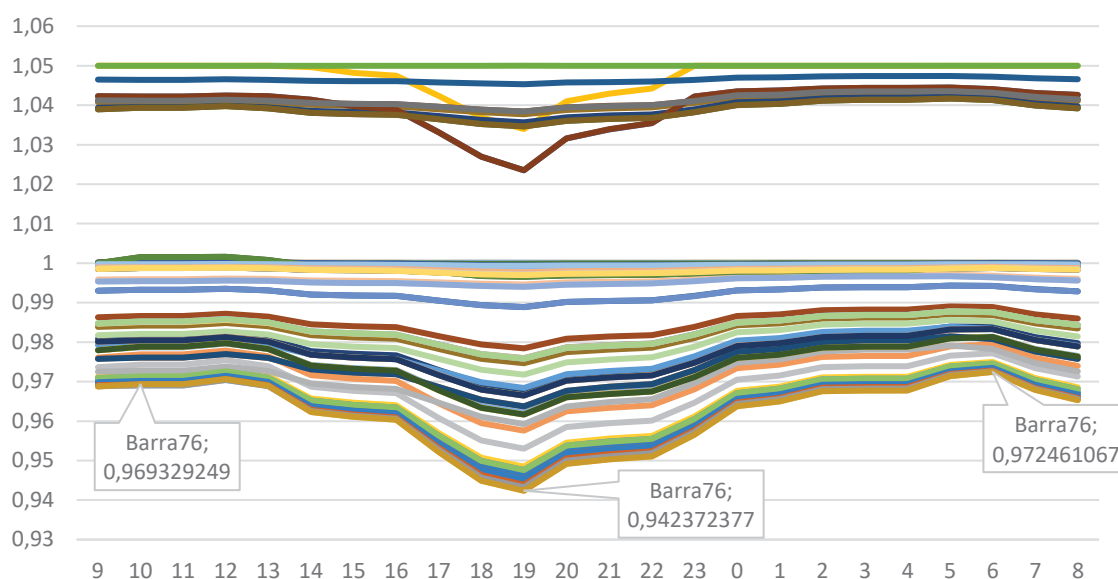
Nesse cenário, é mesclado os dois perfis de usuário de VE, os residenciais e comerciais, ambos com a possibilidade de carregamento/descarregamento.

A simulação do Cenário 6 convergiu após 24 iterações, com um tempo de processamento computacional de 79 segundos, perda total do sistema de 3,1009p.u. e um custo operacional de 1027,4019\$. A potência adicional considerando a inserção do VE foi de 1,0209p.u.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.31. A barra 76 apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u.

É possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema em relação ao Caso Base, no período das 9h às 13h o perfil de tensão é reduzido, no período 10h a tensão da barra 76 passa ser de 0,969p.u., diferente do Caso Base de 0,974p.u. No período das 2h às 6h há um aumento no perfil de tensão do sistema, no período 6 a tensão da Barra 76 é 0,972p.u., diferente do Caso Base de 0,967p.u.

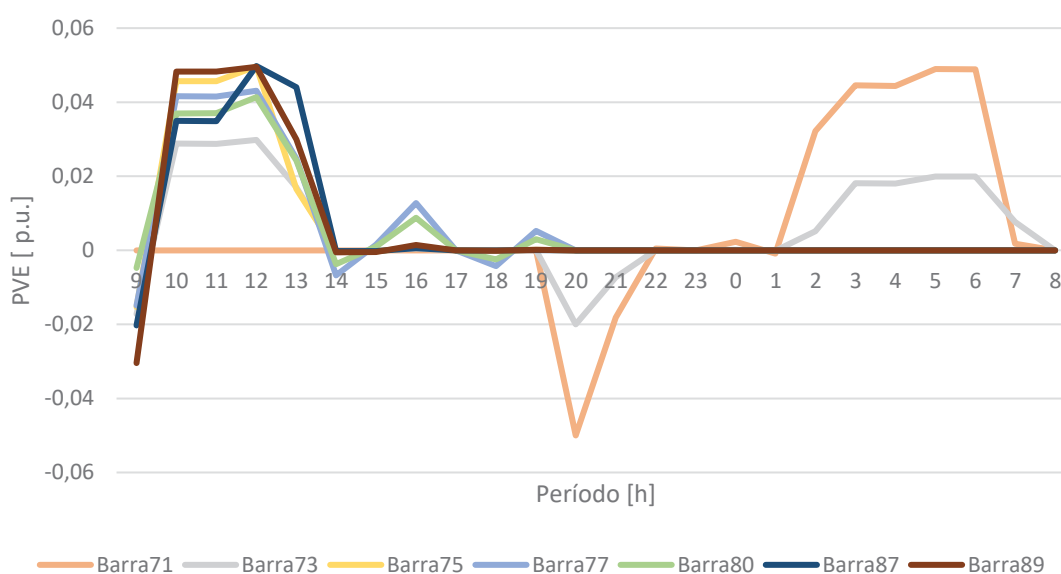
FIGURA 5.31 – Perfil de Tensão do Caso 3% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da PVE na rede é apresentado na FIGURA 5.32. O comportamento do carregamento/descarregamento também é bastante semelhante ao observado nos cenários individuais de cada perfil. Ou seja, carregamento das 10h às 13h com picos de carregamento nos instantes 11h e 12h para o perfil comercial. No perfil residencial carregamento no período das 2h às 6h, picos às 5h e 6h. São observados picos de descarregamento nos períodos 9h e 20h.

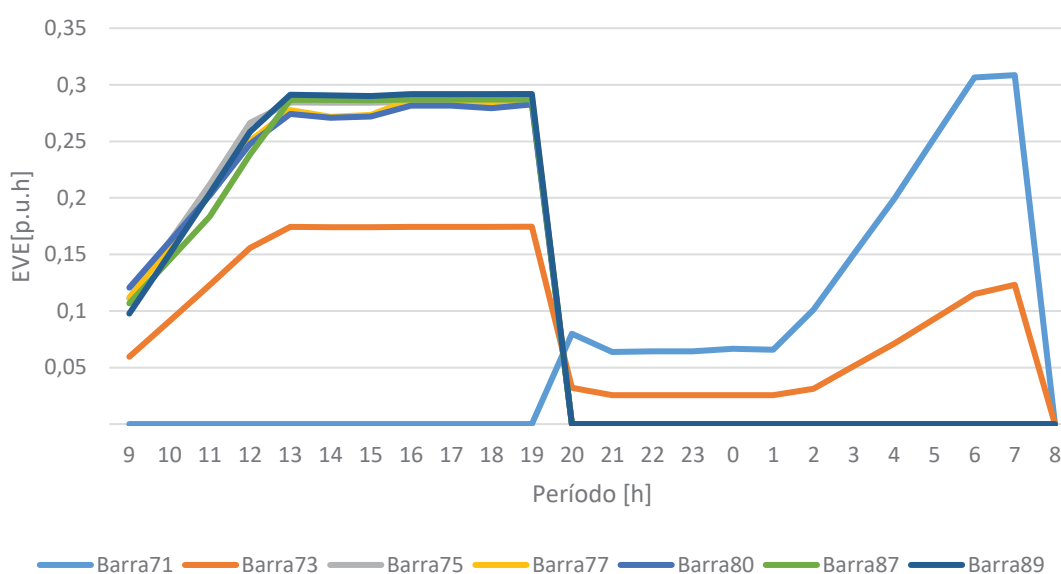
FIGURA 5.32 – Comportamento de PVE no Caso 3% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.33. É possível perceber uma redução da energia armazenada na bateria nos dois primeiros instantes de conexão (20h e 21h), devido à injeção de potência do perfil residencial. Nos instantes 9h e 10h mesmo havendo injeção de potência na rede do perfil comercial, sua parcela é menor, não impactando significativamente no armazenamento da bateria.

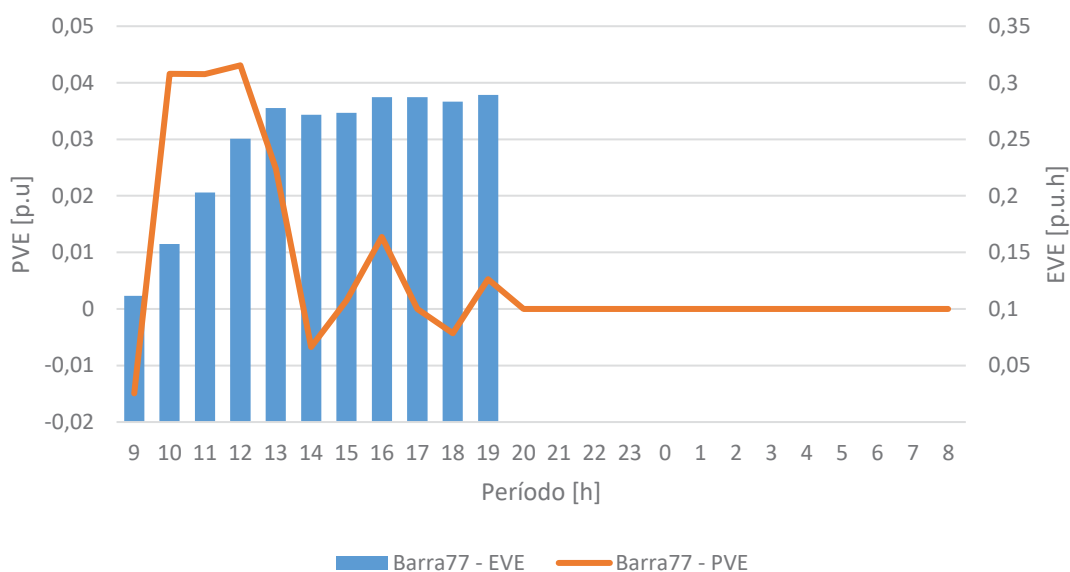
FIGURA 5.33 – Comportamento de EVE no Caso 3% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

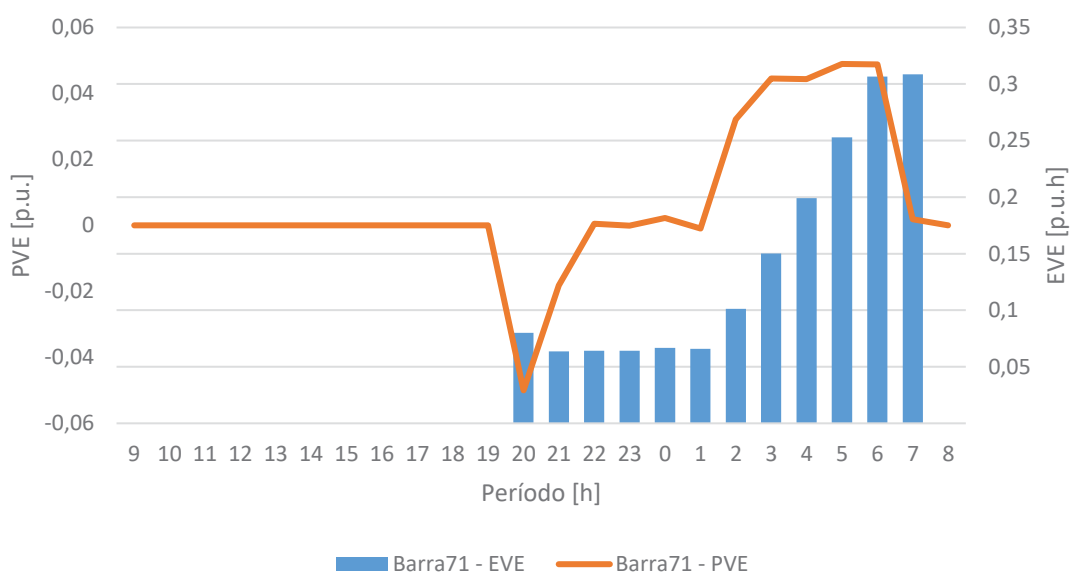
O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 77 e 71 é apresentado na FIGURA 5.34 e FIGURA 5.35, respectivamente. As barras 71 e 77 apresentam comportamentos semelhantes aos apresentados nos cenários que analisaram o impacto do perfil do usuário separadamente.

FIGURA 5.34 – Relação PVE x EVE na Barra 77 no Caso 3% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.35 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 3% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

5.3 CASO 33% DE VE NA REDE

O Caso 33% é o cenário base com a inserção de 33% de VE na rede, que equivale a conexão de 600 VEs simultaneamente. Neste caso são conectados 30 VEs nas barras com adição de VE. Esse caso representa uma alta penetração de VE no

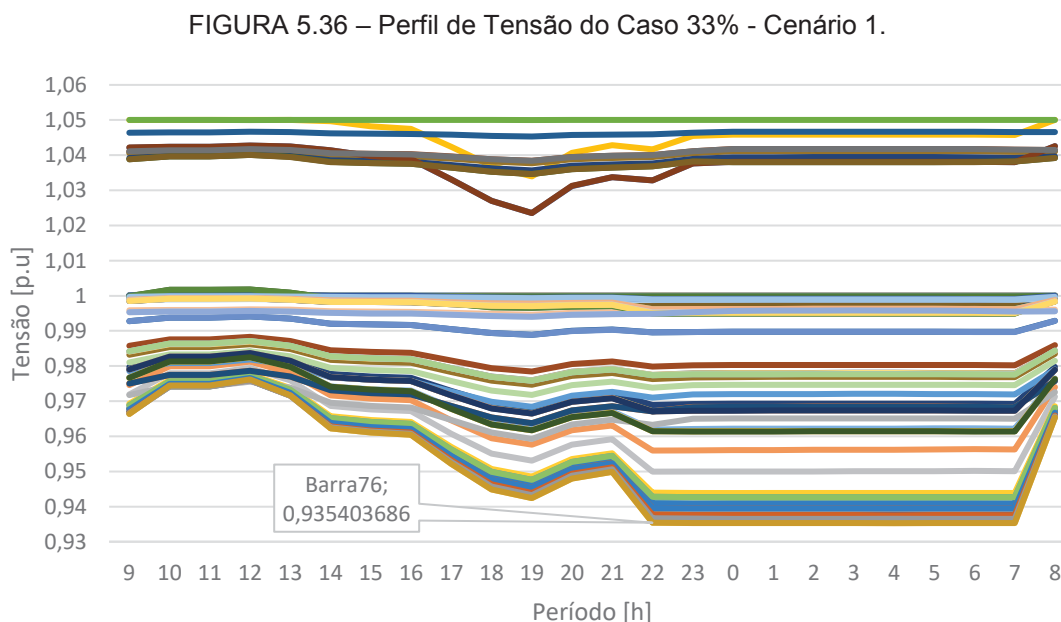
sistema. As barras disponibilizadas para conexão do VE na rede são: 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87 88, 89 e 90.

5.3.1 Cenário 1: 33% de Inserção de VE (C1_33%)

A simulação do Cenário 1, com perfil residencial, convergiu após 29 iterações, com um tempo de processamento computacional de 151 segundos, perda total do sistema de 4,0013p.u. e um custo operacional de 1204,7253\$. A energia adicional considerando a inserção do VE foi de 16,6667p.u.

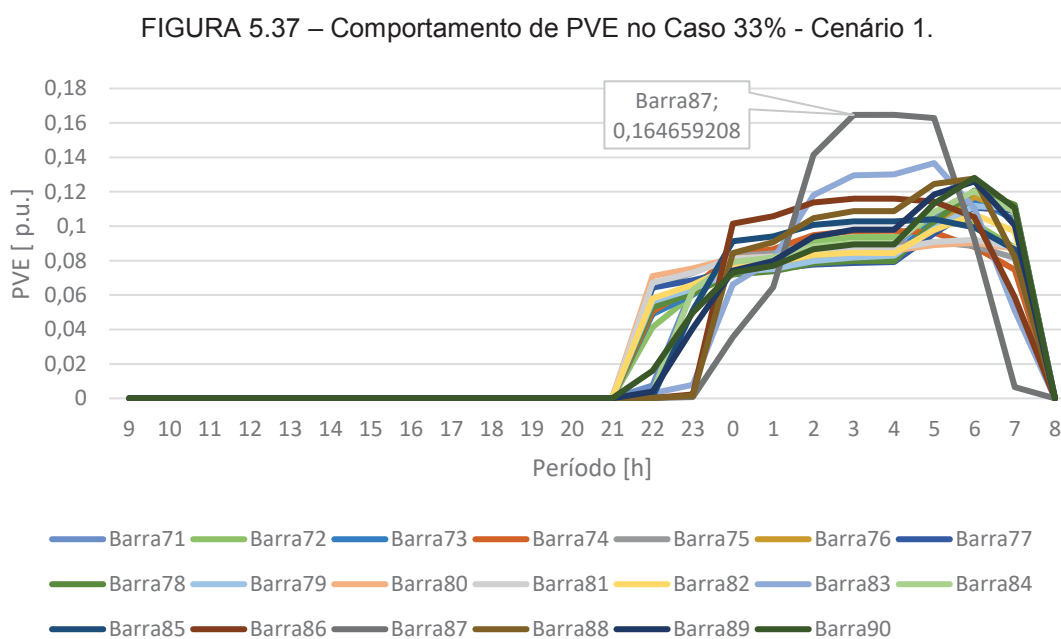
Neste cenário as perdas e custos são maiores que no caso base e demais cenários do caso 1 devido ao grande aumento da penetração do VE ao sistema.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.36. É possível perceber uma grande mudança no perfil de tensão da rede. O alto grau de penetração de VE na rede causa uma redução do perfil de tensão do sistema a níveis próximos do limite mínimo de 0,93p.u. No instante de conexão do VE à rede no período 20h, não é percebido grande influência, mas no período 22h a tensão da Barra 76 é de 0,935p.u. e esse valor praticamente se repete até às 7h.



