



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Faculdade de Engenharia
Câmpus de Ilha Solteira, SP - Brasil

MARIO ANDRÉS MEJIA ALZATE

**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
INCLUINDO ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E
FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Ilha Solteira
2021



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Faculdade de Engenharia
Câmpus de Ilha Solteira, SP - Brasil

MARIO ANDRÉS MEJIA ALZATE

**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
INCLUINDO ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E
FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista – UNESP, Câmpus de Ilha Solteira, como parte dos requerimentos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Orientador

Prof. Dr. Javier Contreras Sanz

Co-orientador

Ilha Solteira
2021

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

M516p Mejia Alzate, Mario Andres.
Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica incluindo estações de carregamento de veículos elétricos e fontes renováveis de geração distribuída / Mario Andres Mejia Alzate. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
167 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2021

Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Coorientador: Javier Contreras Sanz
Inclui bibliografia

1. Estações de carregamento de veículos elétricos. 2. Fontes renováveis de geração distribuída. 3. Planejamento de sistemas de distribuição. 4. Otimização multiobjetivo. 5. Veículos elétricos.


Raiane da Silva Santos

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

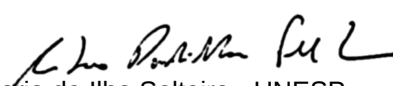
TÍTULO DA TESE: PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
INCLUINDO ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E
FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTOR: MARIO ANDRES MEJIA ALZATE

ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN

COORIENTADOR: JAVIER CONTRERAS SANZ

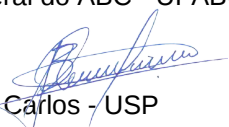
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA
ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN (Participação Virtual) 
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Virtual) 
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Dra. MARIA NATALY BAÑOL ARIAS (Participação Virtual) 
Departamento de Sistemas de Energia / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Prof. Dr. EDMARCIO ANTONIO BELATI (Participação Virtual) 
Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas / Universidade Federal do ABC - UFABC

Prof. Dr. BENVINDO RODRIGUES PEREIRA JÚNIOR (Participação Virtual) 
Departamento de Engenharia Elétrica e Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Ilha Solteira, 07 de julho de 2021

Este trabalho está dedicado primeiramente a Deus, minha força, o meu sustento e a minha fonte de sabedoria e inteligência; e também a minha família, que sempre me apoiaram e estiveram comigo em todos os momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente a Deus, o meu TUDO, Ele me capacitou, me abriu as portas, me guiou, me sustentou e me permitiu alcançar com sucesso essa grande conquista.

A minha querida e amada esposa Amanda Delfino da Silva, ela foi muito corajosa ao aceitar ser minha companheira de aventuras para a vida toda. Sem ela minha vida não seria a mesma.

Aos meus pais Liliana Maria Alzate Velez e Luís Mario Mejia Giraldo pelo apoio incondicional, pelo amor e o carinho; pelo esforço que eles têm feito por mim, pelo bom exemplo e os valores ensinados.

Ao professor Dr. Antonio Padilha Feltrin pela orientação, confiança e amizade na realização deste trabalho.

Um agradecimento especial a meu grande amigo Dr. Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo, pela significativa contribuição na realização deste trabalho.

Ao professor Dr. Javier Contreras Sanz pela co-orientação, amizade e oportunidade de realizar o meu estágio sanduiche na Universidad Castilla-La Mancha, Ciudad Real, Espanha. Agradeço ao professor Dr. Gregorio Muñoz pela amizade e sugestões no desenvolvimento desse trabalho.

Aos professores Rubén, Mantovanni, Fredy pela amizade, conselhos e sugestões no desenvolvimento desse trabalho.

A todos os meus amigos do LaPSEE, especialmente aos que me acompanharam de perto durante esses anos: Ozy, Renzo, Juan, Luís Gustavo, Diogo.

Aos professores da banca de defesa, Prof. Dr. Edmarcio Antonio Belati, Prof. Dr. Jose Roberto Sanches Mantovani, Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior e Dra. Maria Nataly Bañol Arias que contribuíram com sugestões e correções para a melhoria desse trabalho.

À CAPES pelo suporte financeiro durante o período de doutorado sanduiche na Espanha. Agradeço ao CNPQ pelo suporte financeiro durante o período de doutorado na UNESP.

À UNESP, ao departamento de Engenharia Elétrica da FEIS pela oportunidade de continuar com meus estudos de pós-graduação nas suas instalações, e a Universidad de Castila-La Mancha pela oportunidade de fazer o meu doutorado sanduíche nas suas instalações.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

***“Guardemos firmemente a esperança
da fé que professamos, pois
podemos confiar plenamente que
Deus cumprirá as suas promessas”***

Hebreus 10:23 NTLH

RESUMO

Neste trabalho apresentam-se duas propostas para abordar o problema de planejamento de médio prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo estações de carregamento de veículos elétricos, fontes renováveis de geração distribuída e limite de emissões de CO₂. Ambas as propostas atendem a objetivos diferentes e levam em consideração diferentes opções de investimento. A primeira proposta consiste em uma abordagem de planejamento centralizado onde, independente do proprietário das estações de carregamento e das fontes de geração distribuída, a distribuidora decide todos os investimentos a serem realizados. A segunda proposta consiste em uma abordagem de planejamento multiobjetivo onde se considera que as estações de carregamento são de propriedade de um agente privado. Portanto, os interesses econômicos de ambos os proprietários são tratados separadamente. Os perfis de demanda dos veículos elétricos são calculados usando um algoritmo de decisão de carregamento, que é baseado em padrões de viagens reais, e que considera simultaneamente, carregadores rápidos, lentos, residenciais e estações de troca de baterias para os veículos elétricos. Por outro lado, as incertezas associadas ao problema de planejamento são abordadas através da otimização estocástica baseada em cenários. As formulações matemáticas de ambas as propostas correspondem a modelos de programação não lineares inteiros mistos não convexos. Portanto, essas formulações são manipuladas algebricamente para torná-las modelos de programação linear inteira mista. Os modelos matemáticos resultantes são implementados na linguagem de programação matemática AMPL e resolvidos usando o *solver* CPLEX. Para analisar e avaliar a efetividade e aplicabilidade das propostas, dois sistemas de distribuição de 69 e 134 nós são utilizados para executar testes. Os resultados numéricos dos diferentes casos de estudo demonstram a aplicabilidade e escalabilidade das metodologias propostas.

Palavras-chave: estações de carregamento de veículos elétricos; fontes renováveis de geração distribuída; planejamento de sistemas de distribuição; otimização multiobjetivo; veículos elétricos.

ABSTRACT

Two proposals are presented in this work to address the problem of medium-term planning of electric energy distribution systems, including electric vehicle charging stations, renewable distributed generation sources, and CO₂ emission limits. Both proposals have different goals and take into account different investment options. The first method consists of a centralized planning approach where, regardless of the owner of charging stations and the owner of distributed generation sources, the distribution company has total autonomy to decide all the investment actions to be carried out. The second method consists of a multi-objective planning approach where it is considered that the charging stations are owned by an agent outside the distribution company. Therefore, the economic interests of both owners are treated separately. For both methods, the demand profiles of electric vehicle are determined using a travel simulation algorithm based on real travel trends, which simultaneously considers fast, slow, residential chargers, as well as battery exchange stations for electric vehicles. On the other hand, the uncertainties, such as electricity demand, price of energy purchased on the sub-transmission network, solar irradiation, wind speed, adoption rate and demand profiles for electric vehicles, are addressed through scenario-based stochastic optimization. Both proposals' mathematical formulations correspond to non-convex mixed integer nonlinear programming models. Therefore, these formulations are algebraically manipulated to obtain mixed-integer linear programming models. The resulting mathematical models are written in the AMPL programming language and solved using the CPLEX solver. Two distribution systems with 69 and 134 nodes are used to run tests to analyze and evaluate the effectiveness and applicability of the proposals. The numerical results of the various case studies show that the proposed methodologies are applicable and scalable.

Keywords: electric vehicle charging stations; distributed generation renewable sources; distribution system planning; multi-objective optimization; electric vehicles.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação do ponto de operação de um sistema de distribuição de energia elétrica	45
Figura 2 – Linearização por partes dos termos quadráticos do modelo de fluxo de potência.....	50
Figura 3 – Sequência de tomada de decisões em problemas de otimização estocástica de dois estágios.....	56
Figura 4 – Variáveis de decisão no modelo de dois estágios	58
Figura 5 – Aproximação discreta de uma função de distribuição normal contínua	60
Figura 6 – Estrutura do método proposto para modelar o comportamento dos parâmetros incertos.....	63
Figura 7 – Fluxograma do algoritmo de decisão proposto para calcular as demandas dos veículos elétricos	65
Figura 8 – Linhas de tempo (a) do planejamento e (b) da operação	69
Figura 9 – Linearização da curva de capacidade do transformador da subestação.....	73
Figura 10 – Modelo de instalação dos bancos de capacitores	78
Figura 11 – Curva de capacidade (a) quadrática e (b) linearizada de uma máquina síncrona.....	81
Figura 12 – Sistema teste de distribuição de 69 nós dividido por zonas.....	91
Figura 13 – Sistema de distribuição de 134 nós dividido por zonas	101
Figura 15 – Fluxograma do algoritmo de decisão proposto para calcular as demandas dos veículos elétricos	117
Figura 16 – Localização das estações de carregamento de veículos elétricos para o caso de estudo I	135
Figura 17 – Localização das estações de carregamento de veículos elétricos para o caso de estudo II	140
Figura 18 – Localização das estações de carregamento de veículos elétricos para o caso de estudo III	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das características dos métodos propostos para abordar o problema de PSDEE, incluindo ECVE e fontes renováveis de GD	40
Tabela 2 – Custo de planejamento para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo I	92
Tabela 3 – Custo de planejamento para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo II	93
Tabela 4 – Custo de planejamento para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo III	94
Tabela 5 – Custo de planejamento para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo IV.....	95
Tabela 6 – Resumo das ações de investimento para o sistema de 69 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados	97
Tabela 7 – Resumo do custo total de planejamento para o sistema de 69 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados	98
Tabela 8 – Impacto do número total de VEs plugáveis adotados no custo total de planejamento da rede de distribuição de 69 nós	99
Tabela 9 – Impacto do número de zonas consideradas no custo total de planejamento da rede de distribuição de 69 nós	99
Tabela 10 – Custo de planejamento para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo I	102
Tabela 11 – Custo de planejamento para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo II	104
Tabela 12 – Custo de planejamento para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo III	105
Tabela 13 – Custo de planejamento para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo IV.....	107
Tabela 14 – Resumo do custo total de planejamento para o sistema de 134 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados	108
Tabela 15 – Resumo das ações de investimento para o sistema de 134 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados	108

Tabela 16 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo I com $\Gamma = 0,001$	132
Tabela 17 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo I com $\Gamma = 0,5$	133
Tabela 18 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo I com $\Gamma = 0,999$	135
Tabela 19 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo II com $\Gamma = 0,001$	136
Tabela 20 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo II com $\Gamma = 0,5$	138
Tabela 21 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo II com $\Gamma = 0,999$	139
Tabela 22 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo III com $\Gamma = 0,001$	142
Tabela 23 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo III com $\Gamma = 0,5$	143
Tabela 24 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso de estudo III com $\Gamma = 0,999$	144
Tabela 25 – Custos associados à instalação de reguladores de tensão	162
Tabela 26 – Custos associados à instalação de bancos de capacitores	163
Tabela 27 – Custos associados ao recondutoramento de circuitos	163
Tabela 28 – Custos associados à instalação de módulos de geração PV	164
Tabela 29 – Custos associados à instalação de geradores síncronos	164
Tabela 30 – Custos associados à instalação de sistemas de geração WT	164
Tabela 31 – Custos associados à instalação de bancos de baterias	165
Tabela 32 – Número de consumidores residências e veículos no sistema de 69 nós	165
Tabela 33 – Informações gerais do sistema de 69 nós.....	167

LISTA DE ABREVIATURAS

ABREVIATURAS E SIGLAS EM PORTUGUÊS

BC:	Banco de capacitor
BB:	Banco de baterias
CA:	Corrente alternada
CC:	Corrente contínua
ECVE:	Estação de carregamento de veículos elétricos
GD:	Geração distribuída
Li-Íon:	Íons de lítio
NiMH:	Hidreto metálico de níquel
PLIM:	Programação linear inteira mista
PSDEE:	Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica
PV:	Tecnologia de geração fotovoltaica
RT:	Regulador de tensão
SAEE:	Sistema de armazenamento de energia elétrica
SDEE:	Sistema de distribuição de energia elétrica
VE:	Veículo elétrico
WT:	Tecnologia de geração eólica

ABREVIATURAS E SIGLAS EM INGLÊS

BEVs:	<i>Battery electric vehicles</i>
EPRI:	<i>Electric power research institute</i>
G2V:	<i>Grid to vehicle</i>
HEV:	<i>Hybrid electric vehicles</i>
IEA:	<i>International energy agency</i>
IRENA:	<i>International Renewable Energy Agency</i>
PHEVs:	<i>Plug-in hybrid electric vehicles</i>
SOC:	<i>State of charge</i>
V2G:	<i>Vehicle to grid</i>

NOMENCLATURA

Conjuntos

Ω^C	Conjunto de circuitos
Ω^N	Conjunto de nós
Ω^L	Conjunto de condutores
Ω^S	Conjunto de cenários
Ω^{SS}	Conjunto de subestações
Ω^T	Conjunto de estágios
Ω^Z	Conjunto de zonas
Ω^G	Conjunto de geradores despacháveis

Índices

ij	Índice de circuitos
i	Índice de nós
a	Índice de tipo de condutor
s	Índice de cenários
t	Índice de estágios
z	Índice de zonas
q	Índice de tipos de geradores despacháveis
c	Índice de módulos de bancos de capacitores
h	Índice que indica o tipo de condutor ou regulador de tensão operando em um estágio de acordo com a variável de investimento correspondente
l	Índice de blocos da linearização por partes

Parâmetros

l_{ij}	Comprimento do circuito ij
R_a, X_a, Z_a	Resistência, reatância e impedância do condutor do tipo a
$\bar{I}_a$:	Capacidade de corrente do condutor do tipo a
Δ_s^T	Duração de um cenário
α	Taxa de interesse anual
δ_t^I	Ano inicial de cada estágio de planejamento

δ_t^F	Ano final de cada estágio de planejamento
LI_t	Limite de investimento para o estágio t
κ^{RT}	Porcentagem de regulação do RT
B^{BC}	Susceptância do capacitor
β_t	Penetração mínima de DG renovável
$\mathcal{M}_{ij,l}^{\hat{s}}$	Inclinação de cada bloco l da linearização por partes para o ramo ij
Λ	Número de blocos usados na linearização por partes
$\bar{\Phi}_{ij}^{\hat{s}}$	Comprimento de cada bloco usado na linearização por partes no ramo ij
$\bar{S}_i^{SS}$	Potência aparente máxima de uma subestação instalada no nó i
$\bar{S}_g^{GS}$	Potência aparente máxima de um gerador síncrono do tipo g
$\bar{S}^{PV}$	Potência aparente máxima de um módulo de geração PV
$\bar{S}^{WT}$	Potência aparente máxima de um módulo de geração WT
$\underline{\theta}_g^{GS}$	Fator de potência capacitivo máximo de um gerador síncrono do tipo g
$\bar{\theta}_g^{GS}$	Fator de potência indutivo máximo de um gerador síncrono do tipo g
$\underline{\theta}^{PV}$	Fator de potência capacitivo máximo de um módulo de geração PV
$\bar{\theta}^{PV}$	Fator de potência indutivo máximo de um módulo de geração PV
$\underline{\theta}^{WT}$	Fator de potência capacitivo máximo de um módulo de geração WT
$\bar{\theta}^{WT}$	Fator de potência indutivo máximo de um módulo de geração WT
f_s^{PV}	Fator de geração de um módulo de geração PV no cenário s
f_s^{WT}	Fator de geração de um módulo de geração WT no cenário s
$\bar{P}^{BB}$	Potência nominal de um módulo de baterias
η^{BB^c}	Eficiência de carga de um módulo de bateria
η^{BB^d}	Eficiência de descarga de um módulo de bateria
$P_{i,t,s}^D$	Potência ativa demandada no nó i , estágio t , cenário s
$Q_{i,t,s}^D$	Potência reativa demandada na barra i , no estágio t , no cenário s
$\bar{P}^{EV^s}$	Potência nominal de um carregador lento
$\bar{P}^{EV^f}$	Potência nominal de um carregador rápido
$\mathcal{P}_{z,t,s}^{EV^f}$	Demanda de carregamento rápido na zona z , estágio t , cenário s

$\mathcal{P}_{z,t,s}^{EVs}$	Demanda de carregamento lento na zona z , estágio t , cenário s
$\mathcal{Z}_i$	Zona à qual o nó i pertence
γ_i^Z	Parcela de potência ativa demandada modelada como impedância constante
γ_i^I	Parcela de potência ativa demandada modelada como corrente constante
γ_i^P	Parcela de potência ativa demandada modelada como potência constante
ϕ_i^Z	Parcela de potência reativa demandada modelada como impedância constante
ϕ_i^I	Parcela de potência reativa demandada modelada como corrente constante
ϕ_i^P	Parcela de potência reativa demandada modelada como potência constante
$v_{i,s}$	Estimativa da magnitude de tensão
V^N	Magnitude da tensão nominal do sistema
$\bar{V}$	Magnitude da tensão máxima permitida em um nó
$\underline{V}$	Magnitude da tensão mínima permitida em um nó
$v_{a,a}^L$	Custo de substituir um condutor do tipo $\hat{a}$ por um condutor do tipo a
v_a^{VR}	Custo de investimento em um RT do tipo a
v^{BC}	Custo de investimento em um módulo de capacitor
v_ϱ^{GS}	Custo de investimento em um gerador síncrono do tipo ϱ
v^{PV}	Custo de investimento em um módulo de geração PV
v^{WT}	Custo de investimento em um módulo de geração WT
v^{BB}	Custo de investimento em um módulo de bateria
v^{CI}	Custo de investimento em um carregador lento
v^{CF}	Custo de investimento em um carregador rápido
v^{BB}	Custo de investimento em baterias para a troca de baterias dos VEs plugáveis (USD/kWh)
$\mathcal{J}^{ECVE}$	Custo de instalação de uma estação de carregamento de VEs plugáveis
$\mathcal{J}_{i,\vartheta}^{ECVE}$	Custo do terreno disponível no nó i
$\mathcal{J}^{BC}$	Custo de instalação de um banco de capacitores
$\mathcal{J}^{PV}$	Custo de instalação de um sistema de geração PV
$\mathcal{J}^{WT}$	Custo de instalação de um sistema de geração WT
$\mathcal{J}^{BB}$	Custo de instalação de um banco de baterias (BB)
$\bar{n}_i^{BC}$	Número máximo de módulos de capacitores que podem ser instalados no nó i

$\overline{n}_i^{PV}$	Número máximo de módulos de geração PV que podem ser instalados no nó i
$\overline{n}_i^{WT}$	Número máximo de módulos de geração WT que podem ser instalados no nó i
$\overline{n}_i^{BB}$	Número máximo de módulos de BB que podem ser instalados no nó i
$\overline{N}_t^{VR}$	Número máximo de RTs que podem ser instalados no sistema
$\overline{N}_t^{BC}$	Número máximo de BCs que podem ser instalados no sistema
$\overline{N}_t^{GS}$	Número máximo de geradores síncronos que podem ser instalados no sistema
$\overline{N}_t^{PV}$	Número máximo de módulos de geração PV que podem ser instalados no sistema
$\overline{N}_t^{WT}$	Número máximo de módulos de geração WT que podem ser instalados no sistema
$\overline{N}_t^{BB}$	Número máximo de módulos de bateria que podem ser instalados no sistema
ς_s^E	Custo da energia na subestação no cenário s
ς_ϱ^{GS}	Custo de geração de um gerador síncrono do tipo ϱ
ς^{PV}	Custo de geração de um módulo de geração PV
ς^{WT}	Custo de geração de um módulo de geração WT
ς^{BB}	Custo de operação de um módulo de bateria
e^{PV}	Taxa de emissão de CO ₂ de um módulo de geração PV
e^{WT}	Taxa de emissão de CO ₂ de um módulo de geração WT
e^{SS}	Taxa de emissão de CO ₂ de uma subestação
e_ϱ^{GS}	Taxa de emissão de CO ₂ de um gerador síncrono do tipo ϱ
σ	Limite máximo de emissões de CO ₂ permitido para a rede de distribuição

Variáveis contínuas

CI_t^{REDE}	Custo de investimento anualizado na rede no estágio t
CO_t^{REDE}	Custo de operação da rede no estágio t
CI_t^{ECVE}	Custo de investimento anualizado em estações de carregamento de veículos elétricos no estágio t
CO_t^{ECVE}	Custo de operação das estações de carregamento de veículos elétricos no estágio t
$\Delta V_{ij,t,s}$	Variação de tensão associada com o RT no circuito ij , estágio t , cenário s
$V_{i,t,s}$	Magnitude da tensão no nó i , estágio t , cenário s