Fonte: Autor (2019).

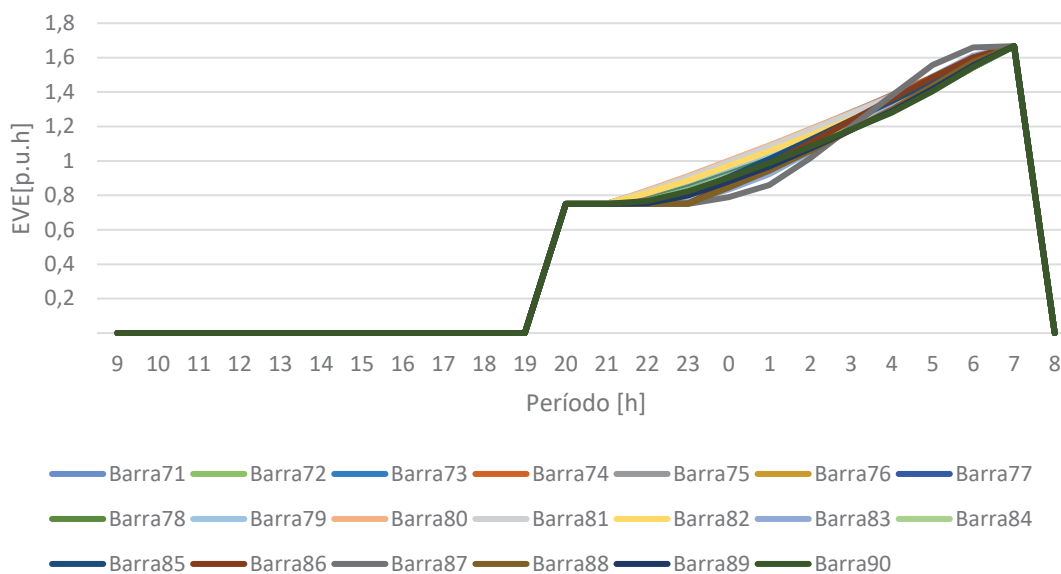
O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.37. Devido ao alto grau de penetração do VE na rede, a otimização não determina o carregamento às 20h que é um momento de carga pesada e tarifa mais cara, mas determina o carregamento massivo de todos os VE a partir do período 22h. Em especial, é observado o comportamento da Barra 87 que apresenta um pico de carregamento às 3h, com uma potência de carregamento 0,165p.u.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.38. É possível perceber uma taxa de crescimento do armazenamento da bateria do VE quase que constante a partir do instante 21h até às 7h, que é quando ocorre a desconexão.

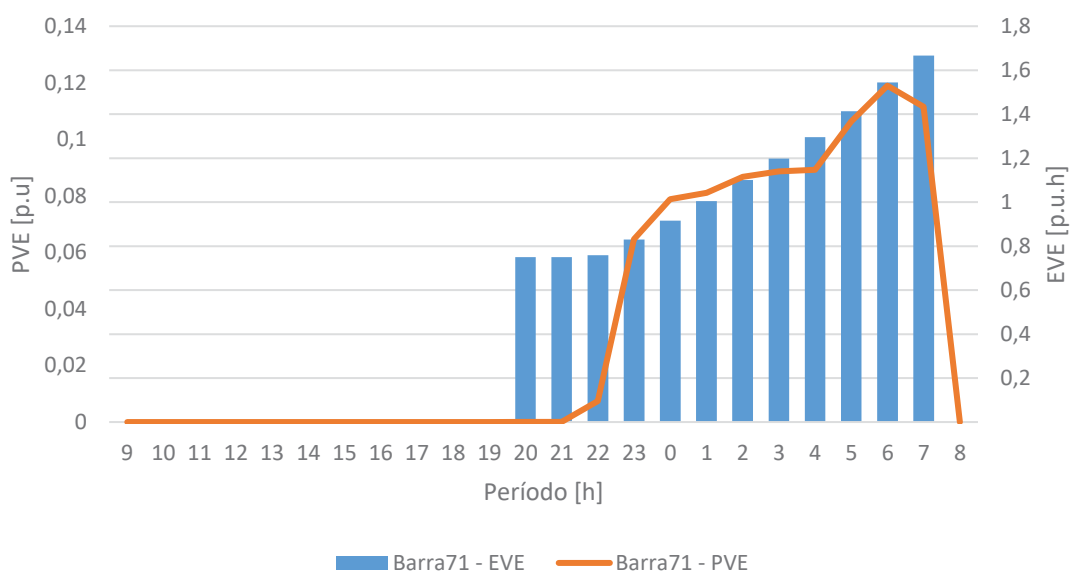
FIGURA 5.38 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 1.



Fonte: Autor (2019).

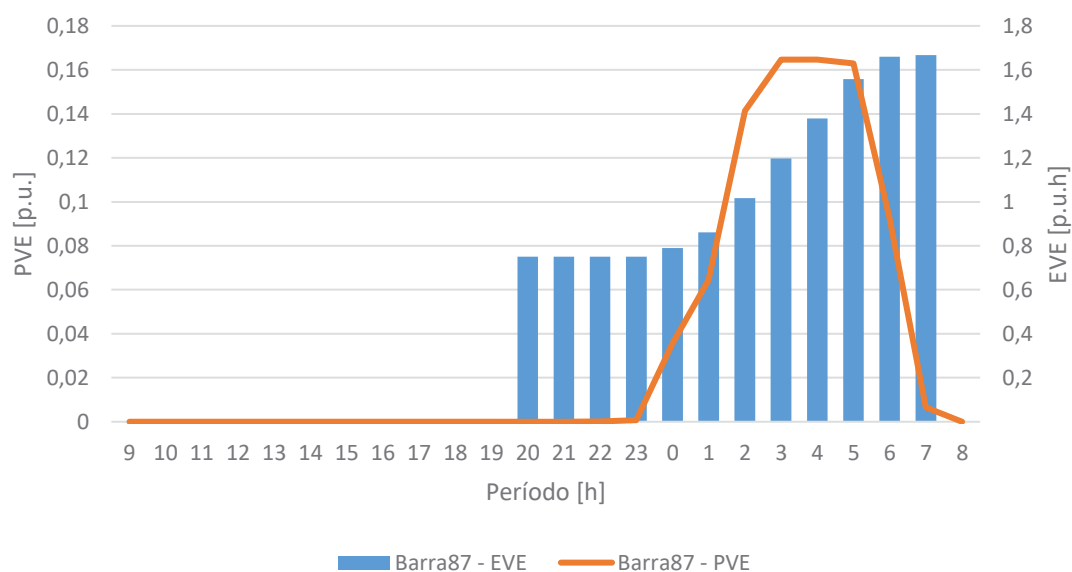
O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 71 e 87 é apresentado na FIGURA 5.39 e FIGURA 5.40, respectivamente. Na Barra 77 a otimização estabeleceu um carregamento mais distribuído no período a partir das 23h até a sua conexão, com um pico de carregamento às 6h. Já na Barra 87 houve um carregamento diferente da maioria das outras barras em que foi intensificado da 1h até às 5h. A distribuição da carga ao longo dos períodos tem como objetivo evitar sobrecarga e violação de limites mínimos de tensão.

FIGURA 5.39 – Relação PVE x EVE da Barra 71 no Caso 33% - Cenário 1.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.40 – Relação PVE x EVE da Barra 87 no Caso 33% - Cenário 1.



Fonte: Autor (2019).

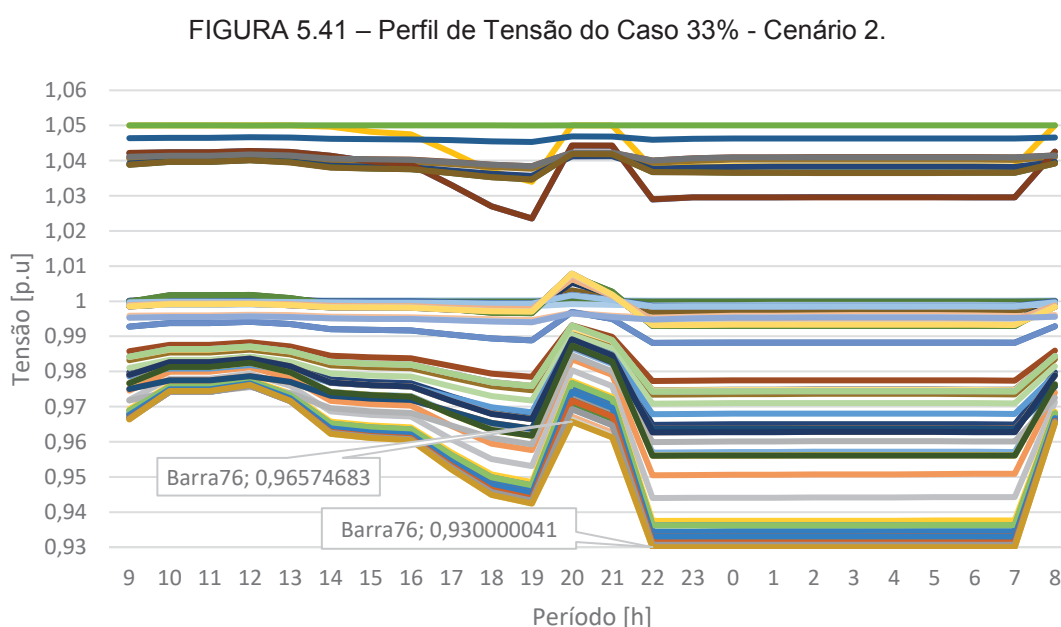
5.3.2 Cenário 2: 33% de Inserção de VE (C2_33%)

Neste cenário, é considerado a possibilidade do descarregamento do VE na rede, ou seja, injetar potência no sistema. A simulação do Cenário 2 convergiu após

28 iterações, com um tempo de processamento computacional de 167 segundos, perda total do sistema de 4,2469p.u. e um custo operacional de 1161,8383\$. O consumo adicional resultante considerando a inserção do VE foi de 18,3045p.u.

Nota-se que neste cenário há aumento das perdas e diminuição dos custos comparado ao Cenário 1. Este resultando é devido à elevada penetração de VE e devido a possibilidade destes de injetar em horários mais caros, a quantidade de fluxo de energia no sistema aumentando as perdas, porém os custos operacionais são reduzidos pois uma grande quantidade de energia é injetada ao sistema.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.41. Neste cenário que permite a injeção de potência do VE na rede é possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema para o instante em que o VE se conecta e a otimização determina que injete potência na rede, principalmente no instante 20h que é um momento de carga pesada. Em especial, a Barra 76 às 20h que apresenta uma tensão de 0,966p.u. e às 22h sua tensão é de 0,93p.u., limite mínimo de tensão. Também é possível perceber, que a grande penetração de VE conectados à rede causa uma grande redução do perfil de tensão.

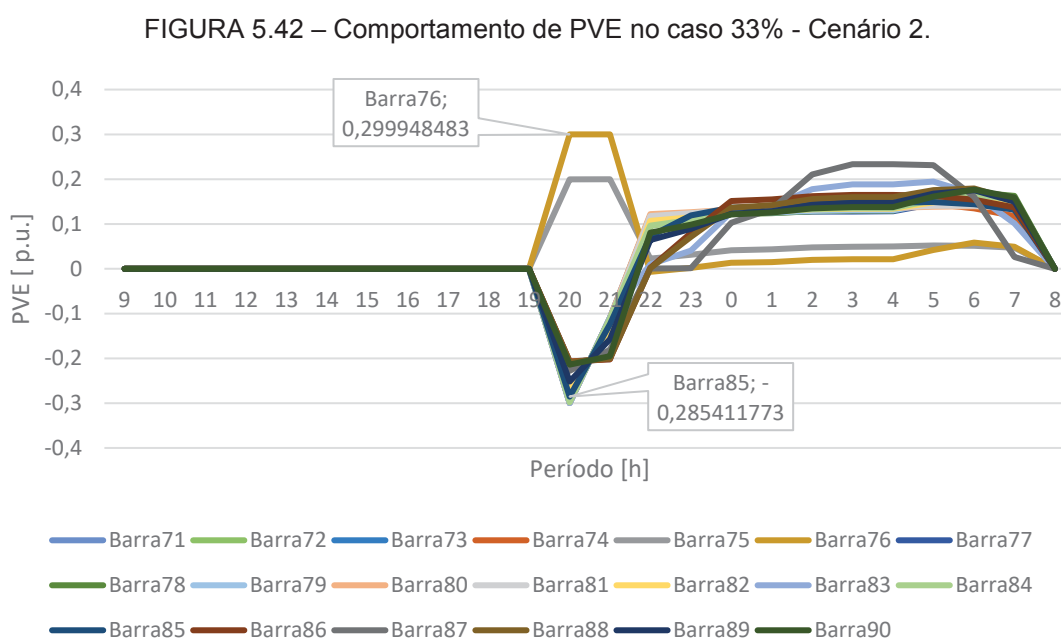


Fonte: Autor (2019).

O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.42. No instante da sua conexão, a otimização prioriza que a energia de chegada armazenada na bateria do

VE seja injetada na rede, isso para quase todas as barras com VE conectado, exceto as barras 75 e 76 que não são escolhidas pela otimização para injeção de potência na rede. As barras com a conexão de VE são descarregadas nos dois primeiros instantes da sua conexão, no primeiro instante (20h) o seu descarregamento é de 0,285p.u., próximo ao máximo da barra de 0,3p.u., respeitando os limites de PVE. Já no segundo instante segue descarregando, mas em uma menor proporção, ou seja, percebe-se que a ação de descarregar a bateria vem no sentido de atenuar o pico de carga da rede.

As barras 75 e 76 têm comportamento diferente das demais do sistema, pois nos instantes 20h e 21h elas não são solicitadas para injetar potência na rede, e para o resto do período elas tem um carregamento menor que as outras barras. Percebe-se que os seus carregamentos são feitos boa parte nos instantes 20h e 21h pois no período 22h a 7h as magnitudes de tensão nas barras se aproximam do limite mínimo de segurança da tensão, não sendo possível seu carregamento pleno como nas demais barras.

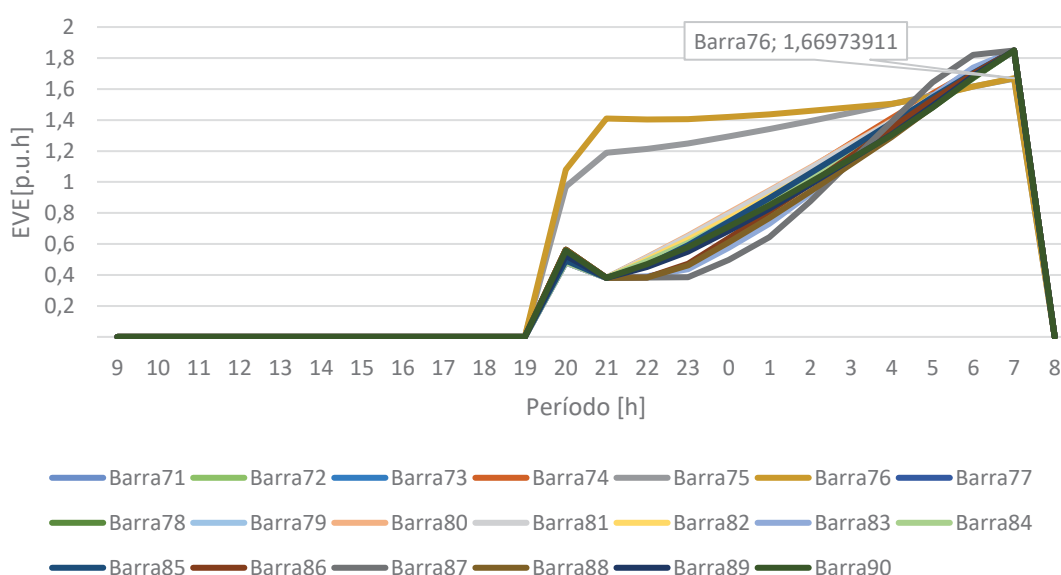


Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.43. Como explicado anteriormente, as barras 75 e 76 não são solicitadas para injeção de potência na rede, portanto os níveis de armazenamento das baterias

são mantidos. No restante do período seu nível de armazenamento cresce numa proporção menor das demais barras devido à limitação de tensão mínima das barras, e seu carregamento no fim do período não é completado. A otimização do sistema prioriza o carregamento dos VE por meio de um peso maior na função objetivo do problema, entretanto, restrições operativas do sistema não permitiram a plena carga das baterias. Vale lembrar, que também existe restrição de limite mínimo da bateria que o usuário do VE deseja ter ao desconectar seu carro, que foi respeitado na otimização, mantendo um nível de armazenamento da bateria muito acima do mínimo permitido.