$V_{i,t,s}^{SQ}$	Quadrado da magnitude da tensão no nó i , estágio t , cenário s
$I_{ij,a,t,s}^{SQ}$	Quadrado da magnitude da corrente no condutor a , circuito ij , estágio t , cenário s
$\hat{I}_{ij,t,s}^{SQ}$	Quadrado da magnitude da corrente no circuito ij , estágio t , cenário s
$\vec{V}_{i,d}$	Fasor de tensão no nó i , nível de demanda d
$\vec{I}_{i,d}$	Fasor de corrente no ramo ij , nível de demanda d
$\theta_{i,d}$	Ângulo de fase do fasor tensão no nó i , nível de demanda d
$\theta_{ij,d}$	Abertura angular no ramo ij , nível de demanda d
$P_{i,t,s}^{SS}$	Potência ativa fornecida pela subestação no nó i , estágio t , cenário s
$Q_{i,t,s}^{SS}$	Potência reativa fornecida pela subestação no nó i , estágio t , cenário s
$P_{i,q,t,s}^{GS}$	Potência ativa fornecida por um gerador síncrono do tipo q , nó i , estágio t , cenário s
$Q_{i,q,t,s}^{GS}$	Potência reativa fornecida por um gerador síncrono do tipo q , nó i , estágio t , cenário s
$P_{i,t,s}^{PV}$	Potência ativa fornecida por um gerador PV nó i , estágio t , cenário s
$Q_{i,t,s}^{PV}$	Potência reativa fornecida por um gerador PV nó i , estágio t , cenário s
$P_{i,t,s}^{WT}$	Potência ativa fornecida por um gerador WT nó i , estágio t , cenário s
$Q_{i,t,s}^{WT}$	Potência reativa fornecida por um gerador WT nó i , estágio t , cenário s
$P_{i,t,s}^{BB^c}$	Potência ativa armazenada por um BB nó i , estágio t , cenário s
$P_{i,t,s}^{BB^d}$	Potência ativa injetada por um BB nó i , estágio t , cenário s
$P_{i,t,s}^{EV^s}$	Capacidade nominal de carregadores lentos instalados no nó i , estágio t , cenário s
$P_{i,t,s}^{EV^f}$	Capacidade nominal de carregadores rápidos no nó i , estágio t , cenário s
$P_{ij,a,t,s}$	Potência ativa no circuito ij , condutor tipo a , estágio t , cenário s
$Q_{ij,a,t,s}$	Potência reativa no circuito ij , condutor tipo a , estágio t , cenário s
$Q_{i,c,t,s}^{CB}$	Potência reativa fornecida por um capacitor c , no nó i , estágio t , cenário s
$\hat{Q}_{i,t,s}^{CB}$	Potência reativa fornecida por um BC, nó i , estágio t , cenário s
$\phi_{ij,l,t,s}^{\hat{P}}$	Variável de discretização para o fluxo de potência ativa da linearização por partes
$\phi_{ij,l,t,s}^{\hat{Q}}$	Variável de discretização para o fluxo de potência reativa da linearização por

partes

$P_{ij,t,s}^-$	Variável auxiliar não-negativa utilizada na linearização dos fluxos de potência ativa total nos ramos
$P_{ij,t,s}^+$	Variável auxiliar não-negativa utilizada na linearização dos fluxos de potência ativa total nos ramos
$Q_{ij,t,s}^-$	Variável auxiliar não-negativa utilizada na linearização dos fluxos de potência reativa total nos ramos
$Q_{ij,t,s}^+$	Variável auxiliar não-negativa utilizada na linearização dos fluxos de potência reativa total nos ramos
$\tilde{x}_{ij,t}^L$	Variável auxiliar usada na substituição de condutores para indicar os estágios em que opera o novo condutor instalado no circuito ij
$\hat{x}_{ij,a,t}^L$	Variável auxiliar usada na substituição de condutores para indicar se um condutor do tipo a , opera (1) ou não (0), no circuito ij , no estágio t

Variáveis contínuas com valor inteiro:

$n_{i,t}^{BC}$	Número de módulos de capacitores presentes no nó i , estágio t
$\psi_{i,t}^{BC}$	Número de BCs presentes no nó i , estágio t
$\psi_{i,t}^{PV}$	Número de unidades de geração PV no nó i , estágio t
$\psi_{i,t}^{WT}$	Número de unidades de geração WT no nó i , estágio t
$\psi_{i,t}^{BB}$	Número de unidades de baterias no nó i , estágio t
$\psi_{i,t}^{EV^f}$	Número de carregadores rápidos no nó i , estágio t
$\psi_{i,t}^{EV^l}$	Número de carregadores lentos no nó i , estágio t

Variáveis contínuas com valor binário:

$x_{ij,a,t}^L$	Indica a presença de um condutor do tipo a , no circuito ij , estágio t
$\hat{x}_{ij,a,t}^L$	Indica o tipo a do novo condutor operando no circuito ij , estágio t
$\tilde{x}_{ij,t}^L$	Indica em quais circuitos ij , estágio t , novos condutores estão operando
$x_{ij,a,t}^{VR}$	Indica a presença de um RT do tipo a no circuito ij , estágio t
$\chi_{i,t}^{BC}$	Indica a instalação de um BC no nó i , estágio t
$\chi_{i,q,t}^{GS}$	Indica a instalação de um gerador síncrono do tipo q , no nó i , estágio t
$\chi_{i,t}^{PV}$	Indica a instalação de um gerador PV no nó i , estágio t

$\chi_{i,t}^{WT}$	Indica a instalação de um gerador WT no nó i , estágio t
$\chi_{i,t}^{BB}$	Indica a instalação de um BB no nó i , estágio t
$\chi_{i,t}^{ECVE}$	Indica a instalação de uma ECVE no nó i , estágio t
$\chi_{i,\vartheta,t}^{ECVE}$	Indica o investimento em terrenos no nó i , tamanho ϑ , estágio t

Variáveis binárias:

$x_{i,c,t}^{BC}$	Indica a presença de um módulo de capacitor c , no nó i , estágio t
$x_{i,t}^{BC}$	Indica a presença de um BC, no nó i , estágio t
$x_{i,\varrho,t}^{GS}$	Indica a presença de um gerador síncrono do tipo ϱ , no nó i , estágio t
$x_{i,t}^{BB}$	Indica a presença de um BB no nó i , estágio t
$x_{i,t}^{ECVE}$	Indica a presença de uma ECVE no nó i , estágio t
$x_{i,t}^{PV}$	Indica a presença de um gerador PV no nó i , estágio t
$x_{i,t}^{WT}$	Indica a presença de um gerador WT no nó i , estágio t
$\chi_{ij,a,t}^L$	Indica a instalação de um condutor do tipo a , no circuito ij , estágio t
$\chi_{ij,a,t}^{VR}$	Indica a instalação de um RT do tipo a , no circuito ij , estágio t

Variáveis inteiras

$y_{i,t}^{BC}$	Número de módulos de capacitor presentes no nó i , estágio t
$y_{i,t}^{PV}$	Número de unidades de geração PV presentes no nó i , estágio t
$y_{i,t}^{WT}$	Número de unidades de geração WT presentes no nó i , estágio t
$y_{i,t}^{ES}$	Número de módulos de bateria presentes no nó i , estágio t
$y_{i,t}^{EV^f}$	Número de carregadores rápidos presentes no nó i , estágio t
$y_{i,t}^{EV^s}$	Número de carregadores lentos presentes no nó i , estágio t

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	21
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
1.2	OBJETIVOS	31
1.3	CONTRIBUIÇÕES	32
1.4	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	35
2.	OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RADIAIS	37
2.1	MODELO AC	37
2.1.1	Linearizações da formulação de fluxo de potência	40
2.2	LIMITES OPERACIONAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	44
2.3	MODELAGEM DA CARGA	44
3.	VISÃO GERAL DA OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZAS	47
3.1	OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA	47
3.1.1	Variáveis aleatórias	48
3.1.2	Modelos de programação estocástica de dois estágios	49
3.1.3	Modelos de programação estocástica baseados em cenários	51
3.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	47
4.	REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PSDEE, ECVE E FONTES RENOVÁVEIS DE GD USANDO UMA ABORDAGEM CENTRALIZADA	54
4.1	CONSIDERAÇÕES NA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	54
4.2	REPRESENTAÇÃO DO COMPORTAMENTO DOS PARÂMETROS INCERTOS	55
4.2.1	Módulo 1. Estimativa do número de veículos elétricos adotados por zonas	56
4.2.2	Módulo 2. Estimativa das necessidades de carregamento de veículos elétricos por zonas	57
4.2.3	Módulo 3. Construção de cenários do comportamento dos parâmetros incertos	59
4.2.4	Módulo 4. União dos cenários	60

4.3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA	60
4.3.1	Função objetivo	60
4.3.2	Operação em regime permanente de redes de distribuição de energia elétrica radiais	64
4.3.3	Limites operacionais do sistema de distribuição de energia elétrica	65
4.3.4	Restrições de investimento em substituição de condutores	66
4.3.5	Restrições de investimento em reguladores de tensão	68
4.3.6	Restrições de investimento em bancos de capacitores	69
4.3.7	Restrições de investimento em fontes renováveis de geração distribuída despacháveis	71
4.3.8	Restrições de investimento em fontes de geração fotovoltaica	74
4.3.9	Restrições de investimento em fontes de geração eólica	75
4.3.10	Restrições de investimento em sistemas de armazenamento de energia	76
4.3.11	Restrições de investimento em infraestrutura para o carregamento dos veículos elétricos	78
4.3.12	Restrições de penetração mínima de fontes renováveis e limite de emissões de CO₂	79
4.4	MODELO COMPLETO	79
4.5	TESTES E RESULTADOS	81
4.5.1	Sistema teste de distribuição de 69 nós	81
4.5.1.1	<i>Caso de estudo I. Modelo de carga de potência constante, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	83
4.5.1.2	<i>Caso de estudo II. Modelo de carga dependente da tensão, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	84
4.5.1.3	<i>Caso de estudo III. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	86
4.5.1.4	<i>Caso de estudo IV. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e com limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	87
4.5.1.5	<i>Comparação dos casos de estudo</i>	88
4.5.1.6	<i>Análise de sensibilidade. Variação do número total de veículos elétricos adotados</i>	90