FIGURA 5.43 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 2.



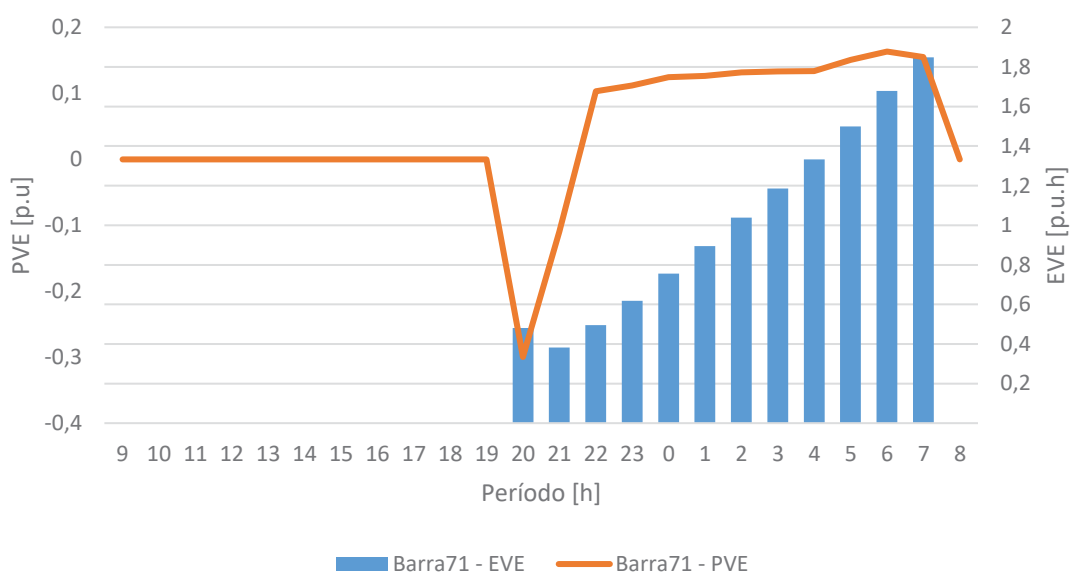
Fonte: Autor (2019).

O comportamento da relação PVE x EVE das barras 71 e 76 é apresentado na FIGURA 5.44 e FIGURA 5.45, respectivamente. Na Barra 71, como dito anteriormente, foi injetado no primeiro instante o máximo permitido pela barra no sentido de atenuar a carga pesada do sistema, sendo que seu carregamento é feito a partir do instante 22h até o restante do seu período de conexão. Já na Barra 76 a otimização estabeleceu seu carregamento mais intenso nos instantes iniciais e seu carregamento é feito de forma mais moderada a partir das 22h até o fim de conexão.

O comportamento do VE conectado na Barra 76 pode também ser explicado sob a seguinte ótica, se todos os VE mantivessem os mesmos perfis de carregamento,

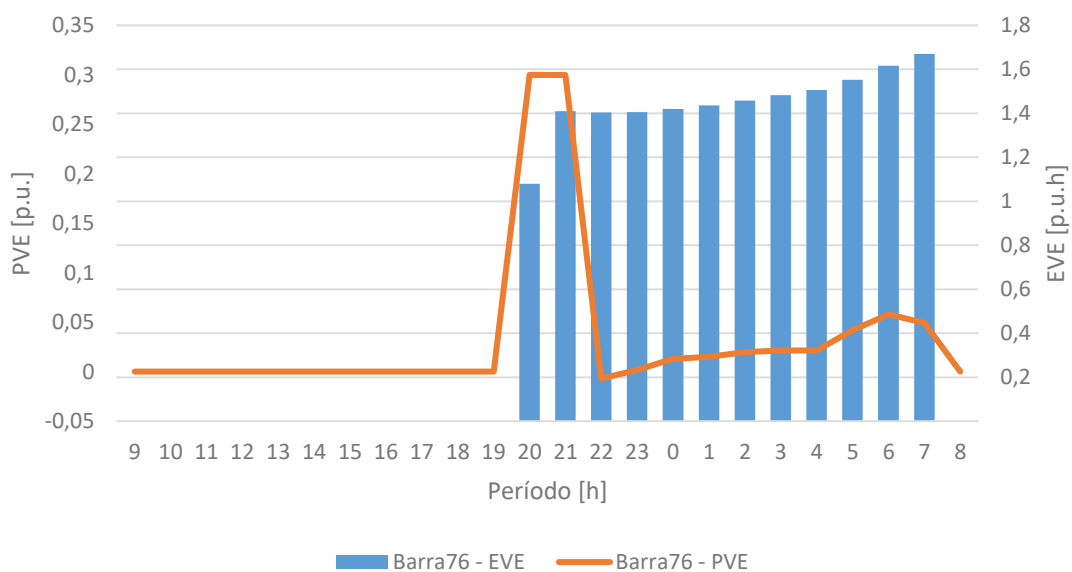
não seria possível manter o perfil mínimo de tensão no momento em que todos os VE viessem a carregar a partir das 22h. Assim, o problema de otimização selecionou duas barras com conexão de VE para inicialmente se carregarem no começo do período de carga a fim de garantir os limites de tensão ao longo de todo final de conexão.

FIGURA 5.44 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 2.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.45 - Relação PVE x EVE na Barra 76 no Caso 33% - Cenário 2.



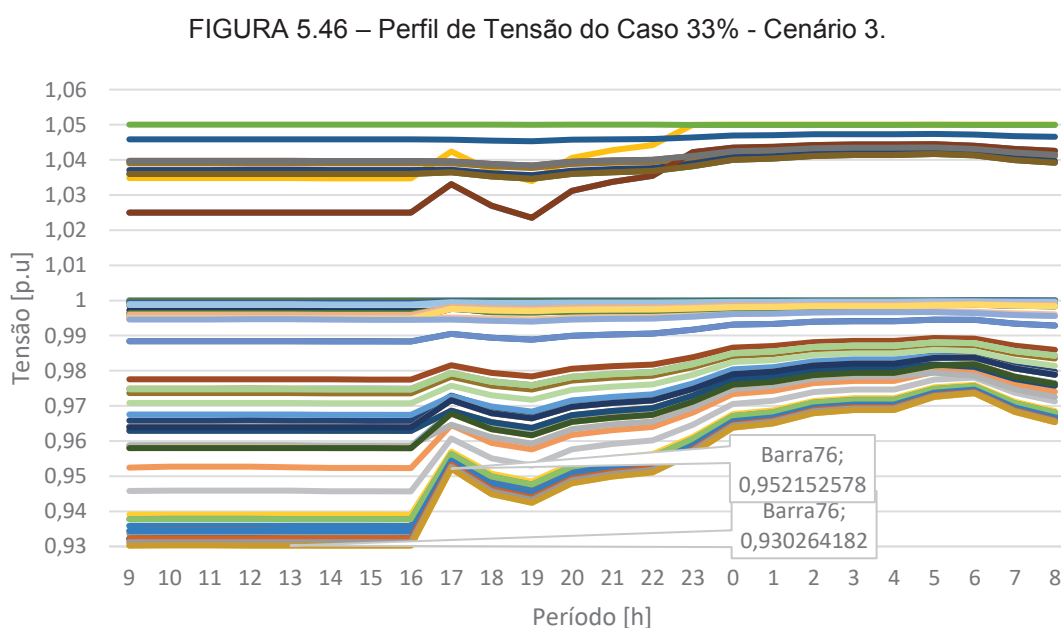
Fonte: Autor (2019).

5.3.3 Cenário 3: 33% de Inserção de VE (C3_33%)

Neste cenário, o perfil do usuário é do tipo comercial das 9h às 19h. A simulação do Cenário 3 convergiu após 26 iterações, com um tempo de processamento computacional de 171 segundos, perda total do sistema de 4,1206p.u. e um custo operacional de 1205,9988\$. O consumo adicional considerando a inserção do VE foi de 16,6667p.u.

Similarmente ao caso anterior nota-se que há uma pequena diminuição das perdas comparado ao cenário 2, devido ao fato da demanda dos VEs ser em horários fora de ponta, onde o sistema está menos carregado. Porém há um pequeno aumento do custo, porque neste cenário não há possibilidade de injeção de energia pelos VEs em horários onde a energia é mais cara.

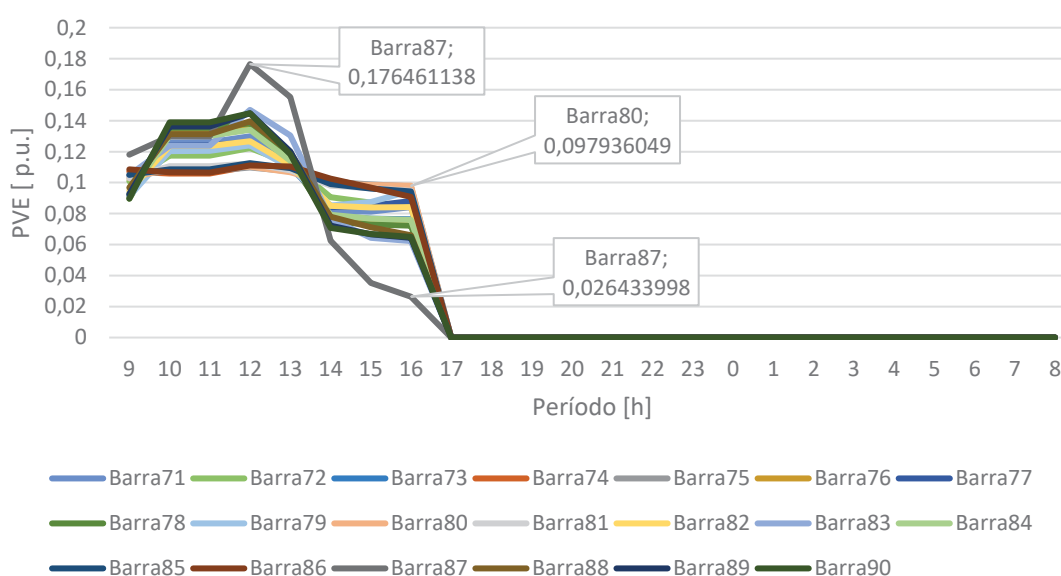
O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.46. Nesse cenário com perfil comercial, é possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema para o período 9h até 14h, o perfil de tensão é reduzido nas barras críticas do sistema. A tensão na Barra 76 passa a ser 0,930p.u. às 11h, diferente do Caso Base é de 0,974p.u.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.47. Para o perfil comercial a estratégia adotada pela otimização é diferente do perfil residencial, pois é priorizado o seu carregamento no período das 10h às 13h, seguindo de um carregamento mais brando no próximo período das 14h às 16h e no período final da sua conexão (17h às 19h) o carregamento é zero. Em especial, tem-se o comportamento da Barra 87, que apresenta um comportamento um pouco diferente das demais barras do sistema, com um pico de carga no instante 12h.

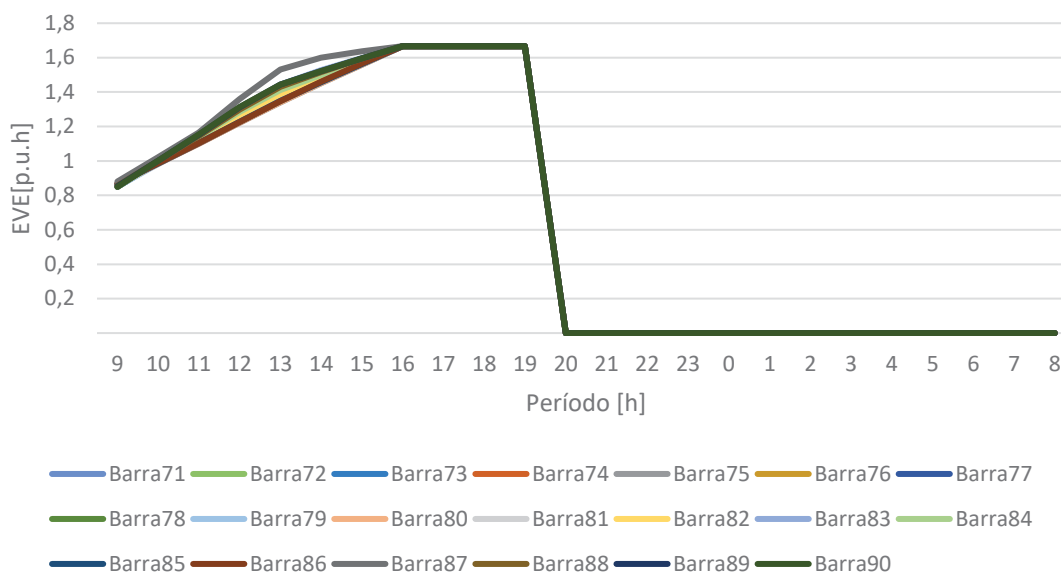
FIGURA 5.47 – Comportamento de PVE no Caso 33% - Cenário 3.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.48. É possível perceber que o carregamento quase finaliza às 16h. No período das 16h até a sua desconexão o VE segue com a energia armazenada em sua bateria.

FIGURA 5.48 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 3.

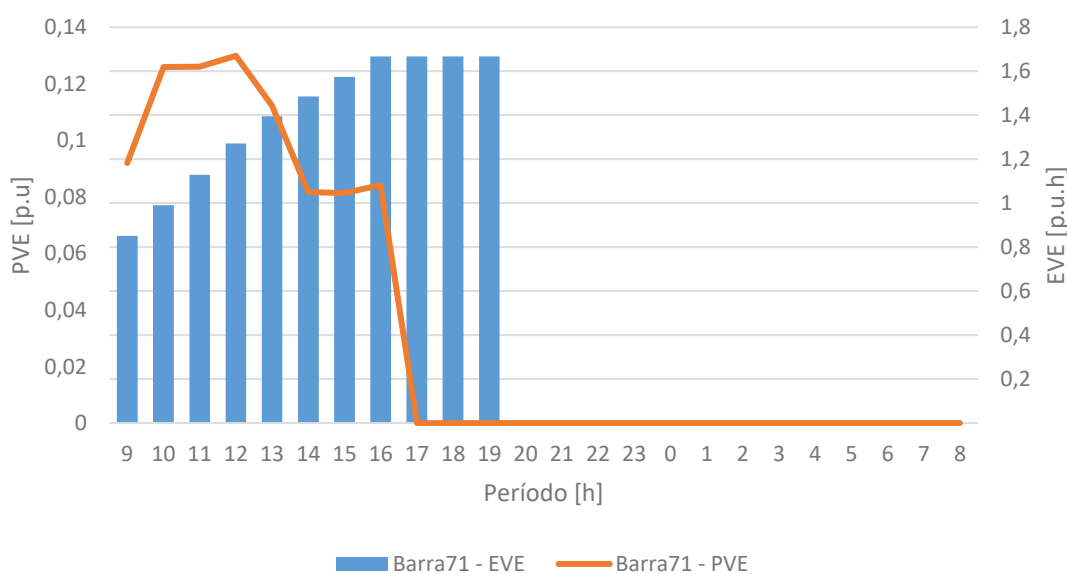


Fonte: Autor (2019).

O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 71 e 87 é apresentado na FIGURA 5.49 e FIGURA 5.50, respectivamente. As duas barras têm comportamento semelhante, priorizando um carregamento nos instantes iniciais para evitar um carregamento em instantes mais críticos para o sistema.

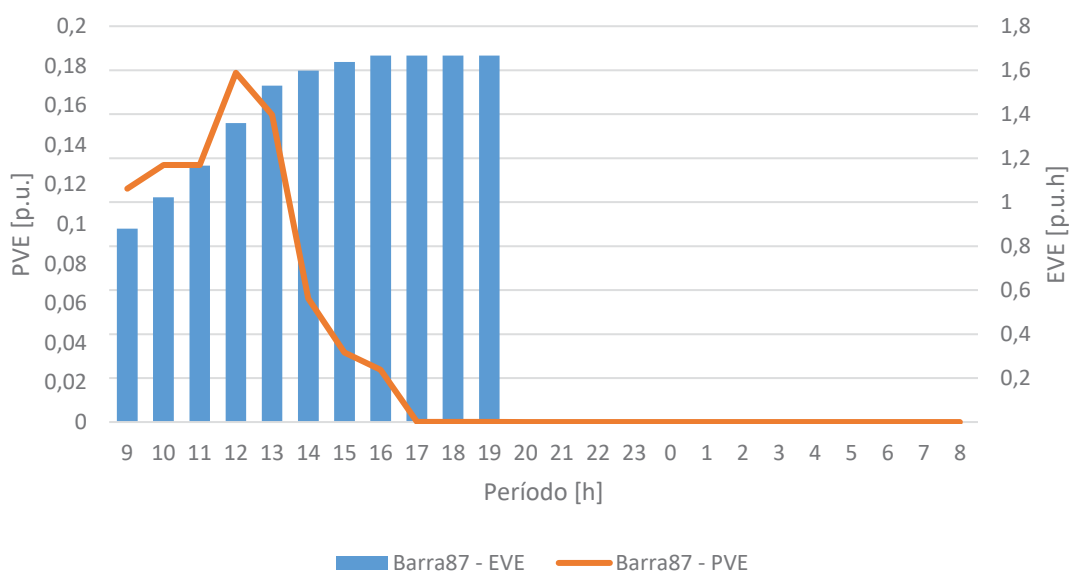
Percebe-se que a solução ótima foi a de armazenar energia na bateria nos períodos que tem contribuição da geração fotovoltaica.

FIGURA 5.49 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 3.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.50 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 33% - Cenário 3.



Fonte: Autor (2019).

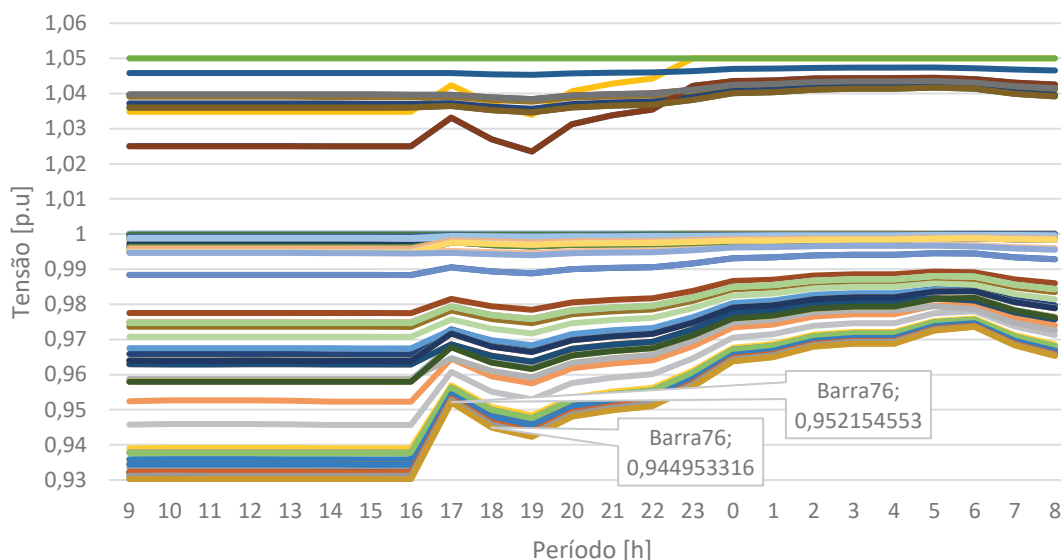
5.3.4 Cenário 4: 33% de Inserção de VE (C4_33%)

Neste cenário, é permitido a injeção de potência na rede dos VEs conectados em um perfil comercial de conexão. A simulação do Cenário 4 convergiu após 27 iterações, com um tempo de processamento computacional de 161 segundos, perda total do sistema de 4,1209p.u. e um custo operacional de 1206,1578\$. O consumo adicional considerando a inserção do VE foi de 16,6734p.u.

Comparando com o Cenário 3, nota-se valores muito próximos de perdas, custos operacionais e consumo adicional. Isto é devido ao perfil de consumidores comerciais, cuja injeção de energia por parte do VEs não ser significativa, como pode ser visto na FIGURA 5.52.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.51. É possível perceber que não houve grande modificação do perfil de tensão do sistema em relação ao Cenário 3.

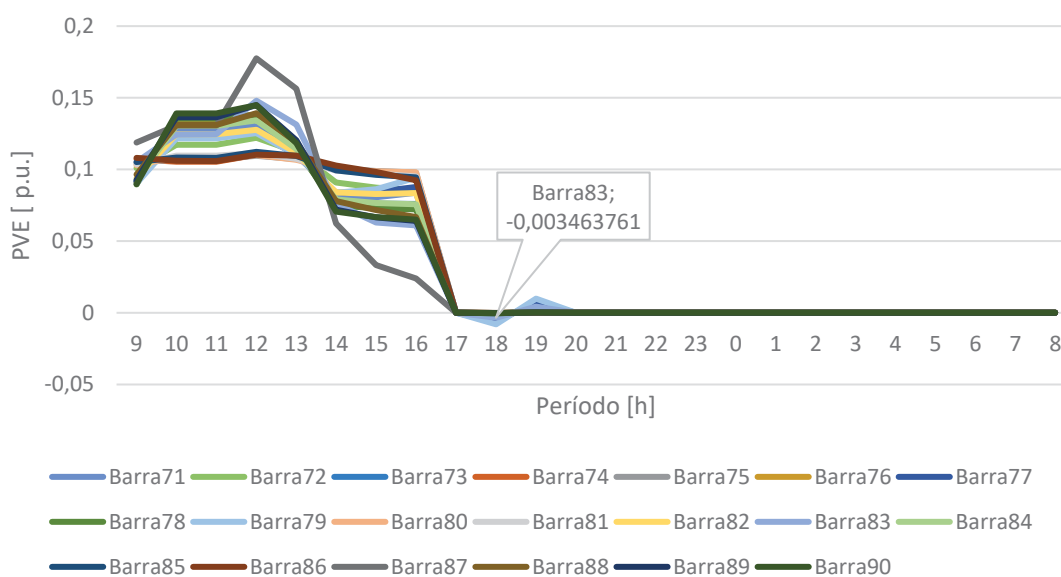
FIGURA 5.51 – Perfil de Tensão do Caso 33% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

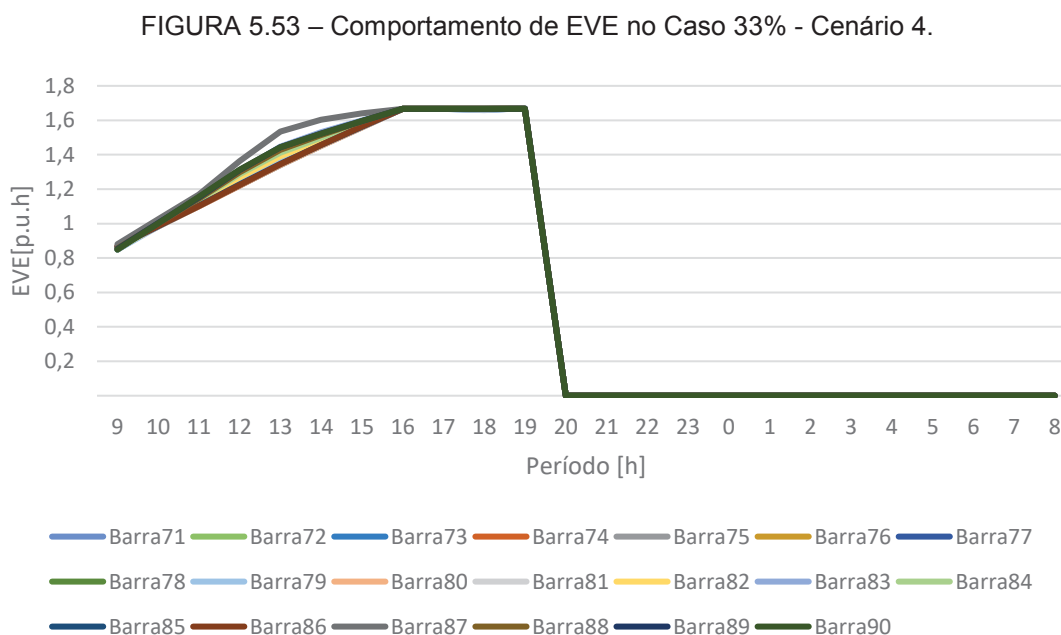
O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.52. Para o perfil comercial, com a possibilidade de injeção de potência na rede, a estratégia adotada pela otimização foi de carregamento nos instantes iniciais, até às 13h, um carregamento mais reduzido no período das 14h às 15h e um pequeno descarregamento às 18h. Em especial, a Barra 77 intercala entre descarregamento e carregamento nos instantes 18h e 19h, respectivamente.

FIGURA 5.52 – Comportamento de PVE no Caso 33% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

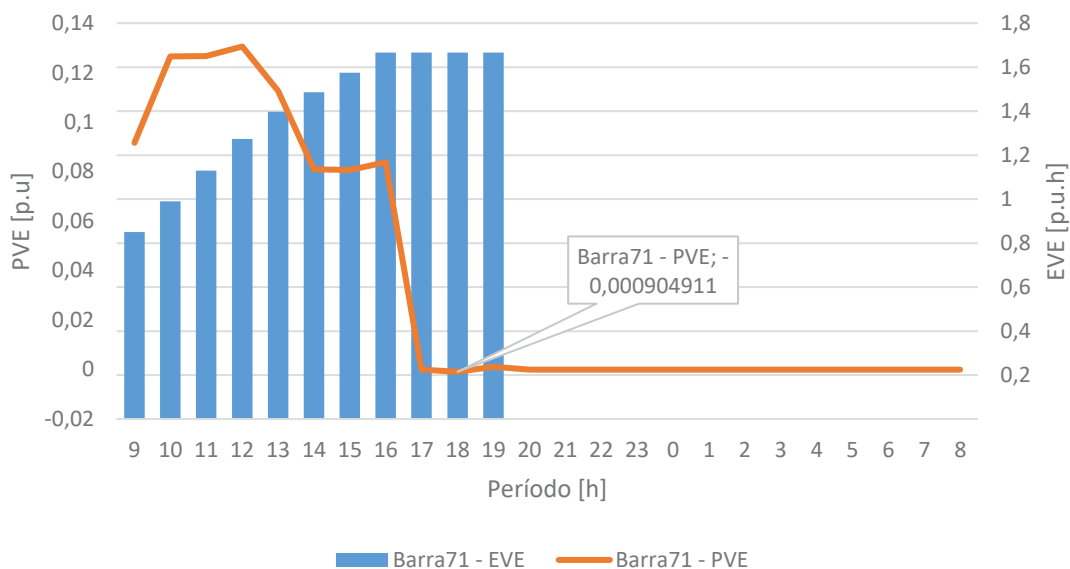
O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.53. É possível perceber que o carregamento quase se encerra às 16h. No período das 16h até a sua desconexão o VE segue com a energia armazenada em sua bateria.



Fonte: Autor (2019).

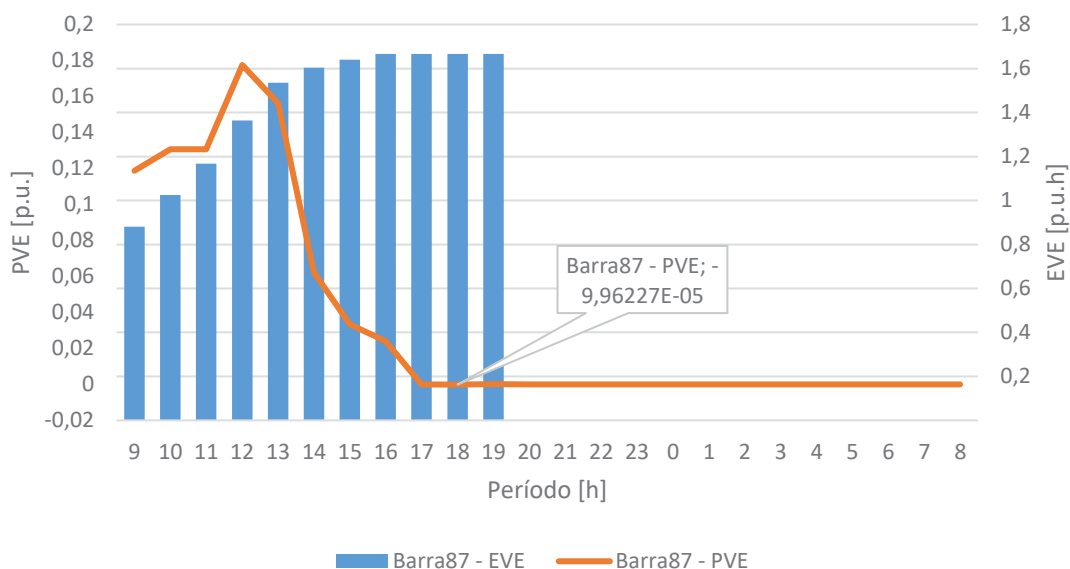
O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 71 e 87 é apresentado na FIGURA 5.54 e FIGURA 5.55, respectivamente. É possível perceber que o resultado da otimização é armazenar no período entre às 10h e 13h para buscar aproveitar as fontes solares que atuam nesse horário. Além disso, cabe ressaltar que as duas barras injetaram potência na rede no instante 18h, assim como todas as outras barras com conexão de VEs do sistema. Essas injeções foram reduzidas porque o sistema prioriza o carregamento do VE e logo em seguida seria a sua desconexão.

FIGURA 5.54 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.55 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 33% - Cenário 4.



Fonte: Autor (2019).

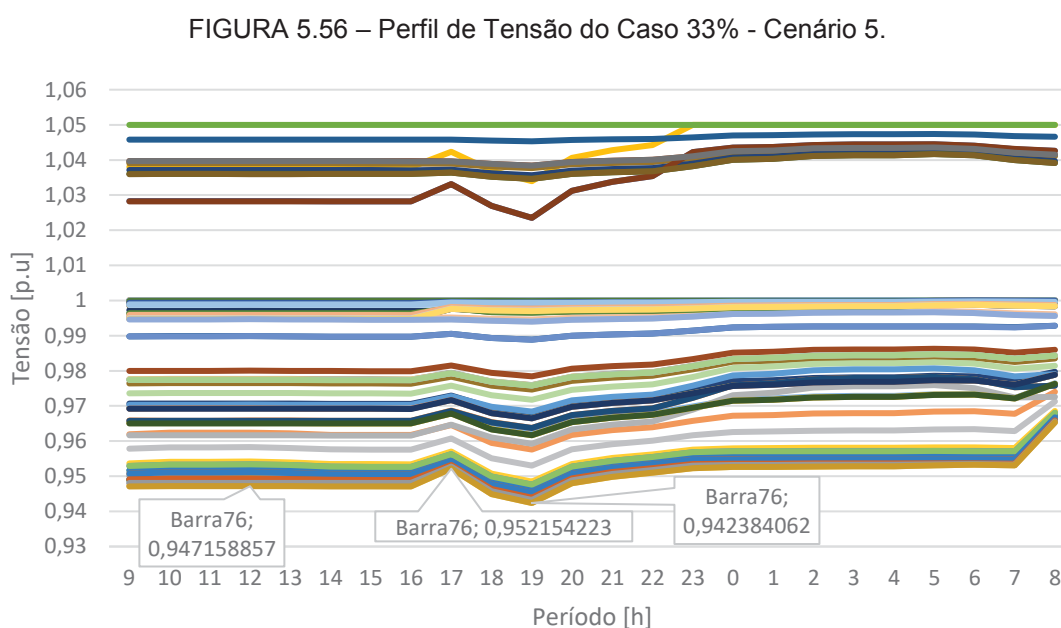
5.3.5 Cenário 5: 33% de Inserção de VE (C5_33%)

Neste cenário, é mesclado os dois perfis de usuário de VE, os residenciais e comerciais. A proporção utilizada na construção do cenário foi de 80% de usuários comerciais e 20% usuários residenciais.

A simulação do Cenário 5 convergiu após 26 iterações, com um tempo de processamento computacional de 170 segundos, perda total do sistema de 3,9898p.u. e um custo operacional de 1204,6038\$. A potência adicional considerando a inserção do VE foi de 16,6667p.u.

Comparado o Cenário 4 nota-se há uma pequena redução nas perdas e custos operacionais. Isto devido o cenário emula maioritariamente consumidores comerciais, e não é possível a injeção de energia por parte do VEs como pode ser visto na FIGURA 5.57.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.56. A Barra 76 apresenta o valor mínimo do sistema, chegando a 0,9423p.u. É possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema em relação ao Cenário 4 e 5, que simula os perfis residências e comerciais separadamente. A mescla dos dois perfis balanceou e evitou que a tensão chegasse a níveis críticos. Neste cenário a tensão mínima é a mesma apresentada no Caso Base, na Barra 76 para o instante 19h.