4.5.1.7	<i>Análise de sensibilidade. Variação do número de zonas consideradas</i>	91
4.5.2	Sistema teste de distribuição de 134 nós	92
4.5.2.1	<i>Caso de estudo I. Modelo de carga de potência constante, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	94
4.5.2.2	<i>Caso de estudo II. Modelo de carga dependente da tensão, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	95
4.5.2.3	<i>Caso de estudo III. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	97
4.5.2.4	<i>Caso de estudo IV. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e com limite de emissões de CO₂ para a rede</i>	98
4.5.2.5	<i>Comparação dos casos de estudo</i>	100
4.6	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	102
4.6.1	Resultados do sistema teste de distribuição de 69 nós	103
4.6.2	Resultados do sistema teste de distribuição de 134 nós	104
5.	MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PSDEE E ECVE CONSIDERANDO PROPRIETÁRIOS INDEPENDENTES	107
5.1	CONSIDERAÇÕES NA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	107
5.2	REPRESENTAÇÃO DO COMPORTAMENTO DOS PARÂMETROS INCERTOS	109
5.2.1	Módulo 1. Estimativa das necessidades de carregamento de veículos elétricos	110
5.2.2	Módulo 2. Construção de cenários do comportamento dos parâmetros incertos	112
5.2.3	Módulo 3. União dos cenários	113
5.3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA	113
5.3.1	Função objetivo da empresa de distribuição	114
5.3.2	Função objetivo do proprietário das estações de carregamento de veículos elétricos	116
5.3.3	Operação em regime permanente de redes de distribuição de energia elétrica radiais	118
5.3.4	Limites operacionais do sistema de distribuição de energia elétrica	120

5.3.5	Restrições de investimento em substituição de condutores	120
5.3.6	Restrições de investimento em reguladores de tensão	121
5.3.7	Restrições de investimento em bancos de capacitores	122
5.3.8	Restrições de operação das fontes renováveis de geração distribuída despacháveis	123
5.3.9	Restrições de operação das fontes de geração fotovoltaica	124
5.3.10	Restrições de operação das fontes de geração eólica	124
5.3.11	Restrições de investimento em infraestrutura para o carregamento de veículos elétricos	125
5.3.12	Restrições de investimento em infraestrutura para a troca de baterias	126
5.4	MODELO COMPLETO	127
5.5	TESTES E RESULTADOS	128
5.5.1	Caso de estudo I. Sem considerar estações de troca de baterias e sem considerar a possibilidade de injetar potência à rede através das estações de troca de baterias	130
5.5.1.1	<i>Resultados para o Caso de estudo I e $\Gamma = 0,001$</i>	130
5.5.1.2	<i>Resultados para o Caso de estudo I e $\Gamma = 0,5$</i>	131
5.5.1.3	<i>Resultados para o Caso de estudo I e $\Gamma = 0,999$</i>	133
5.5.2	Caso de estudo II. Considerando as estações de troca de baterias e sem considerar a possibilidade de injetar potência à rede através das estações de troca de baterias	135
5.5.2.1	<i>Resultados para o Caso de estudo II e $\Gamma = 0,001$</i>	135
5.5.2.2	<i>Resultados para o Caso de estudo II e $\Gamma = 0,5$</i>	136
5.5.2.3	<i>Resultados para o Caso de estudo II e $\Gamma = 0,999$</i>	137
5.5.3	Caso de estudo III. Considerando as estações de troca de baterias e considerando a possibilidade de injetar potência à rede através das estações de troca de baterias	140
5.5.3.1	<i>Resultados para o Caso de estudo III e $\Gamma = 0,001$</i>	140
5.5.3.2	<i>Resultados para o Caso de estudo III e $\Gamma = 0,5$</i>	142
5.5.3.3	<i>Resultados para o Caso de estudo III e $\Gamma = 0,999$</i>	143
5.6	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	146
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	149
6.1	CONCLUSÕES	149

6.2	TRABALHOS FUTUROS	150
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	152
	ANEXO A. Cenários de operação	157
	ANEXO B. Dados dos sistemas testes	159
	ANEXO C. Informações técnicas e financeiras das alternativas de investimento	162

1. INTRODUÇÃO

O problema clássico de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica (PSDEE), em condições normais de operação, consiste em elaborar um plano ótimo de investimentos em ativos de rede, de forma que a rede seja condicionada estrutural, física, e topologicamente para garantir o fornecimento de energia para todos os cenários de demanda durante um horizonte de planejamento preestabelecido, cumprindo com os requisitos de qualidade e confiabilidade do serviço exigidos pelos agentes reguladores (KERSTING, 2012). Para tal fim, investimentos como: (i) Substituição de condutores sobrecarregados; (ii) Instalação de reguladores de tensão; e (iii) Instalação de bancos de capacitores são ações de planejamento que, normalmente, são implementadas no médio prazo, enquanto a construção de novos alimentadores e o reforço e/ou construção de novas subestações são ações de planejamento que normalmente são implementadas no longo prazo (PEREIRA JÚNIOR, 2014). É importante ressaltar, que para ambas as abordagens do planejamento (a médio ou longo prazo) a função objetivo do problema considera os custos fixos relacionados com os investimentos e os custos variáveis, relacionados com a operação da rede de distribuição.

Por outro lado, o problema de PSDEE pode ser realizado usando uma abordagem estática (um estágio) ou dinâmica (multiestágio). Na abordagem estática, os investimentos são realizados em um único período com base na previsão de carga para o final do horizonte de planejamento, enquanto que no planejamento multiestágio, os investimentos são implementados em vários períodos ao longo do horizonte de planejamento. Assim, no caso multiestágio, deve-se determinar quando devem ser feitos os investimentos, de modo que o aumento da carga seja amortizado de maneira ótima (FLETCHER; STRUNZ, 2007).

Atualmente, as preocupações a respeito do aquecimento global e as alterações climáticas estão fazendo que diversos governos a nível mundial adotem políticas ambientais para regularizar e penalizar o excesso de emissões de gases de efeito estufa das diferentes indústrias (ROGELJ *et al.*, 2016). Além disso, o significativo impacto ambiental causado pela queima de combustíveis fósseis está ocasionando que as indústrias de eletricidade e transporte, que são as maiores consumidoras

desses combustíveis, mudem seu *modus operandi* para reduzir a poluição ambiental e a dependência do petróleo (FU *et al.*, 2018). Desta forma, os sistemas elétricos encontram-se em processo de reestruturação e migração da operação para o ambiente de *smart grid* com o intuito de integrar novas tecnologias renováveis na rede, tais como: as fontes de geração distribuída (GD) despacháveis e não despacháveis, os sistemas de armazenamento de energia elétrica, entre outras. Esse fato traz múltiplos benefícios operacionais e ambientais para as redes e permite a participação de novos agentes no mercado elétrico. Porém, essa migração também impõe novos desafios para realizar o PSDEE, visto que, as distribuidoras devem assumir novas responsabilidades, além de que as redes elétricas devem ser robustas e flexíveis o suficiente para permitir a integração dessas novas tecnologias. Além disso, a variabilidade e a incerteza associadas às energias primárias (velocidade do vento, irradiação solar) das fontes renováveis tornam o PSDEE uma tarefa difícil de realizar (EHSAN; YANG, 2019). Igualmente, a instalação de fontes renováveis de GD demanda um cuidado especial, visto que um planejamento inadequado desses equipamentos pode provocar diversos problemas operacionais no sistema elétrico, tais como: sobretensões, incremento das perdas de potência ativa, degradação dos perfis de tensão, entre outros (EHSAN; YANG, 2018). Dessa forma, o problema de dimensionamento e a localização ótima de fontes renováveis de GD na rede deve ser incluído dentro do problema de PSDEE.

Sob outra perspectiva, os veículos elétricos (VEs) têm surgido como uma alternativa potencial para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e o consumo de combustíveis derivados de petróleo nas grandes metrópoles. Diversos estudos sobre desenvolvimento sustentável estimam que nas próximas décadas a adoção de VEs plugáveis será massiva, pois esses veículos além de apresentar múltiplas vantagens ambientais, os custos de operação e manutenção também são menores quando comparados com os custos dos veículos tradicionais (CARLEY *et al.*, 2013). No entanto, a adoção massiva de VEs plugáveis demanda a instalação de estações de carregamento de veículos elétricos (ECVE), o que pode levar a um aumento significativo e concentrado da demanda de eletricidade (AHMADIAN; MOHAMMADI-IVATLOO; ELKAMEL, 2020). Portanto, as redes de distribuição devem ser adequadamente planejadas para poderem suportar o crescimento

significativo na demanda de energia elétrica associada ao carregamento das baterias dos VEs plugáveis.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Pesquisas relevantes que têm abordado o problema de PSDEE, incluindo os dimensionamentos e as alocações ótimas de ECVE e fontes de GD na rede, são apresentadas a seguir.

[A] Hu e Song (2012) propuseram um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM) para resolver o problema de PSDEE, considerando simultaneamente a alocação e o dimensionamento de ECVE. A função objetivo do modelo minimiza os custos totais de investimento e os custos de operação. As alternativas de investimento na rede incluem: o reforço e/ou construção de novos alimentadores e subestações, assim como a construção de ECVE. A formulação também considera as restrições associadas aos limites de operação e radialidade da rede. Contudo, as características associadas ao carregamento dos VEs plugáveis são desconsideradas, ou seja, os autores consideram a demanda associada ao carregamento dos VEs plugáveis como uma carga adicional (porcentagem) à demanda convencional.

[B] Fasciolo *et al.*, (2013) apresentaram os resultados de um estudo empírico realizado em uma rede de distribuição real de média tensão localizada no distrito de Brescia (Itália). O objetivo desse estudo era quantificar o impacto das estações de carga rápida e identificar as soluções de planejamento mais adequadas e necessárias para permitir a integração efetiva de VEs plugáveis e fomentar a mobilidade elétrica na cidade.

[C] Yao *et al.*, (2014) apresentaram um modelo para o planejamento conjunto de SDEE e ECVE, considerando as condições do tráfego veicular. O problema é modelado como um problema multiobjetivo, sendo que, os objetivos são minimizar os custos de investimento e das perdas na rede, e maximizar o serviço fornecido pelas estações de carga rápida. O modelo proposto é resolvido usando um algoritmo evolutivo (algoritmo genético) multiobjetivo. A proposta não considera o

comportamento estocástico dos usuários de VEs plugáveis nem os diferentes modos de carregamento dos VEs plugáveis.

[D] Lin *et al.*, (2014) propuseram um método baseado na densidade de carga para determinar a capacidade ótima de ECVE. A função objetivo do modelo proposto minimiza os custos de investimentos em ativos de rede (novas subestações e alimentadores), os custos operacionais do sistema, e os custos de manutenção de subestações, estações de carregamento e alimentadores. O método proposto considera a possibilidade dos VEs plugáveis injetarem potência elétrica à rede através da função *vehicle to grid* (V2G) dos VEs plugáveis e se considera a incerteza no preço da energia comprada na rede de subtransmissão para incentivar aos usuários de VEs plugáveis para carregar e descarregar os VEs plugáveis de forma coordenada.

[E] Nejadfard-Jahromi, Rashidinejad, e Abdollahi (2015) desenvolveram um modelo de otimização multiobjetivo para tratar com o problema de PSDEE, incluindo a alocação ótima e o dimensionamento de ECVE. A função objetivo do modelo proposto minimiza os custos totais de investimento e operação da rede enquanto maximiza os indicadores de confiabilidade do sistema, diminuindo o número de interrupções anuais do serviço. O problema é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM) e resolvido através de um algoritmo genético. A abordagem proposta é diferente de outras abordagens porque as ECVE são modeladas como cargas e fontes controláveis, que podem injetar potência à rede durante horários de pico ou durante contingência, e extrair potência para carregar os VEs plugáveis quando a demanda é baixa.

[F] Yao *et al.*, (2016) propuseram um algoritmo genético especializado para resolver o problema de PSDEE, incluindo a alocação ótima e o dimensionamento de ECVE e fontes renováveis de GD. A função objetivo minimiza os custo de investimento, os custos de operação e os custos de adaptação da rede para cenários futuros de crescimento da demanda. No modelo consideram-se os investimentos em novos alimentadores, e no reforço e/ou construção de novas subestações. Os cenários futuros de incremento de demanda são estabelecidos considerando três parâmetros incertos: crescimento da demanda convencional,

níveis de adoção de VEs plugáveis e nível de sucesso de implementação de uma estratégia de carregamento coordenado de VEs plugáveis.

[G] Bin Humayd e Bhattacharya (2017) formularam modelos de PNLIM para resolver o problema de PSDEE considerando ações clássicas de planejamento como a construção e/ou reforço de subestações e alimentadores, alocação e dimensionamento de BCs, fontes renováveis de GD e ECVE. Por outro lado, a demanda associada aos VEs plugáveis é considerada sob as condições de carregamento controlado e não controlado, e opções de resposta à demanda. Os modelos foram resolvidos usando técnicas de otimização clássica, usando os solvers BONMIN e SNOPT e foi analisado o impacto da integração dos VEs plugáveis no problema de PSDEE.

[H] Wang *et al.*, (2019) propuseram um modelo de programação linear inteiro misto para abordar o problema de PSDEE e ECVE, em uma rede elétrica acoplada à rede de transporte veicular. O método proposto determina os locais e capacidades ótimas para novas ECVE, novas faixas para a rede de transporte e novos alimentadores e subestações para a rede elétrica.

[I] Xie, Hu, e Wang, (2019) formularam um modelo de programação cônico de segunda ordem inteiro misto para abordar o problema de PSDEE acoplado à rede de transporte. As incertezas do problema são abordadas através de cenários representativos. A função objetivo minimiza os custos de investimento e custos de operação, enquanto determina as melhores alternativas, localizações, e tamanhos para os ativos candidatos, tais como: novas estradas, alimentadores, fontes de geração fotovoltaica, BCs, compensadores estáticos, RTs, SAEE e ECVE.

[J] Wang *et al.*, (2020) propuseram um algoritmo de agregação natural para resolver o problema de PSDEE, considerando vários tipos de recursos energéticos distribuídos, tais como: as ECVE, fontes renováveis de GD baseadas em energia solar, e SAEE como as baterias. O modelo de planejamento proposto visa minimizar a soma ponderada do custo de investimento em ativos de rede, das perdas de energia e do tempo de espera dos VEs plugáveis para serem carregados. Um método de geração de cenário estocástico é introduzido para abordar a característica estocástica dos comportamentos dos VEs plugáveis.

[K] Wang, Nie, e Cheng, (2020) usaram um algoritmo genético especializado para resolver o problema de PSDEE considerando o comportamento estocástico do uso de VEs plugáveis, bem como a função V2G desses dispositivos. A função objetivo do modelo minimiza os custos de investimento em novos alimentadores, subestações e infraestrutura para o carregamento dos VEs plugáveis, os custos de operação da rede, e os custos de compensação para os proprietários de VEs plugáveis que fornecem a função de V2G.

[L] Baringo, Boffino, e Oggioni, (2020) desenvolveram uma abordagem robusta de otimização adaptativa para resolver o problema de PSDEE, em que as decisões de expansão envolvem a construção de fontes renováveis de GD (fontes de geração fotovoltaicas), SAEE como as baterias e ECVE. A função objetivo minimiza os custos de investimento e os custos de operação. O problema de otimização resultante é resolvido usando um algoritmo de geração de coluna e restrição (*column-and constraint generation*).

[M] Xie, Hu, e Wang, (2020) propuseram um modelo robusto de otimização de dois estágios para tratar com o problema de PSDEE acoplado com a rede de transporte veicular. O modelo proposto identifica o melhor tipo, localização e capacidade para novas rodovias, alimentadores, fontes renováveis de GD (fontes de geração fotovoltaicas), compensadores estáticos, SAEE e ECVE. O problema de otimização resultante é resolvido usando um algoritmo de geração de coluna e restrição (*column-and constraint generation*).

Os trabalhos supracitados usam uma abordagem de planejamento estático, ou seja, os investimentos em ativos de rede, os investimentos em infraestrutura para o carregamento dos VEs plugáveis, e os investimentos em fontes renováveis de GD são realizados em um único estágio, com base na previsão de carga para o final do horizonte de planejamento. No entanto, é importante mencionar que em uma abordagem de planejamento multiestágio, o planejador identifica o estágio adequado para a instalação de cada um dos ativos candidatos, de modo que o aumento da demanda seja satisfeito de maneira ótima. Exemplos de trabalhos que usam uma abordagem multiestágio são descritos a seguir.

[M] Bañol Arias *et al.*, (2018) elaboraram um modelo PLIM para resolver o problema de PSDEE considerando a integração de ECVE usando uma abordagem robusta. Os autores consideram restrições probabilísticas para abordar as incertezas associadas à demanda, garantindo o cumprimento da capacidade da subestação dentro de um nível de confiança especificado. O modelo de planejamento considera a construção e/ou reforço de subestações, ECVE e circuitos, bem como a alocação de unidades de geração distribuída e bancos de capacitores.

Um modelo PLIM semelhante ao apresentado em (BAÑOL ARIAS *et al.*, 2018), é mostrado em **[O]** (EHSAN; YANG, 2020). A diferença é que em (EHSAN; YANG, 2020), os perfis de carga dos ECVE são estimados usando padrões de condução dos VEs plugáveis, as incertezas associadas ao problema de PSDEE são abordadas usando um modelo de programação estocástica baseado em cenários, e os investimentos em SAEE como as baterias são considerados.

[P] De Quevedo, Muñoz-Delgado, e Contreras, (2019) apresentaram um modelo de programação estocástica para tratar com o problema de PSDEE considerando os investimentos clássicos, assim como, investimentos em fontes renováveis, baterias e ECVE. As incertezas associadas às fontes renováveis e às demandas são tratadas através da geração de cenários. Uma das principais desvantagens da programação estocástica é que a complexidade do problema aumenta de acordo com o número de cenários usados. Além disso, neste trabalho não se consideram os diferentes tipos de ECVE, o que pode ser não realista em cenários práticos.

As pesquisas focadas em abordar o problema de alocação e dimensionamento ótimo de ECVE na rede enfrentam dois desafios principais. Por um lado, os usuários de VEs plugáveis esperam que o tempo de carregamento da bateria seja tão curto quanto é abastecer os veículos tradicionais. Embora as estações de carregamento rápido permitam atender a esse requisito, elas usam mais potência e reduzem a vida útil das baterias. Em segundo lugar, devido à natureza estocástica do uso de VEs plugáveis, é um desafio implementar uma estratégia de controle de carga / descarga de VEs plugáveis na rede (LACEY; PUTRUS; BENTLEY, 2017). Portanto, incentivos econômicos precisam ser oferecidos para evitar o carregamento descontrolado de VEs plugáveis, pois isso pode aumentar significativamente o pico de demanda de

energia na rede, e em consequência, comprometer a segurança do fornecimento do sistema de energia. Diante do exposto, surgiu uma nova alternativa de carregamento de VEs plugáveis baseada em estações de troca de bateria, que está tendo uma recepção positiva em todo o mundo. Neste modo, as baterias são alugadas para usuários de VEs plugáveis. A característica mais relevante desta alternativa é que as baterias dos VEs plugáveis podem ser substituídas em pouco tempo e podem ser carregadas em períodos de menor atividade nas estações de troca (WANG *et al.* 2018). Desta forma os desafios acima mencionados podem ser resolvidos através das estações de troca de bateria. Algumas das pesquisas que se têm concentrado na incorporação de estações de troca de baterias são descritas abaixo.

[Q] Zheng *et al.*, (2014) propuseram um algoritmo evolutivo para resolver o problema multiestágio de alocação de ECVE e estações de troca de baterias. A formulação proposta inclui restrições operacionais do SDEE. A função objetivo maximiza o benefício econômico obtido pela diferença entre os lucros da venda de energia e os custos de reforço e adaptação da rede necessários para cobrir as deficiências do plano de expansão.

[R] Wang *et al.* (2018) apresentaram um modelo estocástico multiestágio para abordar o problema de PSDEE, incluindo ECVE (rápidas e lentas) e estações de troca de baterias. A proposta considera restrições associadas à rede de transporte e fluxo do tráfego veicular. O problema é modelado como um problema multiobjectivo, considerando os mesmos objetivos do trabalho anterior. No modelo consideram-se as incertezas associadas com a demanda dos VEs plugáveis sob os diferentes modos de carregamento, que são modeladas através de funções de distribuição de probabilidade para a hora de início, SOC inicial e duração do tempo de carregamento. A operação de unidades de fontes renováveis de GD e BCs é desconsiderada em ambos os trabalhos.

Em todos os trabalhos anteriores, os autores consideram que as ECVE pertencem à empresa de distribuição, portanto, a distribuidora tem autonomia total para decidir a alocação e o dimensionamento das ECVE que seja mais conveniente para a rede. Infelizmente, essa abordagem não se enquadra em um ambiente de competição de mercado, no qual novos agentes, como por exemplo os proprietários

das ECVE, podem participar do mercado de energia. Sendo que, esses novos agentes podem ter interesses econômicos diferentes quando comparados com os interesses econômicos da distribuidora.