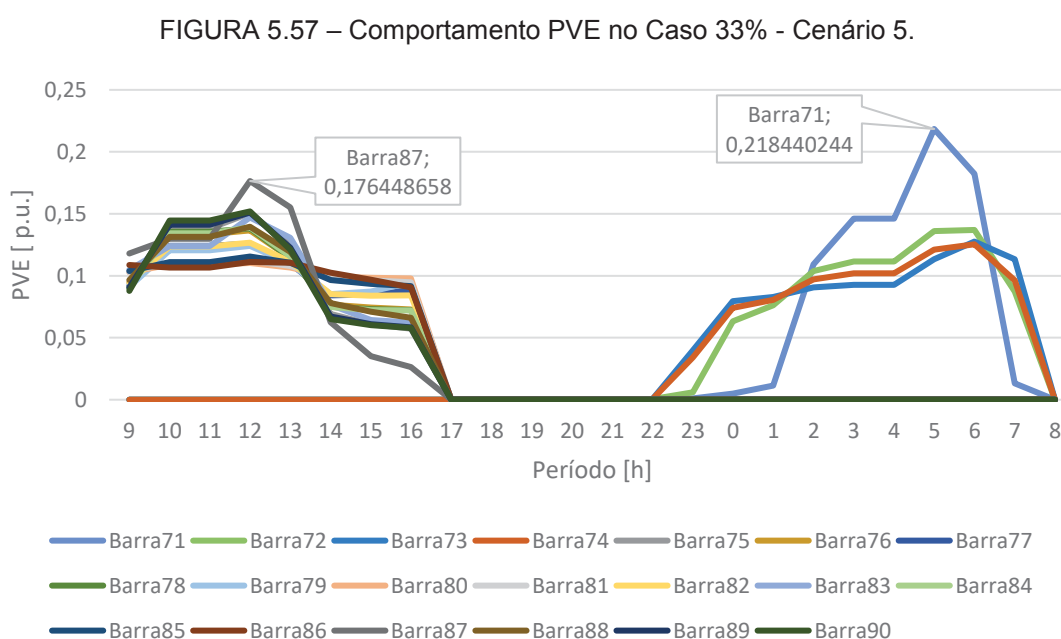


Fonte: Autor (2019).

O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.57. O comportamento do carregamento para os VE de perfil comercial tem uma maior concentração de carregamento das 11h às 13 h. A Barra 87 apresentou o pico de carregamento do

perfil comercial no instante 12h, mesmo período pico da geração fotovoltaica que atende parte da carga do sistema. Para o perfil residencial, a maior concentração de carregamento foi das 4h às 7h, em especial a Barra 71 que apresentou pico de carregamento às 5h. O resultado da otimização neste cenário não efetuou nenhum carregamento no máximo permitido, sendo um carregamento mais distribuído no seu período de conexão.

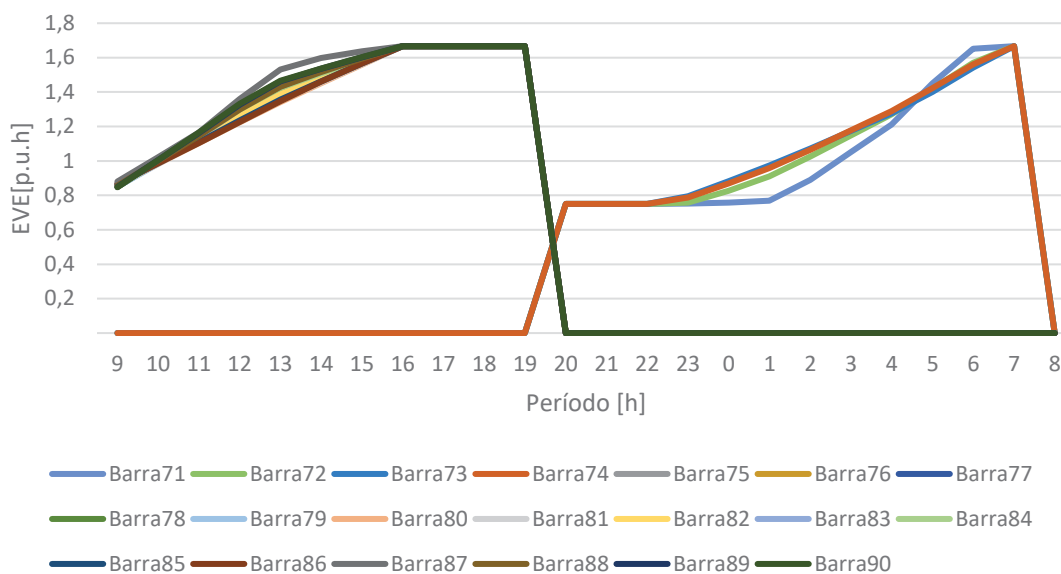
Nas barras 71 a 74 estão conectados veículos em posto de carregamento residencial e nas barras 75 a 90, postos com perfil comercial.



Fonte: Autor (2019).

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.58. Em ambos os perfis a bateria dos VE foi carregada completamente, para os VE conectados em ECVE comerciais, sua bateria foi totalmente carregada às 16h, evitando o carregamento no instante de pico de carga do sistema. Para os VE conectados em tomadas residenciais seu carregamento foi completo apenas no instante 7h, período anterior a sua desconexão.

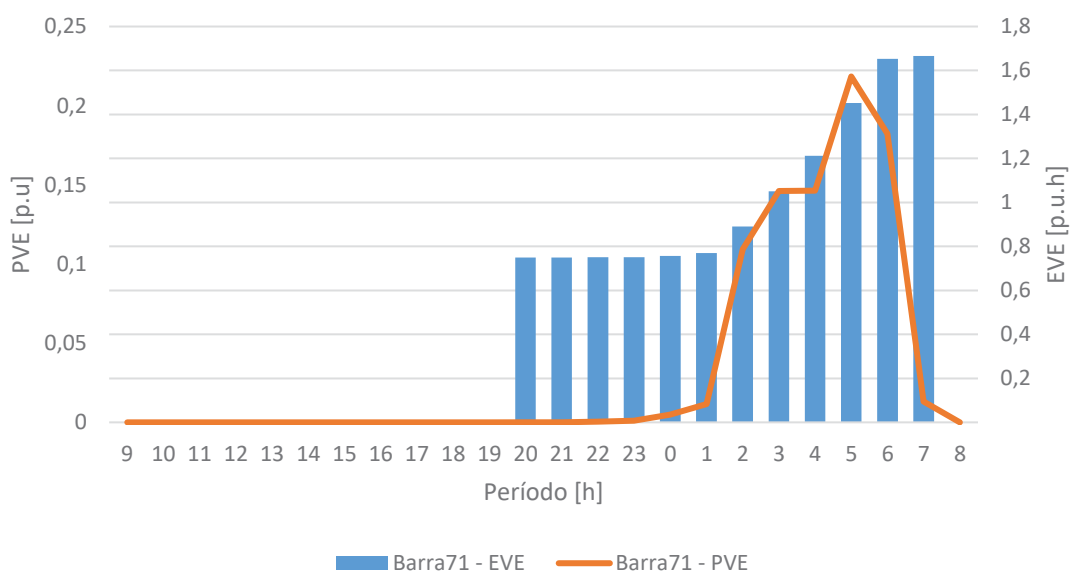
FIGURA 5.58 – Comportamento de EVE no Caso 33% - Cenário 5.



Fonte: Autor (2019).

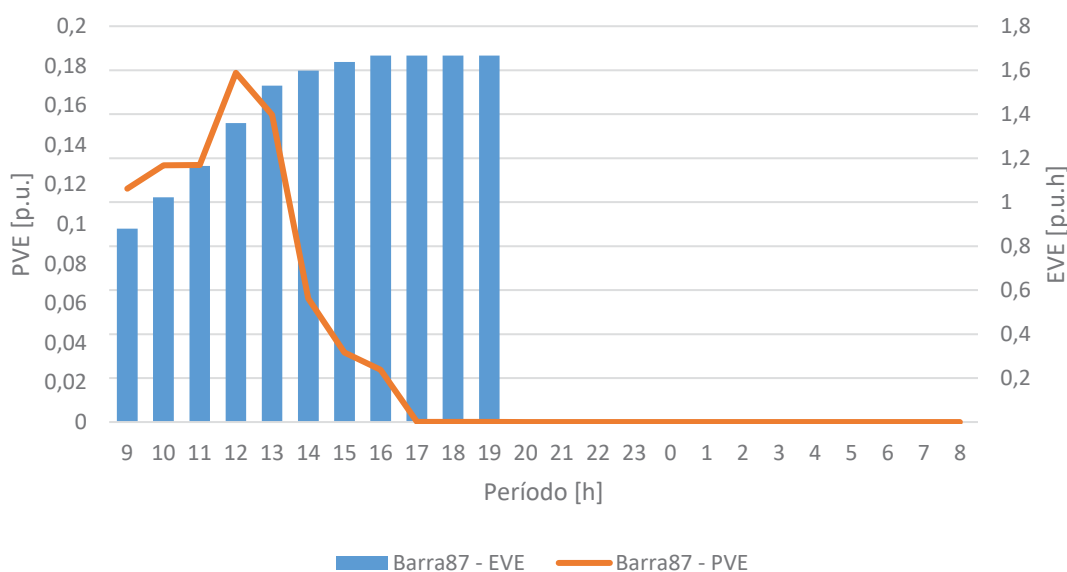
O comportamento da relação PVE x EVE das Barras 71 e 87 é apresentado na FIGURA 5.59 e FIGURA 5.60, respectivamente. Na Barra 71, seu carregamento é atrasado para um período de patamar de carga mais baixa. Na Barra 87, seu carregamento é concentrado nos momentos em que a geração fotovoltaica atende parte da carga do sistema, conseqüentemente contribuindo para redução da carga líquida do sistema.

FIGURA 5.59 – Relação PVE x EVE na Barra 71 no Caso 33% - Cenário 5.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.60 – Relação PVE x EVE na Barra 87 no Caso 33% - Cenário 5.



Fonte: Autor (2019).

5.3.6 Cenário 6: 33% de Inserção de VE (C6_33%)

Nesse cenário, é mesclado os dois perfis de usuário de VE, os residenciais e comerciais, ambos com a possibilidade de carregamento/descarregamento.

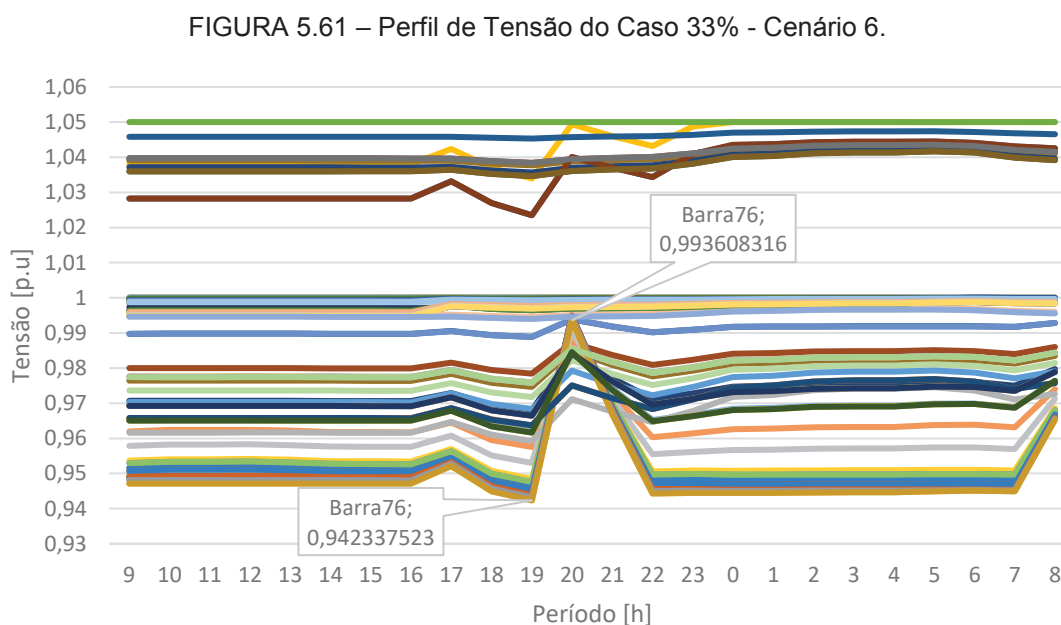
A simulação do Cenário 6 convergiu após 26 iterações, com um tempo de processamento computacional de 172 segundos, perda total do sistema de 4,0733p.u. e um custo operacional de 1191,9067\$. Consumo adicional considerando a inserção do VE foi de 17,0366p.u.

Comparado com o Cenário 5, nota-se que há um pequeno aumento nas perdas, devido ao consumo de energia por parte dos VE em horários fora de ponta para depois ter a possibilidade de injetar em horários de ponta onde a energia é mais cara, consequentemente provoca uma pequena redução dos custos, conforme pode ser visto na FIGURA 5.62.

O perfil de tensão resultante da simulação de todas as barras é apresentado na FIGURA 5.61. A Barra 76 apresenta o valor mínimo de magnitude de tensão de todo o sistema, chegando a 0,9423p.u.

É possível perceber uma modificação do perfil de tensão do sistema em relação ao Caso Base, pois no instante 20h a tensão da Barra 76 é alterada significativamente, chegando 0,994p.u., diferente do Caso Base que é de 0,948p.u.

Este comportamento é semelhante em outras barras do sistema também, como pode ser visto na FIGURA 5.61. Esse comportamento é devido a injeção de PVE, que para este cenário considera um alto grau de inserção.



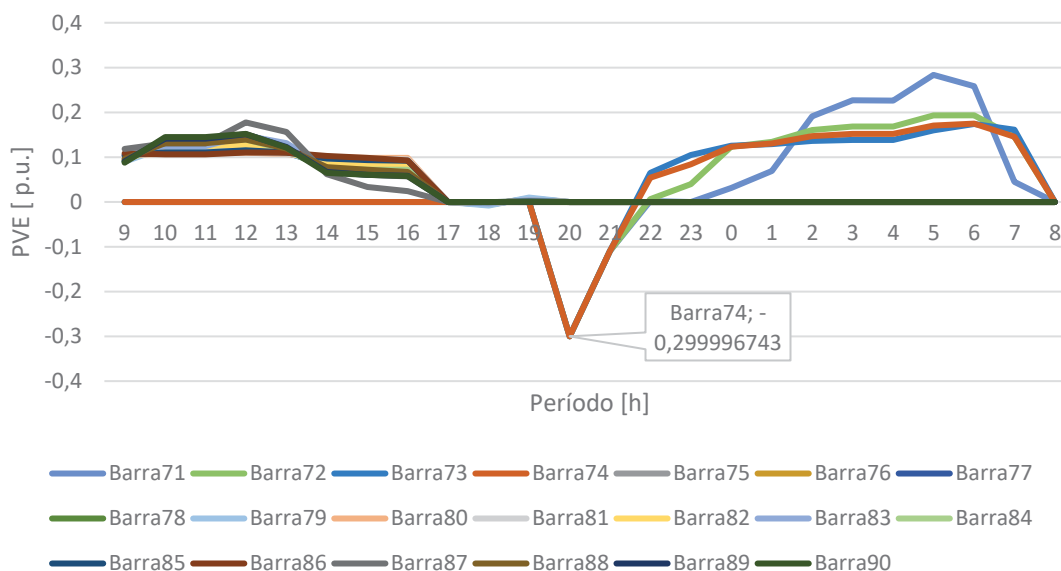
Fonte: Autor (2019).

O comportamento de PVE é apresentado na FIGURA 5.62. No caso dos VE conectados em ECVE comerciais, o comportamento de carga é semelhante ao cenário anterior que permitia apenas o carregamento. A otimização não determina que os VE conectados no perfil comercial injetem potência na rede, não descarregando em nenhum período de conexão. Para os VEs conectados em tomadas residências, é solicitado que todas as barras participantes desse perfil injetem potência na rede no instante 20h, sendo a injeção de potência para este instante próximo da máxima permitida.