Para superar as limitações da abordagem de planejamento centralizado, um modelo multiobjetivo foi proposto por [S] Moradijoz, Parsa Moghaddam, e Haghifam, (2018). O modelo proposto incorpora a instalação de ECVE no problema de PSDEE considerando os interesses do proprietário das ECVE e da distribuidora, separadamente. Além disso, a capacidade de injeção de energia das ECVE é usada como uma fonte de alimentação alternativa para melhorar a flexibilidade da rede no fornecimento de energia em condições de contingências. As incertezas do problema são tratadas por meio de um método probabilístico que permite a quantificação e o controle do risco do investimento. Um algoritmo imunológico é empregado para resolver o modelo resultante. Porém, esses trabalhos usam uma abordagem de planejamento estático que é menos completa quando comparada com uma abordagem multiestágio que permite saber quando os ativos devem ser instalados na rede.

[T] Mozaffari *et al.*, (2020) propuseram um modelo de otimização multiobjetivo para abordar o problema de PSDEE e planejamento ECVE levando em consideração os interesses do proprietário das ECVE e da distribuidora, de forma independente. O método proposto considera a possibilidade das ECVE injetar energia na rede através da função V2G. Além disso, o efeito da degradação da bateria é levado em consideração. Um método probabilístico é usado para abordar as incertezas do problema, e para resolver o problema de PSDEE o algoritmo NSGA-II é usado.

Embora os dois trabalhos supracitados sejam relevantes para abordar o problema integrado de PSDEE e ECVE com proprietários independentes, ainda existem aspectos importantes que não foram considerados nestes dois trabalhos, como a geração distribuída renovável, cuja presença se torna cada vez mais evidente nas redes modernas de distribuição. Por outro lado, é difícil prever com precisão a taxa de adoção de VEs plugáveis, pois ela é fortemente influenciada por vários fatores, incluindo políticas nacionais de subsídio de VEs plugáveis,

desempenho e autonomia da bateria, o custo de compra e manutenção de VEs plugáveis, a inércia na utilização de veículos tradicionais, a disponibilidade de infraestrutura para carregamento de baterias, etc. (AHMADIAN; MOHAMMADI-IVATLOO; ELKAMEL, 2020). Desta forma, é importante considerar a incerteza na taxa de adoção de VEs plugáveis.

Além disso, todos os trabalhos descritos anteriormente modelam a carga usando uma representação de potência constante, pois é mais prático e fácil de implementar. Porém, diversos estudos sobre a operação de sistemas de distribuição de média tensão têm mostrado que o comportamento da carga depende da tensão (HAJAGOS; DANAI, 1998) e que modelar corretamente esse comportamento permite reduções significativas no consumo de energia, o que pode ter um impacto importante nos custos e planos de investimento (SCHNEIDER *et al.*, 2010). Nesse contexto, a instalação de equipamentos de controle de tensão, como BCs e RTs torna-se mais importante no problema de PSDEE.

A disponibilidade de infraestrutura para o carregamento dos VEs plugáveis também é um dos fatores que têm um impacto significativo na adoção de VEs plugáveis (WANG *et al.*, 2013). Portanto, ao planejar a localização das ECVE, deve-se fornecer aos usuários dos VEs plugáveis a maior cobertura possível. Nos trabalhos descritos anteriormente as ECVE são planejadas considerando apenas sua localização ótima na rede elétrica. No entanto, esta localização não corresponde necessariamente às necessidades geográficas de carregamento de VEs plugáveis, uma vez que a adoção de VEs plugáveis é heterogênea e varia em cada zona de uma cidade de acordo com as características socioeconômicas da população (RODRIGUES *et al.*, 2019). Embora métodos para planejar as ECVE usando dados da rede de tráfego veicular tenham sido propostos, por exemplo (YAO *ET AL.*, 2014; WANG *ET AL.*, 2019; XIE, HU, E WANG, 2019; XIE, HU, E WANG, 2020), os dados de tráfego veicular são coletados por empresas externas à distribuidora e, portanto, não são facilmente acessíveis ou, na pior das hipóteses, não estão disponíveis. Assim, visando resolver este problema, e chegar a um compromisso entre a localização ótima no sistema e a localização geográfica adequada para a instalação de ECVE, neste trabalho propõe-se dividir a área de serviço da rede em zonas e

planejar o dimensionamento e localização das ECVE de acordo com as necessidades de carregamento dos VEs plugáveis em cada zona.

Pelo supracitado, neste trabalho de pesquisa propõem-se dois métodos para auxiliar as distribuidoras no planejamento multiestágio de médio prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando simultaneamente o dimensionamento e a alocação ótima de ECVE e fontes renováveis de GD na rede.

O primeiro método consiste em uma abordagem de planejamento centralizado onde, independente do proprietário das ECVE e das fontes renováveis de GD, a empresa de distribuição tem autonomia total para decidir o investimento em: (i) substituição de condutores sobrecarregados, (ii) instalação de reguladores de tensão, (iii) instalação de bancos de capacitores, (iv) instalação de fontes renováveis de GD despacháveis e não despacháveis, (v) instalação de sistemas de armazenamento de energia, e (vi) instalação de ECVE. Nessa abordagem, a área de abrangência da rede elétrica é dividida por zonas para planejar as ECVE em função das necessidades de carregamento dos veículos elétricos (VEs) em cada zona, e assim, diminuir a discrepância entre a localização ótima na rede e a localização geográfica adequada para a instalação das ECVE.

No segundo método considera-se que as ECVE são de propriedade de um agente externo à empresa de distribuição de energia. Portanto, uma abordagem de planejamento multiobjetivo é usada para considerar os interesses econômicos da distribuidora e do proprietário das ECVE de forma separada. Nessa abordagem, a distribuidora planeja as ações de investimentos na rede como: (i) substituição de condutores sobrecarregados, (ii) instalação de bancos de capacitores, e (iii) instalação de reguladores de tensão. Além disso, considera-se a presença de fontes renováveis de GD na rede, sendo a distribuidora a responsável por planejar o correto funcionamento desses equipamentos. Por outro lado, o proprietário dos ECVE planeja o investimento em infraestrutura para o carregamento dos VEs plugáveis como: tamanho dos terrenos para a construção das ECVE, número de carregadores rápidos e lentos a serem instalados em cada terreno, e infraestrutura para a troca de baterias dos VEs plugáveis. O intuito de usar uma abordagem de planejamento multiobjetivo é encontrar um consenso do local adequado onde serão

instaladas as ECVE na rede elétrica. Tendo em vista que, podem existir lugares na rede que a instalação das ECVE resultará benéfico para a distribuidora (baixo impacto nos custos de planejamento da rede), porém, o mesmo não ocorre para o proprietário das ECVE (altos custos dos terrenos para construir as ECVE) e vice-versa. Finalmente, o método também considera a possibilidade de que o proprietário das ECVE venda energia para a rede através das estações de troca de baterias.

Para ambos os métodos, os perfis de demanda dos VEs plugáveis são calculados usando um algoritmo de decisão de carregamento dos VEs plugáveis, que é baseado em padrões de viagens reais e considera, simultaneamente, carregadores rápidos, lentos e residenciais. Por outro lado, as incertezas do problema como: demanda de energia, preço da energia comprada na rede de subtransmissão, irradiação solar, velocidade do vento, perfis de demanda dos VEs plugáveis, e taxa de adoção de VEs plugáveis, são abordadas através da otimização estocástica baseada em cenários.

1.2 OBJETIVOS

Esse trabalho tem por objetivo desenvolver ferramentas computacionais para auxiliar as empresas de distribuição na solução do problema de PSDEE incluindo os dimensionamentos e as alocações ótimas na rede de ECVE e fontes renováveis de GD despacháveis e não despacháveis. Para atingir esse objetivo, os seguintes objetivos específicos são considerados:

- Definir o contexto teórico do problema tratado neste trabalho, para argumentar a importância e a necessidade das abordagens propostas;
- Construir um algoritmo de decisão para estimar a adoção de VEs plugáveis por zonas, assim como também as exigências de carregamento rápida, lento e troca de baterias em cada zona;
- Desenvolver uma metodologia para construir os cenários que representarão o comportamento dos parâmetros incertos, tais como: demanda de energia, preço da energia na subestação, irradiação solar, velocidade do vento, perfis de demanda dos VEs plugáveis, e taxa de adoção de VEs plugáveis;

- Formular uma modelagem matemática para representar o problema de PSDEE integrado com ECVE e fontes renováveis de GD considerando uma abordagem de planejamento centralizado;
- Elaborar uma formulação matemática, baseada em otimização multiobjetivo, para modelar o problema de PSDEE e ECVE, considerando que as ECVE são de propriedade de um agente externo à empresa de distribuição;
- Manipular algebricamente as formulações matemáticas resultantes resolvê-las usando *solvers* comerciais tais como cplex, gurobi, entre outros;
- Usar os resultados obtidos para fazer uma análise das implicações técnicas e financeiras da integração de novas tecnologias na rede de distribuição.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Na Tabela 1 resumem-se as principais diferenças entre os métodos apresentados nesta tese e o estado da arte dos métodos propostos para abordar o problema de PSDEE, incluindo ECVE e fontes renováveis de GD. Os símbolos “✓” e “✗” indicam, respectivamente, se um determinado aspecto é considerado ou não.

Deste modo, as principais contribuições deste trabalho são:

- Um novo algoritmo baseado em padrões de viagens reais que estima os perfis de demanda de VEs plugáveis por zonas, considerando, simultaneamente, carregadores rápidos, lentos e residências, e estações de troca de baterias;
- Um algoritmo baseado no método de agrupamento *k-means* para a geração de cenários representativos do comportamento dos parâmetros incertos associados ao problema de PSDEE incluindo o dimensionamento e alocação ótima de ECVE e fontes renováveis de GD despacháveis e não despacháveis;
- Um modelo de programação linear inteiro misto, para determinar por estágios os planos de investimentos que devem ser realizados na rede e em infraestrutura para o carregamento de VEs plugáveis, em um horizonte de planejamento de médio prazo, para que a rede de distribuição seja capaz de fornecer energia elétrica para todos os consumidores, bem como para os projetos de eletrificação do setor de transporte;

Tabela 1 – Resumo das características dos métodos propostos para abordar o problema de PSDEE, incluindo ECVE e fontes renováveis de GD

	[A]	[B]	[C]	[D]	[E]	[F]	[G]	[H]	[I]	[J]	[K]	...
Substituição de condutores	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	...
Dimensionamento e alocação de BCs	x	x	x	x	x	x	A	x	x	x	x	...
Dimensionamento e alocação de RTs	x	x	x	x	x	x	x	x	A	x	x	...
Dimensionamento e alocação de GD renovável	x	x	x	x	x	A	A	x	✓	A	x	...
Dimensionamento e alocação de SAEE	x	x	x	x	x	x	x	x	A	✓	x	...
Dimensionamento e alocação de ECVE	D	D	D	D	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	...
Considera que as ECVE são de propriedade privada	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Considera incerteza na taxa de adoção de VEs	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Carregadores rápidos	x	✓	✓	x	x	x	x	✓	✓	✓	x	...
Carregadores lentos	✓	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	...
Carregadores residenciais	x	✓	x	✓	x	✓	x	x	x	x	x	...
Estações de troca de baterias dos VEs	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Algoritmo de decisão para calcular a demanda dos VEs	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Custos dos terrenos para as ECVE, em função do tamanho e a localização	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Planejamento das ECVE por zonas	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Considera injeção de potência a rede através das ECVE	x	x	x	✓	✓	x	x	x	x	x	✓	...
Custo de degradação da bateria dos VEs	x	x	x	x	✓	x	x	x	x	x	✓	...
Considera incertezas	x	✓	x	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓	...
Planejamento multiestágio	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Carga modelada como dependente da tensão	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	...
Técnica de otimização	OC	H	M	H	M	M	OC	OC	OC	M	M	...