O comportamento da energia armazenada na bateria do VE é apresentado na FIGURA 5.63. Nas barras com perfil comercial, seu carregamento acontece entre o período das 9h às 16h, e após às 16h, momento em que a bateria atinge o máximo de capacidade, seu nível de armazenamento é mantido até o momento da sua desconexão. Para as barras com perfil residencial, barras 71 a 74, o seu nível de bateria é reduzido no instante 20h, porque parte da sua energia é injetada na rede. O

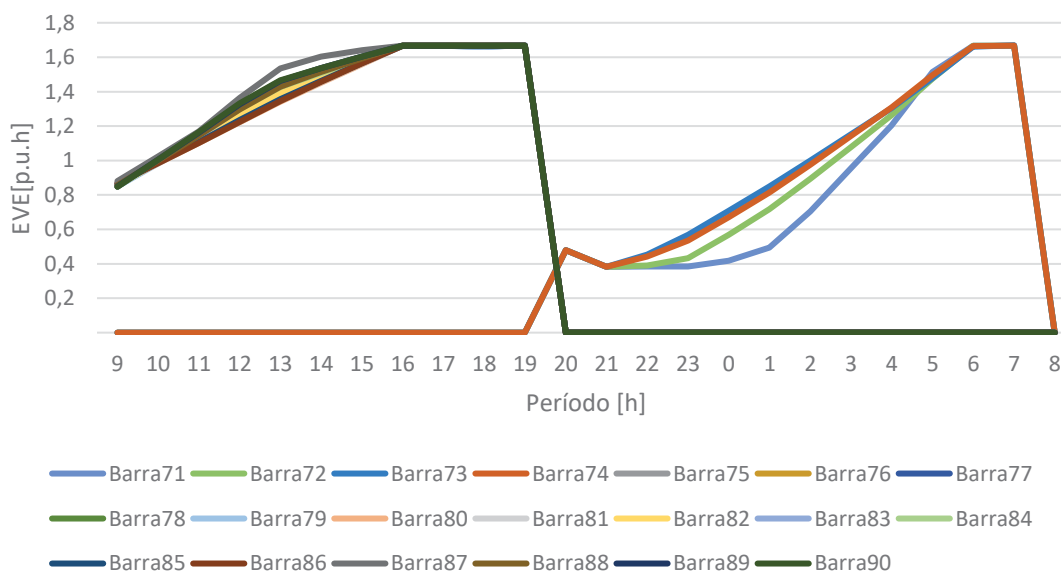
carregamento do perfil comercial é feito no período entre 21h e 6h, atingindo o máximo da bateria no instante 6h.

FIGURA 5.62 – Comportamento de PVE do Caso 33% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.63 – Comportamento de PVE no Caso 33% - Cenário 6.

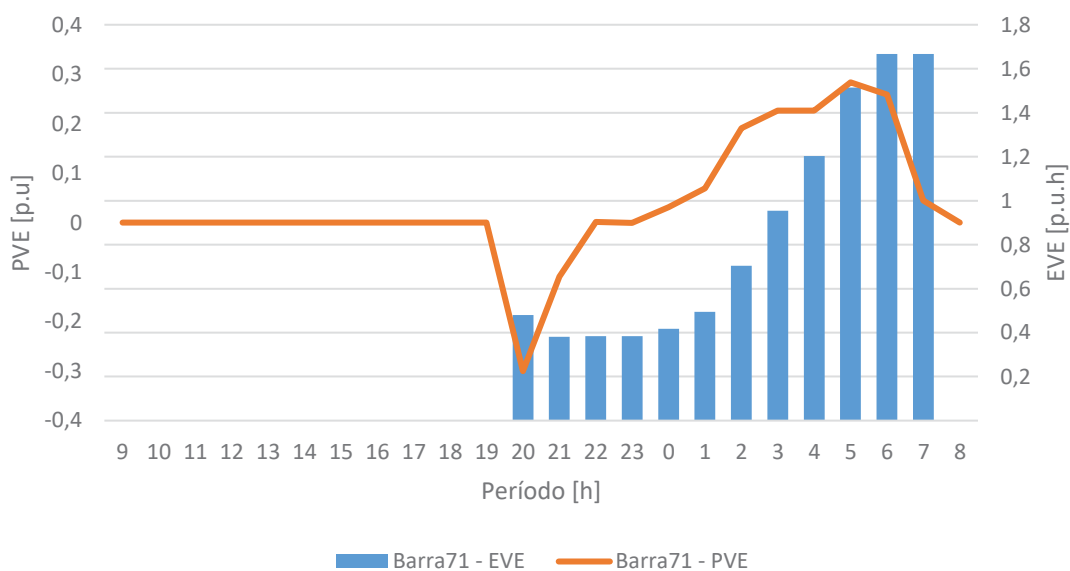


Fonte: Autor (2019).

O comportamento da relação PVE x EVE das barras 71 e 87 é apresentado na FIGURA 5.64 e FIGURA 5.65, respectivamente. Na Barra 71 é possível perceber

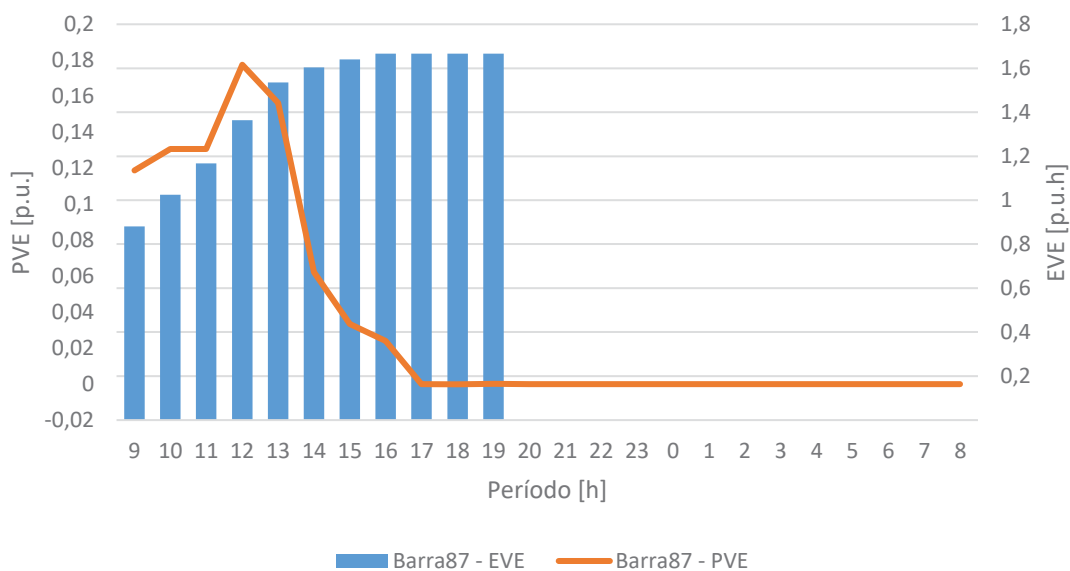
que no instante 20h a otimização determina a injeção de potência na rede, reduzindo os níveis de energia armazenada na barra.

FIGURA 5.64 – Relação PVE x EVE na Barra 71 do Caso 33% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

FIGURA 5.65 – Relação PVE x EVE na Barra 87 do Caso 33% - Cenário 6.



Fonte: Autor (2019).

5.3 ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS

Com a finalidade de avaliar o impacto da conexão dos VEs na rede é apresentado uma comparação entre os cenários simulados que foram construídos para três graus de penetração de VE (3%, 11% e 33%), com variação de cenários que permitem as possibilidades de carregamento, carregamento-descarregamento e com dois perfis de conexão dos VE (residencial e comercial).

Os resultados gráficos do caso com 11% de penetração de VE na rede tiveram comportamentos coerentes e semelhantes em relação aos casos 3% e 33%, por isso não foram apresentados nas seções anteriores.

Na TABELA 5.3 são apresentados os dados de simulação, como o número de iteração necessário para a convergência e o tempo de CPU. Também são apresentados o número de VEs conectados em cada cenário, perda total do sistema, custo operacional e a tensão mínima e máxima do sistema.

TABELA 5.3 – Comparativo dos Cenários.

Cenário	N. Iteração	Tempo [s]	N. VE	Perda [p.u.]	Custo [\$]	Vmín [p.u.]	Vmáx [p.u.]
Base	16	46,5625	0	3,0604	1017,0931	0,942385	1,049999
C1_3%	21	62,0938	35	3,0989	1027,8642	0,942385	1,049999
C2_3%	23	66,2031	35	3,0927	1023,7150	0,942385	1,049999
C3_3%	31	89,5000	35	3,1014	1027,8904	0,942385	1,049999
C4_3%	36	99,8906	35	3,1025	1028,2250	0,942368	1,049999
C5_3%	26	72,8906	35	3,1009	1027,8850	0,942385	1,049999
C6_3%	24	79,2500	35	3,1009	1027,4019	0,942372	1,049999
C1_11%	24	156,3750	200	3,3089	1078,9431	0,942385	1,049999
C2_11%	27	163,5781	200	3,3482	1056,4567	0,942385	1,049999
C3_11%	25	155,8125	200	3,3348	1079,2209	0,942383	1,049999
C4_11%	29	232,2031	200	3,3348	1079,3692	0,942303	1,049999
C5_11%	26	155,6094	200	3,3182	1079,0438	0,942384	1,049999
C6_11%	27	156,9688	200	3,3191	1074,4855	0,942338	1,049999
C1_33%	24	150,9375	600	4,0013	1204,7253	0,935279	1,049999
C2_33%	28	166,7656	600	4,2469	1161,8383	0,930000	1,049999
C3_33%	26	171,4531	600	4,1206	1205,9988	0,930245	1,049999
C4_33%	27	161,3906	600	4,1209	1206,1578	0,930246	1,049999
C5_33%	26	170,0313	600	3,9898	1204,6038	0,942384	1,049999
C6_33%	26	172,1719	600	4,0733	1191,9067	0,942338	1,049999

Fonte: Autor (2019).

Na TABELA 5.4 são apresentados os mesmos valores da TABELA 5.3, porém em percentuais em relação ao Caso Base.

TABELA 5.4 – Comparativo dos Cenários em Percentuais

Cenário	N. Iteração	Tempo	Perda	Custo	Vmín	Vmáx
C1_3%	31,3%	33,4%	1,3%	1,1%	0,0%	0,0%
C2_3%	43,8%	42,2%	1,1%	0,7%	0,0%	0,0%
C3_3%	93,8%	92,2%	1,3%	1,1%	0,0%	0,0%
C4_3%	125,0%	114,5%	1,4%	1,1%	0,0%	0,0%
C5_3%	62,5%	56,5%	1,3%	1,1%	0,0%	0,0%
C6_3%	50,0%	70,2%	1,3%	1,0%	0,0%	0,0%
C1_11%	50,0%	235,8%	8,1%	6,1%	0,0%	0,0%
C2_11%	68,8%	251,3%	9,4%	3,9%	0,0%	0,0%
C3_11%	56,3%	234,6%	9,0%	6,1%	0,0%	0,0%
C4_11%	81,3%	398,7%	9,0%	6,1%	0,0%	0,0%
C5_11%	62,5%	234,2%	8,4%	6,1%	0,0%	0,0%
C6_11%	68,8%	237,1%	8,5%	5,6%	0,0%	0,0%
C1_33%	50,0%	224,2%	30,7%	18,4%	-0,8%	0,0%
C2_33%	75,0%	258,2%	38,8%	14,2%	-1,3%	0,0%
C3_33%	62,5%	268,2%	34,6%	18,6%	-1,3%	0,0%
C4_33%	68,8%	246,6%	34,7%	18,6%	-1,3%	0,0%
C5_33%	62,5%	265,2%	30,4%	18,4%	0,0%	0,0%
C6_33%	62,5%	269,8%	33,1%	17,2%	0,0%	0,0%

Fonte: Autor (2019).

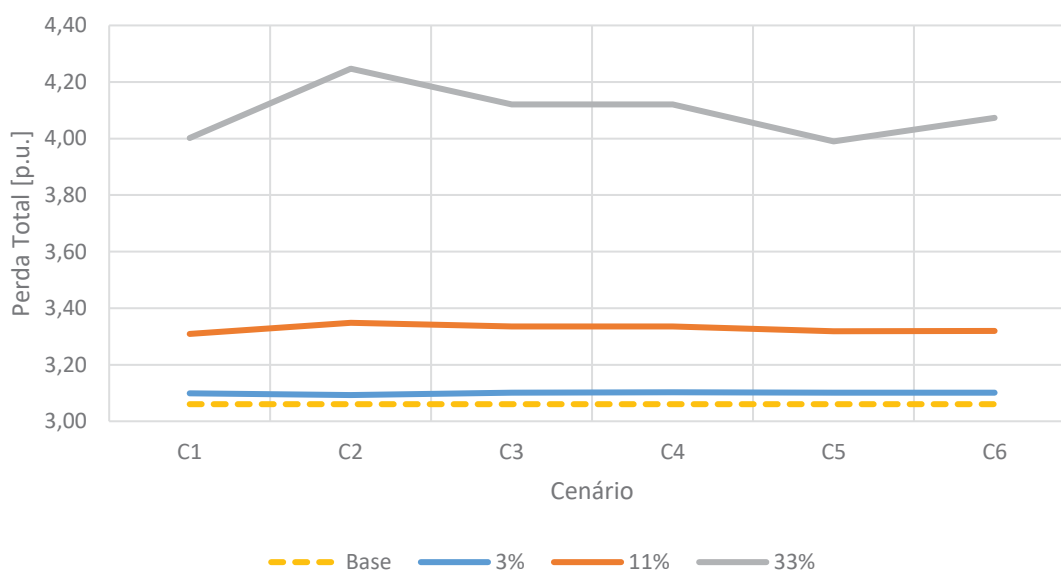
Os resultados apresentados na TABELA 5.3 e TABELA 5.4 demonstram que em relação às perdas elétricas do sistema, para o Caso 3%, o Cenário 2, que considera o carregamento/descarregamento para um perfil de consumo residencial, foi o que apresentou menor valor, sendo 3,0927p.u., que representa 1,1% acima do valor apresentado no Caso Base. Este aumento da perda em relação ao Caso Base é esperado, porque a inserção do VE implica em um aumento de carga do sistema. O Cenário 4, que considera o carregamento/descarregamento para um perfil de consumo comercial, apresentou a maior perda, 3,1025p.u., sendo 1,4% acima do Caso Base, e 0,37% acima do Cenário 2.

Para o Caso 11%, o Cenário 1, que considera apenas o carregamento em um perfil residencial, foi o que apresentou menor valor de perda, sendo de 3,3089p.u., que representa um acréscimo de 8,1% em relação ao Caso Base. O Cenário 2, apresentou a maior perda, 3,3482p.u., que significa um acréscimo de 9,4% em relação ao Caso Base, e 1,19% acima do Cenário 1.

Para o caso que considera 33% de inserção, o Cenário 5, que possibilita só o carregamento do VE na rede e a mescla do perfil comercial e residencial, apresentou menor perda, sendo de 3,9898p.u., 30,4% acima do Caso Base. O Cenário 2 apresentou a maior perda com 4,2469p.u., 38,8% acima do Caso Base e 6,44% acima do Cenário 5.

Com estes resultados, é possível concluir que a relação entre maior perda está correlacionada com o grau de inserção do VE conectado à rede. Para os cenários simulados conclui-se que para grau de penetração mais baixos o Cenário 2 apresentou menor perda, mas a medida que aumenta o grau de inserção do VE, a perda aumenta. A FIGURA 5.66 demonstra o comportamento da perda total do sistema em relação ao grau de inserção do VE à rede e seu cenário de configuração.

FIGURA 5.66 – Comparativo de Perda Total.



Fonte: Autor (2019).

Em relação ao custo de operação do sistema, para o Caso 3%, o Cenário 2, que considera o carregamento/descarregamento para um perfil de consumo residencial, foi o que apresentou menor valor, sendo 1027,8642\$, que representa 0,7% acima do valor apresentado no Caso Base. Este aumento do custo de operação em relação ao Caso Base é esperado, porque a inserção do VE implica em um aumento de carga do sistema. O Cenário 4, que considera o carregamento/descarregamento para um perfil de consumo comercial, apresentou a

maior custo, 1028,2250\$, sendo 1,1% acima do Caso Base, e 0,03% acima do Cenário 2.

Para o Caso 11%, o Cenário 2, apresentou menor custo de operação do sistema, sendo de 1056,4567\$, que representa um acréscimo de 3,9% em relação ao Caso Base. O Cenário 4, apresentou o maior custo, 1079,3692\$, que significa um acréscimo de 6,1% em relação ao Caso Base, e 2,17% acima do Cenário 2.

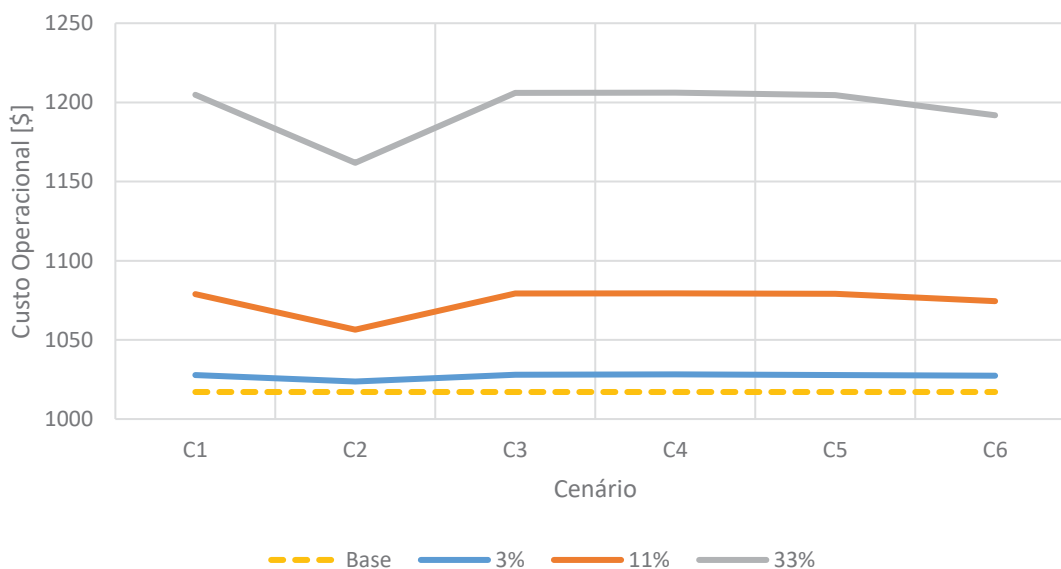
Para o caso que considera 33% de inserção, o Cenário 2, apresentou o menor custo de operação, sendo de 1161,8383\$, 14,2% acima do custo do Caso Base. O Cenário 4 apresentou o maior custo com 1206,1578\$, 18,6% acima do Caso Base e 3,81% acima do Cenário 5.

Com estes resultados, fica evidente que o Cenário 2, que considera a possibilidade de carregamento/d Descarregamento do VE na rede, com um perfil de consumo em que o usuário conecta seu VE em uma tomada residencial das 20h às 8h, apresenta a configuração que impacta em menor custo de operação do sistema.

Outra conclusão possível é que o Cenário 4, que considera a possibilidade de carregamento/d Descarregamento do VE na rede, com um perfil de consumo comercial, em que o usuário conecta seu VE em ECVE das 9h às 19h, apresenta a configuração que mais impacta no aumento do custo de operação do sistema.

A FIGURA 5.67 resume o comportamento do custo de operação do sistema em relação ao grau de inserção do VE à rede e seu cenário de configuração. De modo geral, observa-se que a possibilidade de se carregar e descarregar as baterias tendem a diminuir o custo operativo quanto maior o grau de penetração de VE conectadas com perfil residencial, pois fica mais efetiva a atenuação dos picos de carga no período de ponta.

FIGURA 5.67 – Comparativo de Custo Operacional.



Fonte: Autor (2019).

A TABELA 5.5 apresenta a injeção de potência ativa do sistema para todos os cenários simulados. São apresentados os dados de potência ativa injetada pela barra da subestação alimentadora na Barra 1 (P_g); a potência ativa total injetada pela geração solar (P_{gsol}) que é considerada determinística; a potência ativa total injetada pelas baterias dos VEs (P_{VE}), que pode ser positiva no caso do carregamento do VE, ou negativa no caso de injeção de potência no sistema; a potência ativa total de geração (P_{gTotal}), a demandada total (P_{dTotal}) e a perda ativa total do sistema.

Na TABELA 5.5 é possível perceber um incremento da potência ativa fornecida pela barra da subestação a medida que o grau de inserção do VE aumenta. O mesmo comportamento é percebido pela potência demanda do sistema que aumenta à medida que aumenta a inserção do VE na rede.

TABELA 5.5 – Balanço de Potência Ativa em p.u.

Cenário	Pg	Pgsol	PVE	PgTotal	PdTotal	Perdas
Base	76,4476	11,1750	0,0000	87,6226	84,5622	3,0604
C1_3%	77,4583	11,1750	0,9722	88,6333	85,5344	3,0989
C2_3%	77,5582	11,1750	1,0783	88,7332	85,6405	3,0927
C3_3%	77,4608	11,1750	0,9722	88,6358	85,5344	3,1014
C4_3%	77,4902	11,1750	1,0005	88,6652	85,5627	3,1025
C5_3%	77,4603	11,1750	0,9722	88,6353	85,5344	3,1009
C6_3%	77,5090	11,1750	1,0209	88,6840	85,5831	3,1009
C1_11%	82,2516	11,1750	5,5556	93,4266	90,1177	3,3089
C2_11%	82,8970	11,1750	6,1616	94,0720	90,7238	3,3482
C3_11%	82,2775	11,1750	5,5556	93,4525	90,1177	3,3348
C4_11%	82,284	11,1750	5,5620	93,4590	90,1242	3,3348
C5_11%	82,2609	11,1750	5,5556	93,4359	90,1177	3,3182
C6_11%	82,3892	11,1750	5,6829	93,5642	90,2451	3,3191
C1_33%	94,0552	11,1750	16,6667	105,2302	101,2289	4,0013
C2_33%	95,9386	11,1750	18,3045	107,1136	102,8667	4,2469
C3_33%	94,1745	11,1750	16,6667	105,3495	101,2289	4,1206
C4_33%	94,1815	11,1750	16,6734	105,3565	101,2356	4,1209
C5_33%	94,0437	11,1750	16,6667	105,2187	101,2289	3,9898
C6_33%	94,4971	11,1750	17,0366	105,6721	101,5988	4,0733

Fonte: Autor (2019).

A TABELA 5.6 apresenta a injeção de potência reativa do sistema para todos os cenários simulados. São apresentados os dados de potência reativa injetada pela barra da subestação alimentadora na barra 1 (**Qg**); a potência ativa total injetada pela geração solar (**Qgsol**); a potência reativa total injetada pelas baterias dos VEs (**QVE**); a potência reativa total de geração (**QgTotal**) e a demandada total (**QdTotal**) pelo sistema.

Na TABELA 5.6 é possível perceber um incremento da potência reativa fornecida pela barra da subestação a medida que o grau de inserção do VE aumenta.

TABELA 5.6 – Balanço de Potência Reativa em p.u.

Cenário	Qg	Qgsol	QVE	QgTotal	QdTotal
Base	51,3034	4,7605	0,0000	56,0639	60,4535
C1_3%	51,7358	4,7605	0,4142	56,4963	60,8677
C2_3%	52,7768	4,7605	0,4594	56,5374	60,9129
C3_3%	51,7371	4,7605	0,4142	56,4976	60,8677
C4_3%	51,7497	4,7605	0,4262	56,5102	60,8797
C5_3%	51,7368	4,7605	0,4142	56,4973	60,8677
C6_3%	51,7574	4,7605	0,4349	56,5179	60,8884
C1_11%	53,79	4,7605	2,3667	58,5506	62,8202
C2_11%	54,0608	4,7605	2,6248	58,8213	63,0784
C3_11%	53,8093	4,7605	2,3667	58,5699	62,8202
C4_11%	53,8121	4,7605	2,3694	58,5726	62,8229
C5_11%	53,7987	4,7605	2,3667	58,5592	62,8202
C6_11%	53,8514	4,7605	2,4209	58,6120	62,8745
C1_33%	58,8653	4,7605	7,1000	63,6258	67,5535
C2_33%	59,7114	4,7605	7,7977	64,4720	68,2512
C3_33%	58,9493	4,7605	7,1000	63,7098	67,5535
C4_33%	58,9523	4,7605	7,1028	63,7128	67,5564
C5_33%	58,8836	4,7605	7,1000	63,6441	67,5535
C6_33%	59,0683	4,7605	7,2576	63,8288	67,7111

Fonte: Autor (2019).

5.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos nas simulações através do modelo de programação diária da operação considerando a inserção do VE proposto, permite auxiliar na avaliação dos impactos que o VE pode causar nos sistemas de distribuição. Os cenários simulados, buscam representar diferentes possibilidades dos VEs conectados na rede.

O perfil de tensão da rede, considerando uma baixa inserção de VE, para os cenários que só consideram o carregamento de VE, não apresentou mudanças significativas.

Para o cenário que possibilita o carregamento/d Descarregamento, já é perceptível uma melhora nas barras em que o VE, com um perfil residencial, conecta-se à rede. A injeção de potência na rede, mesmo que em um caso de baixa inserção é capaz de melhorar o perfil de tensão da rede.

Para o cenário em que o perfil do usuário é comercial, é perceptível uma redução do perfil de tensão nas barras no período de conexão do VE. Isso devido ao

carregamento dos veículos no período das 9h às 17h. A energia fotovoltaica pode ser um bom complemento para este perfil de consumo, já que sua contribuição é no mesmo período de conexão do VE no perfil comercial.

Mesmo em cenários de baixa inserção em que é considerado tanto o perfil comercial e residencial, os resultados são semelhantes aos casos individuais, uma redução do perfil de tensão para o instante de conexão do perfil comercial e um aumento para o perfil residencial.

Já a mudança do perfil de tensão considerando uma alta inserção de VE, no cenário que possibilita apenas o carregamento, tanto para o perfil residencial e comercial, apresentou uma considerável redução do perfil de tensão, chegando a valores críticos de segurança.

Nos cenários de modalidade carregamento/descarregamento, para o perfil residencial, foi observado uma melhora significativa no perfil de tensão dos instantes de injeção de potência do VE na rede. No perfil residencial a injeção de potência na rede acontece principalmente no período carga pesada do sistema, contribuindo para o sistema em um instante em que a o perfil de tensão apresentam valores mais baixos.

Para o perfil comercial na modalidade carregamento/descarregamento, apresentou uma considerável redução do perfil de tensão, chegando a valores de limites mínimos de segurança.

Para o cenário em que se considera a mescla dos dois perfis, comercial e residencial, novamente, se observa um aumento do perfil de tensão para os momentos de injeção de potência do VE residencial conectado, e uma redução a níveis críticos de tensão nos instantes de carregamento do VE.

Em relação aos custos operacionais considerando a inserção do VE no planejamento da operação, o modelo de planejamento da operação proposto permitiu concluir que os custos de operação do sistema estão relacionados com o grau de inserção do VE à rede e tipo de conexão.

O cenário que considera a possibilidade de carregamento/descarregamento do VE na rede, com um perfil de consumo em que o usuário conecta seu VE em uma tomada residencial, apresenta a configuração que impacta em menor custo de operação do sistema.

Em relação às perdas do sistema, as simulações permitiram observar a relação entre maior perda do sistema com o grau de inserção do VE conectado à rede.

Em cenários de baixa penetração, o caso que considera a modalidade de carregamento/d Descarregamento apresentou menor perda, mas na medida que aumenta o grau de inserção do VE, aumenta a perda elétrica.

Para cenários de alta penetração os cenários que possibilitam apenas o carregamento num perfil residencial e o que possibilitam apenas o carregamento com a mescla dos dois perfis de utilização do VE, apresentaram os menores valores de perda elétrica.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Diante da eminente realidade da inserção dos VEs na rede de distribuição de energia elétrica surge a dificuldade de mensurar os impactos que os mesmos causam na rede.

Diversos estudos têm sido realizados visando prever os impactos que a penetração do VE pode causar nos sistemas de energia elétrica, mas a maior parte deles realiza estudos com a rede elétrica simplificada.

Deste modo, nesta dissertação foi desenvolvido um modelo computacional o qual foi formulado como um problema de otimização capaz de determinar a programação diária da operação de redes ativas de distribuição, considerando a inserção do VE na rede. O problema foi abordado através de um Fluxo de Potência Ótimo Multiperíodo. A intertemporalidade do problema é formulada através da introdução de uma função de acoplamento representada pela energia armazenada pelas baterias do VE.

A resolução do Fluxo de Potência Ótimo foi através do Métodos dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

A otimização multiperíodo com um horizonte de 24 períodos, divididos em horas, sob a influência da geração fotovoltaica e um sistema de tarifação horária de energia horária.

O modelo proposto no presente trabalho, incorpora o VE, tal como modelado em Viola et al., (2017), ao problema por meio da adição de uma variável de otimização à função objetivo que, além de alterar as restrições de balanço de potência, também é usada para monitorar a energia armazenada nas baterias. Como resultado, têm-se um FPO Multiperíodo que busca, além da minimização dos custos operativos e perdas de transmissão, também a maximização da energia armazenada nas baterias dos veículos elétricos conectados à rede visando a injeção ótima de energia à rede nas horas de ponta, que provocará uma redução dos custos operacionais, além de melhorar o perfil de tensão da rede.

Além disso, restrições referentes ao VE são adicionadas ao problema tais como: limites mínimos e máximos de injeção de potência ativa e armazenamento de energia das baterias.

A modelagem do VE é feita de tal forma que seu comportamento pode ser de carga (quando no modo carregamento) ou de geração injetando potência na rede (quando no modo descarregamento).

Nas simulações realizadas, foram utilizados vários cenários determinísticos de conexão do VE e a fim de avaliar seus impactos nas perdas, custos operacionais e perfil de tensão. Foram construídos vários cenários que variam entre a modalidade carregamento e carregamento/d Descarregamento. Mesmo que a regulamentação brasileira ainda não permita a injeção de potência de um VE na rede, mas vislumbrando uma alteração futura na regulamentação, foram avaliados os impactos da injeção de potência proveniente da energia armazenada nas baterias do VE.

Outro fator analisado foi o impacto do perfil do usuário, que foi dividido entre dois perfis de utilização do VE: residenciais e comerciais. O perfil residencial são usuários que carregam os VE em suas residências, sua conexão acontece através de tomadas próprias para o seu carregamento, e seu período de conexão é das 20h até às 7h do próximo dia. O perfil comercial são usuários que conectam seus VEs em ECVE, localizadas em locais públicas com utilização compartilhada entre outros usuários, o seu período de conexão é das 9h até às 19h.

Os resultados de simulações demonstraram que, no cenário de perfil residencial, que possibilitam o carregamento/d Descarregamento, é perceptível uma melhora no perfil de tensão do sistema. Esse resultado é devido a injeção de potência da bateria na rede em momentos de patamares de carga alta do sistema. Mostrando que o VE pode ser uma boa alternativa para o deslocar a geração de energia de momentos de carga leve do sistema, para momentos de carga alta, otimizando o uso dos recursos energéticos do sistema, provocando uma redução das perdas e dos custos operacionais da rede ativa de distribuição.

Para o perfil comercial, é perceptível uma redução do perfil de tensão para o seu instante de conexão pois a otimização prioriza um forte carregamento em instantes iniciais, resultando assim em uma redução do perfil de tensão. Esse comportamento é explicado pela variação da tarifa de energia, sendo mais vantajoso seu carregamento no período inicial de carregamento evitando o carregamento em períodos de tarifa mais alta. Entretanto, esse comportamento do perfil comercial é complementado através de uma geração fotovoltaica, que apresenta seus picos de geração nos mesmos instantes em que o VE carrega, como também foi apresentado em Su et al. (2014).

Para os cenários que consideram uma alta inserção de VE na rede, os impactos no perfil de tensão do sistema são bastante significativos, demonstrando que para que a rede seja capaz de atender uma grande frota de VEs devem ser feitos investimentos na infraestrutura da rede de distribuição.

Os impactos da inserção do VE à rede referente às perdas elétricas são significativos, podendo apresentar um aumento em até 40% em cenários de alta penetração de VE, devendo ser um ponto de atenção nos estudos de planejamento da expansão do sistema. Os impactos observados demonstram que os cenários em que existe a participação tanto de usuários com carregamento comercial e residencial apresentam os menores níveis de perdas, se comparado com os outros cenários.

Em relação aos impactos nos custos operacionais considerando a inserção do VE no planejamento da operação, os resultados demonstraram que os impactos estão relacionados ao nível de inserção, podendo aumentar os custos de operação em até 19%, para os cenários estudados.

A maioria dos cenários simulados mostraram que a modalidade carregamento/descarregamento seria capaz de reduzir os custos operacionais se comparado com a modalidade que só permite o carregamento.

Outra conclusão possível é que o perfil do usuário residencial se mostra bastante vantajoso em relação ao perfil comercial, devendo ser incentivado. Esse incentivo poderia ser feito através da popularização de tomadas residenciais para VE, e também a criação de mecanismos regulatórios através de subsídios ou de incentivos fiscais para os donos dos VE sejam beneficiados em disponibilizar à rede a capacidade de armazenamento e injeção de energia da bateria do seu VE.

Por fim, os resultados obtidos nas simulações realizadas neste estudo permitiram concluir que são grandes os impactos no caso de uma alta penetração de VEs na rede de distribuição, que corroboram com outros estudos apresentados na área, como por exemplo J. C. Lima et al. (2012). O planejamento das redes de distribuição deverão ser revistos, porque os resultados de simulações demonstraram que para uma alta penetração de VE o perfil de tensão em grande maioria das barras do sistema atinge valores críticos próximo ao valor mínimo de segurança.

A metodologia aqui proposta pode servir para auxiliar os estudos de impacto que os VEs causam na rede, contribuir para determinar melhores estratégias na adaptação da infraestrutura que incorpora os VEs à rede ativa de distribuição e

também nas estratégias de como programar os processos de carga e descarga das baterias para diferentes perfis de conexão (residencial e comercial).

E, visto que os cenários que consideram a carga/descarga na rede se mostram mais vantajosos, novos paradigmas devem ser estabelecidos na regulamentação do VE conectado à rede.