D: Dimensionamento; **A:** Alocação;

AP1: Abordagem proposta 1; **AP2:** Abordagem proposta 2

H: Heurística; **M:** Meta-heurística; **OC:** otimização clássica.

Fonte: Próprio autor

... Continuação da Tabela 1.

...		[L]	[M]	[N]	[O]	[P]	[Q]	[R]	[S]	[T]	AP1	AP2
...	Substituição de condutores	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
...	Dimensionamento e alocação de BCs	x	x	✓	✓	x	x	x	x	x	✓	✓
...	Dimensionamento e alocação de RTs	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
...	Dimensionamento e alocação de GD renovável	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	x	x	✓	✓
...	Dimensionamento e alocação de SAEE	✓	✓	x	✓	✓	x	x	x	x	✓	✓
...	Dimensionamento e alocação de ECVE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	D	D	D	✓	✓
...	Considera que as ECVE são de propriedade privada	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓	x	✓
...	Considera incerteza na taxa de adopção de VEs	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
...	Carregadores rápidos	✓	✓	✓	✓	x	x	✓	x	x	✓	✓
...	Carregadores lentos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
...	Carregadores residenciais	x	x	✓	✓	x	x	x	x	x	✓	✓
...	Estações de troca de baterias dos VEs	x	x	x	x	x	✓	✓	x	x	x	✓
...	Algoritmo de decisão para calcular a demanda dos VEs	x	x	x	✓	✓	x	x	x	x	✓	✓
...	Custos dos terrenos para as ECVE, em função do tamanho e a localização	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓
...	Planejamento das ECVE por zonas	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	x
...	Considera injeção de potência a rede através das ECVE	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓	x	✓
...	Custo de degradação da bateria dos VEs	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	x	✓
...	Considera incertezas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
...	Planejamento multiestágio	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
...	Carga modelada como dependente da tensão	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
...	Técnica de otimização	OC	OC	OC	OC	OC	M	M	M	M	OC	OC

D: Dimensionamento; **A:** Alocação;

AP1: Abordagem proposta 1; **AP2:** Abordagem proposta 2

H: Heurística; **M:** Meta-heurística; **OC:** otimização clássica.

Fonte: Próprio autor

- Um modelo de otimização multiobjetivo baseado em programação linear inteira mista para realizar o PSDEE, bem como o planejamento de infraestrutura para o carregamento de VEs plugáveis, em um horizonte de planejamento de médio prazo, considerando os interesses econômicos de ambos os proprietários;
- Uma nova ferramenta computacional para avaliar e analisar as implicações técnicas, operacionais e financeiras da integração de ECVE e fontes renováveis de GD na rede elétrica.

1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está dividido em seis capítulos, os quais estão organizados da seguinte maneira:

No Capítulo 2 descreve-se detalhadamente a formulação matemática que representa a operação em regime permanente das redes de distribuição de energia elétrica radiais. Além disso, nesse capítulo, também são apresentadas as manipulações algébricas efetuadas na formulação para obter um modelo AC linearizado. Finalmente, nesse capítulo é descrita a modelagem da demanda convencional do sistema de distribuição.

No Capítulo 3 apresenta-se uma introdução à otimização matemática sob incertezas.

No Capítulo 4 apresenta-se uma formulação matemática de programação linear inteira mista para abordar o problema de PSDEE, incluindo os dimensionamentos e as alocações ótimas de ECVE, fontes renováveis de GD, e SAEE na rede. Além disso, neste capítulo explica-se o algoritmo proposto para construir os cenários representativos do comportamento dos parâmetros incertos associados ao problema. Nesse capítulo também se apresenta a formulação matemática do modelo proposto e algumas linearizações realizadas para obter um modelo de programação linear inteiro misto. Por outro lado, nesse capítulo expõem-se os resultados obtidos ao aplicar o modelo proposto em dois sistemas teste de 69 e 134 nós. Finalmente, discutem-se os resultados obtidos.

No Capítulo 5 apresenta-se uma formulação matemática de programação linear inteira mista, baseada em otimização multiobjetivo, para representar o problema de PSDEE e ECVE levando considerando proprietários independentes. O capítulo está dividido em seis seções. A primeira seção se descreve as considerações realizadas no modelamento matemático proposto para abordar o problema. Na segunda seção se explica o algoritmo proposto para construir os cenários representativos do comportamento dos parâmetros incertos. Na terceira e quarta seções se apresentam, respectivamente, a formulação matemática do modelo proposto e algumas linearizações feitas para obter um modelo de programação linear inteiro misto. Na quinta seção se expõem os resultados obtidos ao aplicar o modelo proposto em um sistema teste de 69 nós. Finalmente, na sexta seção se discutem-se os resultados obtidos.

No Capítulo 6 apresenta-se as conclusões desse trabalho, como também algumas sugestões de trabalho futuros.

2. OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RADIAIS

O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) é composto por dois subsistemas, as redes de distribuição de média e baixa tensão. A rede de distribuição de média tensão é responsável por transportar a eletricidade desde o transformador da subestação até os transformadores de distribuição média/baixa tensão (MT/BT), enquanto a rede de distribuição de baixa tensão é responsável por distribuir a eletricidade desde os transformadores de MT/BT até os consumidores (KERSTING, 2012). O escopo deste trabalho é o planejamento das redes de distribuição de média tensão.

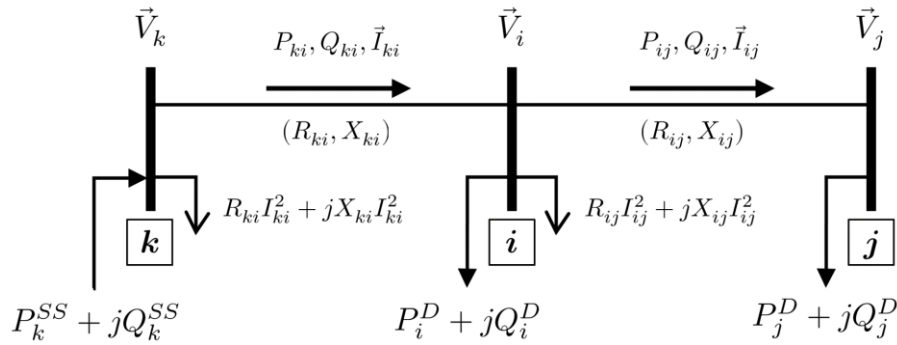
A operação em regime permanente de um SDEE pode ser representada através de um conjunto de equações algébricas não lineares, as quais podem ser resolvidas usando métodos iterativos de fluxo de potência (CESPEDES, 1990). Sob outra perspectiva, esse conjunto de equações também pode ser escrito como restrições de um problema de otimização matemática para determinar a operação em regime permanente de um SDEE utilizando técnicas clássicas de otimização (FRANCO *et al.*, 2013). A solução desse conjunto de equações determina o estado operacional do sistema num determinado cenário de operação, por exemplo, a magnitude de tensão nos nós, os fluxos de potências ativa e reativa nos ramos, as perdas de potência ativa, a corrente pelos circuitos etc.

2.1 MODELO AC

A operação em regime permanente de um SDEE pode ser representada assumindo as seguintes hipóteses:

- A carga do sistema é equilibrada, portanto o SDEE pode ser modelado usando um equivalente monofásico;
- No ramo ij , considera-se que o nó i está mais perto da subestação que o nó j , assim, o fluxo de potência ativa e corrente nesse ramo são considerados na mesma direção, saindo do nó i para o nó j , como ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Representação do ponto de operação de um sistema de distribuição de energia elétrica



Fonte: Adaptado de Possagnolo (2019)

- A carga do sistema é representada como potência constante.
- As perdas de potências ativa e reativa estão concentradas no nó i .

Estas quatro considerações são representadas na Figura 1, sendo que, para o nível de demanda d , $\vec{V}_i$ é a tensão no nó i , $\vec{I}_{ij}$ é a corrente no ramo ij , e $R_{ij}I_{ij}^2$ e $X_{ij}I_{ij}^2$ representam, respectivamente, as perdas de potência ativa e reativa no ramo ij .

Considerando o SDEE ilustrado na Figura 1, a equação (2.1) calcula a queda de tensão no ramo ij como o produto entre a corrente que circula pelo ramo ij e a impedância do ramo ij .

$$\vec{V}_i - \vec{V}_j = \vec{I}_{ij}(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.1)$$

sendo que Ω_{ij}^C representa o conjunto de circuitos ij do sistema, $\vec{I}_{ij}$ é a corrente no ramo ij , que pode ser calculada usando a equação (2.2).

$$\vec{I}_{ij} = \left(\frac{P_{ij} + jQ_{ij}}{\vec{V}_j} \right)^* \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.2)$$

A equação (2.3) é obtida substituindo a equação (2.2) na equação (2.1).

$$(\vec{V}_i - \vec{V}_j) \vec{V}_j^* = (P_{ij} - jQ_{ij}) (R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.3)$$

A tensão $\vec{V}$ pode ser representada como $V \angle \theta$, onde V é a magnitude da tensão, e θ é o ângulo de fase, então a equação (2.4) é obtida reescrevendo a equação (2.3).

$$V_i V_j (\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) - V_j^2 = (P_{ij} - jQ_{ij})(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.4)$$

As equações (2.5) e (2.6) são obtidas separando a equação (2.4) nas partes real e imaginária.

$$V_i V_j \cos \theta_{ij} = V_j^2 + R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.5)$$

$$V_i V_j \sin \theta_{ij} = X_{ij} P_{ij} - R_{ij} Q_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.6)$$

A equação (2.7) é obtida somando o quadrado das equações (5) e (6).