Como trabalhos futuros podem-se elencar:

- Simulações estocásticas, analisando cenários com comportamentos aleatórios de conexão de VEs.
- Incorporar os ciclos de carga e descarga da bateria do VE no problema de otimização, de forma a otimizar o tempo de vida útil da bateria.
- Modelagem de um programa de gerenciamento pelo lado da demanda, para evitar formação picos de carga na rede.
- Modelagem considerando a intermitência e aleatoriedade de fontes de geração distribuída e a complementariedade que os VEs podem ter com essas fontes.
- Modelagem considerando simultaneamente sistemas de armazenamento distribuídos;
- Modelagem considerando microrredes no sistema.

REFERÊNCIAS

ABDI, H.; BEIGVAND, S. D.; SCALA, M. LA. A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, n. December, p. 742–766, 2017. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.102>>. .

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília - DF, 2012.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 819, DE 19 DE JUNHO DE 2018. , 2018. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/28737289/do1-2018-07-05-resolucao-normativa-n-819-de-19-de-junho-de-2018-28737273>. .

ANEEL, A. N. DE E. E. TARIFA BRANCA. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-quem-tem-consumo-acima-de-250-kwh/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 11/8/2019.

AUTOEVOLUTION. TESLA MOTORS Model 3 2017 - Present. Disponível em: <https://www.autoevolution.com/cars/tesla-motors-model-3-2017.html#aeng_tesla-motors-model-3-2017-p>. Acesso em: 5/8/2019.

BAÑOL ARIAS, M. N. **INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**, 2019. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia - Câmpus Ilha Solteira (UNESP).

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/19265/>>. .

BORBA, B. Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético brasileiro. **Statewide Agricultural Land Use Baseline 2015**, p. 1–179, 2012.

BORGES, S. S. **Pré-despacho de potência ativa e reativa para sistemas**

hidrotérmicos utilizando método de pontos interiores e coordenadas retangulares, 2010. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/1884/24040>>. .

BORGES, S. S.; FERNANDES, T. S. P.; ALMEIDA, K. C. DE. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via método dos Pontos Interiores e coordenadas retangulares. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 22, n. 5, p. 479–494, 2011. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592011000500004&lng=pt&tlng=pt>. .

BREMERMANN, L. E.; MATOS, M.; LOPES, J. A. P.; ROSA, M. Electric vehicle models for evaluating the security of supply. **Electric Power Systems Research**, v. 111, p. 32–39, 2014.

C. LIMA, J.; M. LOURENÇO, E.; MOROZOWKI FILHO, M. Impacto da conexão de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica. **CBA 2012 - Congresso Brasileiro de Automática**, p. 3870–3877, 2012.

CAMPILLO, J. **From Passive To Active Electric Distribution Networks From Passive To Active Electric Distribution Networks**, 2016. Tese de Doutorado. Mälardalen University Press.

CARPENTIER, J. Contribution a l'étude du dispatching économique. **Bull. Soc. Francaise Electriciens, Vol. 8.**, p. 431–447, 1962.

CIGRE WORKING GROUP C6.11. Development and operation of active distribution networks (457). **Cigre**, , n. April, 2011.

COELHO, J. M. **Impacto Dos Veículos Elétricos No Planejamento Energético Brasileiro**. 2017.

COELHO, V. N.; COELHO, I. M.; COELHO, B. N.; et al. Multi-objective energy storage power dispatching using plug-in vehicles in a smart-microgrid. **Renewable Energy**, v. 89, p. 730–742, 2016.

COPEL, C. P. DE E. Tarifa Branca. Disponível em:

<<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Findustrial%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB0CA4C8DF4B62F98832581F00058CCF9>>.

Acesso em: 11/8/2019.

COSTA, A. L. **Alocação ótima conjunta de energia e reservas operativas baseada em fluxo de potência ótimo dinâmico**, 2004. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/87175>>. .

DERAKHSHANDEH, S. Y.; MASOUM, A. S.; DEILAMI, S.; MASOUM, M. A. S.; HAMEDANI GOLSHAN, M. E. Coordination of Generation Scheduling with PEVs Charging in Industrial Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 3451–3461, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6507349/>>.

EPE/MME. Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: Aplicações no horário de ponta. , p. 25, 2015.

FERNANDES, T. S. P. **Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários.**, 2004. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/87562/204952.pdf?sequence=1>>. .

FERNANDES, T. S. P.; LENZI, J. R.; MIKILITA, M. A. Load shedding strategies using optimal load flow with relaxation of restrictions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 712–718, 2008.

FRADE, I.; RIBEIRO, A.; GONÇALVES, G.; ANTUNES, A. P. Optimal Location of Charging Stations for Electric Vehicles in a Neighborhood in Lisbon, Portugal. **Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board**, v. 2252, n. 1, p. 91–98, 2011. Disponível em: <<http://journals.sagepub.com/doi/10.3141/2252-12>>. .

GODOI, A. A. **Alocação de bancos de capacitores em redes primária e secundária de energia elétrica**, 2009. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Disponível em:

<<https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/18266/ADELINO?sequence=1>>. .

GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, p. 136–146, 1994. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/317548/>>. .

HAN, D.; YAN, Z.; SONG, Y.; YANG, L.; HONG, Y. A robust optimization approach to evaluate the impact of smart grid technologies on generation plans. **2014 International Conference on Power System Technology**, , n. Powercon, p. 1706–1711, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6993510>>. .

IEC. IEC 61851-1 Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements. **Iec**, v. 61851–1, n. 2.0, p. 99, 2010.

JIANFENG, W.; XIANGNING, X.; JIAN, Z.; et al. Charging demand for electric vehicle based on stochastic analysis of trip chain. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 11, p. 2689–2698, 2016. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2015.0995>>. .

KARAKITSIOS, I.; KARFOPOULOS, E.; HATZIARGYRIOU, N. Impact of dynamic and static fast inductive charging of electric vehicles on the distribution network. **Electric Power Systems Research**, v. 140, p. 107–115, 2016. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.034>>. .

KIM, B.; BAE, S.; KIM, H. Optimal Energy Scheduling and Transaction Mechanism for Multiple Microgrids. **Energies**, v. 10, n. 4, p. 566, 2017. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/10/4/566>>. .

LACHOVICZ, F. J. **Planejamento de suporte de reativo para redes de distribuição com forte penetração de geração solar fotovoltaica**, 2018. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Disponível em: <<https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/57480/R - D - FELIPE JOSE LACHOVICZ.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. .

LIMA, J. C. **Impacto Dos Veículos Elétricos Sobre As Decisões das Concessionárias de Energia**, 2012. Universidade Federal do Paraná (UFPR).

Disponível em: <<http://hdl.handle.net/1884/28433>>. .

MAHMOUDZADEH ANDWARI, A.; PESIRIDIS, A.; RAJOO, S.; MARTINEZ-BOTAS, R.; ESFAHANIAN, V. A review of Battery Electric Vehicle technology and readiness levels. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, n. October 2015, p. 414–430, 2017. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.138>>. .

MALLET, P.; GRANSTROM, P. O.; HALLBERG, P.; LORENZ, G.; MANDATOVA, P. Power to the people!: European perspectives on the future of electric distribution. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 12, n. 2, p. 51–64, 2014.

MONTICELLI, A.; LIU, W. H. E. Adaptive movement penalty method for the newton optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 334–342, 1992.

NISSAN. Ficha Técnica Nissan Leaf / MY20. , , n. 1, p. 1–6, 2016. Disponível em: <[https://www.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/br/vehicles/leaf/20190718/Ficha Tecnica LEAF MY20_v2_com_capa \(1\).pdf](https://www.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/br/vehicles/leaf/20190718/Ficha_Tecnica_LEAF_MY20_v2_com_capa_(1).pdf)>. .

PINTO, R. S. **PLANEJAMENTO MULTISTÁGIO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO DE SMART GRIDS**, 2018. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Disponível em: <<https://hdl.handle.net/1884/56589>>. .

QUIÑONEZ, R. A. S. **A FRAMEWORK FOR OPTIMAL SCHEDULING OF ELECTRIC VEHICLES AND DEMAND RESPONSE TO SMART GRIDS**, 2015. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/1884/37992>>. .

SASSON, A. M.; VILORIA, F.; ABOYTES, F. Optimal Load Flow Solution Using the Hessian Matrix. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-92, n. 1, p. 31–41, 1973. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4075034/>>. .

SHAREEF, H.; ISLAM, M. M.; MOHAMED, A. A review of the stage-of-the-art charging

technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 403–420, 2016. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.033>>. .

SILVA, J. P. N. **Avaliação de impactos da inserção dos veículos elétricos nos sistemas de distribuição das concessionárias EDP Bandeirante e EDP ESCELSA.**, 21. mar. 2014. São Paulo: Universidade de São Paulo. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-26122014-172307/>>. .

SIMON, E. C. **Avaliação de Impactos da Recarga de Veículos Elétricos em Sistemas de Distribuição**, 2013. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Emanuel_Cella_Simon.pdf>. .

SU, W.; WANG, J.; ROH, J. Stochastic Energy Scheduling in Microgrids With Intermittent Renewable Energy Resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1876–1883, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6662462/>>. .

SUN, D.; ASHLEY, B.; BREWER, B.; HUGHES, A.; TINNEY, W. Optimal Power Flow By Newton Approach. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-103, n. 10, p. 2864–2880, 1984. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4112388/>>. .

TILL BUNSEN; CAZZOLA, P.; D'AMORE, L.; et al. Global EV Outlook 2019 to electric mobility. **OECD** iea.org, p. 232, 2019. Disponível em: <www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/>. .

TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. AN interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 4, p. 1211–1218, 1998.

UN-NOOR, F.; PADMANABAN, S.; MIHET-POPA, L.; MOLLAH, M. N.; HOSSAIN, E. A comprehensive study of key electric vehicle (EV) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development. **Energies**, v. 10, n. 8, 2017.

UTURBEY, W.; SIMÕES COSTA, A. Dynamic optimal power flow approach to account

for consumer response in short term hydrothermal coordination studies. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 1, n. 3, p. 414, 2007. Disponível em: <<http://link.aip.org/link/IGTDAW/v1/i2/p324/s1&Agg=doi>>. .

VELDMAN, E.; VERZIJLBERGH, R. A. Distribution Grid Impacts of Smart Electric Vehicle Charging From Different Perspectives. , p. 1–10, 2014.

VIOLA, L.; DA SILVA, L. C. P.; RIDER, M. J.; EINSTEIN, A. A.; GERALDO, B. OTIMIZACAO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ATRAVÉS DE BATERIA E HIDROGÊNIO EM SISTEMAS DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELÉTRICA. , 2017.

WU, T.; YANG, Q.; BAO, Z.; YAN, W. Coordinated energy dispatching in microgrid with wind power generation and plug-in electric vehicles. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 3, p. 1453–1463, 2013.

XIANG, Y.; LIU, J.; LI, R.; et al. Economic planning of electric vehicle charging stations considering traffic constraints and load profile templates. **Applied Energy**, v. 178, p. 647–659, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.021>>. .

YONG, J. Y.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; TAN, K. M.; MITHULANANTHAN, N. A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 49, p. 365–385, 2015. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.130>>. .

ZHENG, Y.; DONG, Z. Y.; XU, Y.; et al. Electric vehicle battery charging/swap stations in distribution systems: Comparison study and optimal planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 221–229, 2014.

APÊNDICE B – Dados do Sistema de 90 Barras

TABELA B.1 – Dados de Barra do Sistema 90 Barras.

Barra	Carga Ativa [kW]	Carga Reativa [kvar]	Barra	Carga Ativa [kW]	Carga Reativa [kvar]
1	0	0	46	39,22	26,3
2	0	0	47	39,22	26,3
3	0	0	48	0	0
4	0	0	49	79	56,4
5	0	0	50	384,7	274,5
6	0	0	51	384,7	274,5
7	2,6	2,2	52	40,5	28,3
8	40,4	30	53	3,6	7,2
9	75	54	54	4,35	3,5
10	30	22	55	26,4	19
11	28	19	56	24	17,2
12	145	104	57	0	0
13	145	104	58	0	0
14	8	5,5	59	0	0
15	8	5,5	60	100	72
16	0	0	61	0	0
17	45,5	30	62	1244	888
18	60	35	63	32	23
19	60	35	64	0	0
20	0	0	65	227	162
21	1	0,6	66	59	42
22	114	81	67	18	13
23	5,3	3,5	68	18	13
24	0	0	69	28	20
25	28	20	70	28	20
26	0	0	71	24	18
27	14	10	72	24	18
28	14	10	73	36	27
29	26	18,6	74	36	27
30	26	18,6	75	36	27
31	0	0	76	60	45
32	0	0	77	24	18
33	0	0	78	60	45
34	14	10	79	36	27
35	19,5	14	80	36	27
36	6	4	81	36	27
37	26	18,55	82	24	18
38	26	18,55	83	24	18
39	0	0	84	24	18
40	24	17	85	24	18
41	24	17	86	24	18
42	1,2	1	87	36	27
43	0	0	88	60	45
44	6	4,3	89	24	18
45	0	0	90	24	18

Fonte: Adaptado de Godoi (2009).

TABELA B.2 – Dados de Linha do Sistema 90 Barras.

De	Para	Resistência [Ω]	Reatância [Ω]	De	Para	Resistência [Ω]	Reatância [Ω]
1	2	0,0005	0,0012	46	47	0,0009	0,0012
2	3	0,0005	0,0012	5	48	0,0034	0,0084
3	4	1,00E-10	1,00E-10	48	49	0,0851	0,2083
4	5	0,0015	0,0036	49	50	0,2898	0,7091
5	6	0,0251	0,0294	50	51	0,0822	0,2011
6	7	0,366	0,1864	9	52	0,0928	0,0473
7	8	0,3811	0,1941	52	53	0,3319	0,1114
8	9	0,0922	0,047	10	54	0,174	0,0886
9	10	0,0493	0,0251	54	55	0,203	0,1034
10	11	0,819	0,2707	55	56	0,2842	0,1447
11	12	0,1872	0,0619	56	57	0,2813	0,1433
12	13	0,7114	0,2361	57	58	1,59	0,5337
13	14	1,03	0,34	58	59	0,7837	0,263
14	15	1,044	0,345	59	60	0,3042	0,1006
15	16	1,058	0,3496	60	61	0,3861	0,1172
16	17	0,1966	0,065	61	62	0,5075	0,2585
17	18	0,3744	0,1238	62	63	0,0974	0,0496
18	19	0,0047	0,0016	63	64	0,145	0,0738
19	20	0,3276	0,1083	64	65	0,7105	0,3619
20	21	0,2106	0,0696	65	66	1,041	0,5302
21	22	0,3416	0,1129	12	67	0,2012	0,0611
22	23	0,014	0,0046	67	68	0,0047	0,0014
23	24	0,1591	0,0526	13	69	0,7394	0,2444
24	25	0,3463	0,1145	69	70	0,0047	0,0016
25	26	0,7488	0,2475	7	71	124,4	190,44
26	27	0,3089	0,1021	17	72	124,4	190,44
27	28	0,1732	0,0572	20	73	74,9	127,8
3	29	0,0044	0,0108	23	74	74,9	127,8
29	30	0,064	0,1565	25	75	74,9	127,8
30	31	0,3978	0,1315	28	76	39,61	78,2
31	32	0,0702	0,0232	31	77	124,4	190,44
32	33	0,351	0,116	36	78	39,61	78,2
33	34	0,839	0,2816	39	79	74,9	127,8
34	35	1,708	0,5646	42	80	74,9	127,8
35	36	1,474	0,4873	44	81	74,9	127,8
4	37	0,0044	0,0108	47	82	124,4	190,44
37	38	0,064	0,1565	51	83	124,4	190,44
38	39	0,1053	0,123	53	84	124,4	190,44
39	40	0,0304	0,0355	56	85	124,4	190,44
40	41	0,0018	0,0021	59	86	124,4	190,44
41	42	0,7283	0,8509	62	87	74,9	127,8
42	43	0,31	0,3623	66	88	39,61	78,2
43	44	0,041	0,0478	68	89	124,4	190,44
44	45	0,0092	0,0116	70	90	124,4	190,44

Fonte: Adaptado de Godoi (2009).

APÊNDICE C – Publicação realizada durante o período do mestrado

OLIVEIRA, Gabriel Apoena de; MUTHEMBA, Leonel João; UNSIHUAY-VILA, Clodomiro. *State-of-the-Art Impacts of Smart Grid in the Power Systems Operation and Expansion Planning*. **Braz. arch. biol. technol.**, Curitiba, v. 61, n. spe, e18000400, 2018. Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1516-89132018000200210&lng=pt&nrm=iso>. Acessos em 11 ago. 2019. Epub 22-Out-2018. <http://dx.doi.org/10.1590/1678-4324-smart-2018000400>.