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.7)$$

A equação (2.7) pode ser simplificada calculando o quadrado do módulo da impedância do ramo ij como $Z_{ij}^2 = R_{ij}^2 + X_{ij}^2$, e calculando o quadrado da magnitude da corrente pelo ramo ij como mostra a equação (2.8).

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.8)$$

As equações (2.7) e (2.8) são o resultado da aplicação da segunda lei de Kirchhoff (lei das tensões) no laço fundamental formado pelo ramo ij junto com as cargas conectadas entre esses dois nós e a terra.

Por fim, a representação do fluxo de potência em um SDEE é concluída aplicando a primeira lei de Kirchhoff (lei das correntes) em cada um dos nós do sistema, sendo que, a somatória dos fluxos de potência que chegam ao nó i são iguais aos fluxos de potência que saem desse nó. O conjunto de equações (2.9)–(2.13) permitem calcular o estado de operação em regime permanente de um SDEE para cada cenário de demanda.

$$\min v = \sum_{ij \in \Omega_{ij}^C} R_{ij} I_{ij}^2 \quad (2.9)$$

Sujeito a:

$$\sum_{ki \in \Omega_{ij}^C} P_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_{ij}^C} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^2) + P_i^S = P_i^D \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (2.10)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_{ij}^C} Q_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_{ij}^C} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^2) + Q_i^S = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (2.11)$$

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + Z_{ij}^2 I_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^N \quad (2.12)$$

$$V_j^2 I_{ij}^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^N \quad (2.13)$$

O conjunto de restrições (2.10)–(2.13) apresentam particularidades importantes que devem ser observadas. Em primeiro lugar, a magnitude das tensões nos nós, assim como, as magnitudes das correntes circulando pelos ramos do sistema estão elevadas ao quadrado. No lado direito da equação (2.13), as potências ativa e reativa também estão elevadas ao quadrado. Além disso, o lado esquerdo da equação (2.13) contém um produto de variáveis. Estes fatos tornam a formulação não linear. Por outro lado, a equação (2.13) é não convexa, portanto, a formulação matemática mostrada nas equações (2.9)–(2.13) é não linear e não convexa. Isto dificulta o uso dessa formulação no problema de PSDEE, pois esse problema contém variáveis binárias e inteiras que, quando combinadas com a formulação matemática mostrada nas equações (2.10)–(2.13) resulta em um problema de programação não linear inteiro misto que é difícil de resolver usando técnicas de otimização clássicas (FRANCO et al., 2013). Portanto, uma formulação convexa e linear equivalente pode ser obtida para empregá-la no problema de PSDEE.

2.1.1 Linearizações da formulação de fluxo de potência

Verifica-se no conjunto de equações (2.10)–(2.13) que a magnitude das tensões nos nós, assim como, a magnitude das correntes circulando pelos ramos estão elevadas ao quadrado, então, a substituição de variáveis apresentada nas equações (2.14) e (2.15) é apropriada.

$$V_i^{qdr} = V_i^2, \quad V_i^{qdr} \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (2.14)$$

$$I_{ij}^{qdr} = I_{ij}^2, \quad I_{ij}^{qdr} \geq 0 \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.15)$$

Por outro lado, essa formulação de fluxo de potência apresenta algumas características importantes como: (i) a função objetivo v minimiza as perdas de potência ativa no sistema; (ii) a resistência dos condutores dos ramos do sistema é

diferente de zero; (iii) a operação do sistema é radial; (iv) as variáveis $V_{j,d}^2$ e $I_{ij,d}^2$ são não-negativas; então a equação (2.13) que é não-convexa pode ser relaxada resultando na equação (2.16) que é cônica de segunda ordem (FARIVAR; LOW, 2013), no entanto essa equação ainda continua sendo não linear. Cabe ressaltar que foi demonstrado que a relaxação apresentada na equação (2.16) funciona perfeitamente apenas para sistemas de distribuição de energia, já para sistemas de transmissão é necessário fazer outras considerações que estão fora do escopo deste trabalho.

$$V_j^2 I_{ij}^2 \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c \quad (2.16)$$

Franco *et al.*, (2013) propõem uma aproximação para linearizar o lado esquerdo da equação (2.16). Essa aproximação é mostrada na equação (2.17) e é válida para SDEE pois o intervalo dos limites da magnitude da tensão permitidos é pequeno. Nessa aproximação, V^N representa a tensão nominal do sistema.

$$V_j^{qdr} I_{ij}^{qdr} \approx (V^N)^2 I_{ij}^{qdr} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c \quad (2.17)$$

O lado direito da equação (2.16) pode ser aproximado usando uma linearização por partes, como é apresentado no conjunto de equações (2.18)–(2.31).

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \approx \sum_{\psi=1}^{\Psi} m_{ij,\psi}^S (\Delta_{ij,\psi}^P + \Delta_{ij,\psi}^Q) \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c \quad (2.18)$$

$$P_{ij} = P_{ij}^+ - P_{ij}^- \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c \quad (2.19)$$

$$P_{ij}^+ + P_{ij}^- = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \Delta_{ij,\psi}^P \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c \quad (2.20)$$

$$Q_{ij} = Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c \quad (2.21)$$

$$Q_{ij}^+ + Q_{ij}^- = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \Delta_{ij,\psi}^Q \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c \quad (2.22)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,\psi}^P \leq \bar{\Delta}_{ij,\psi}^S \delta_{ij,\psi}^P \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^c, \quad \psi \in \{1, \dots, \Psi\} \quad (2.23)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,\psi}^Q \leq \bar{\Delta}_{ij}^S \delta_{ij,\psi}^Q \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C, \quad \psi \in \{1, \dots, \Psi\} \quad (2.24)$$

$$\delta_{ij,\psi}^P \leq \delta_{ij,\psi-1}^P, \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C, \psi \in \{2, \dots, \Psi\} \quad (2.25)$$

$$\delta_{ij,\psi}^Q \leq \delta_{ij,\psi-1}^Q \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C, \psi \in \{2, \dots, \Psi\} \quad (2.26)$$

$$P_{ij}^+, Q_{ij}^+, P_{ij}^-, Q_{ij}^- \geq 0 \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^{ol} \quad (2.27)$$

$$\delta_{ij,\psi}^P, \delta_{ij,\psi}^Q \in \{0,1\} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C, \psi \in \{1, \dots, \Psi\} \quad (2.28)$$

Em que:

$$m_{ij,1}^S = \frac{5}{6} \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.29)$$

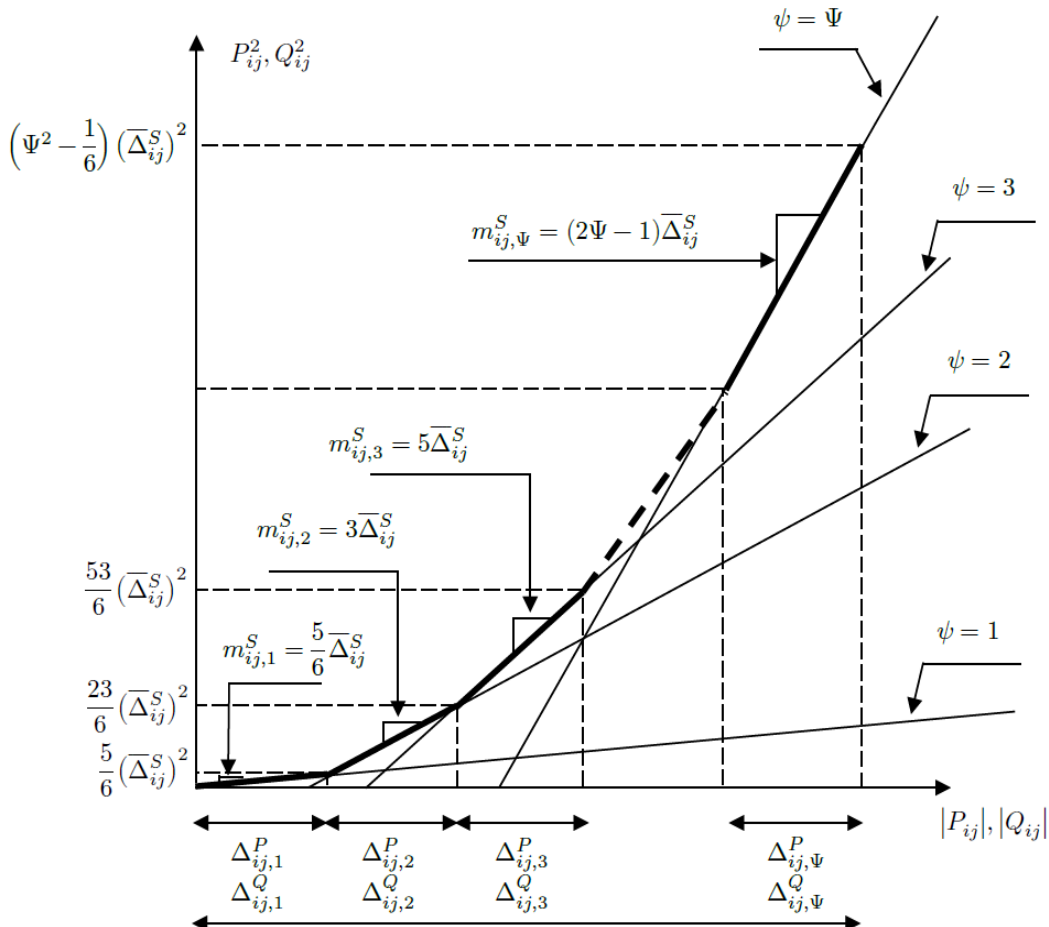
$$m_{ij,\psi}^S = (2\psi - 1) \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C, \psi \in \{1, \dots, \Psi\} \quad (2.30)$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^S = \frac{V^N \bar{I}_{ij}}{\Psi} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.31)$$

Os parâmetros dessa linearização são definidos da seguinte maneira: Ψ representa o número de blocos usados para a linearização; $m_{ij,\psi}^S$ representa a inclinação de cada bloco ψ para cada ramo ij ; $\bar{\Delta}_{ij}^S$ é o comprimento de cada bloco da linearização no ramo ij e $\bar{I}_{ij}$ é a capacidade de corrente do ramo ij . $P_{ij}^+, Q_{ij}^+, P_{ij}^-, Q_{ij}^-$ são variáveis auxiliares não-negativas que representam os fluxos de potências ativa e reativa nos ramos, $\Delta_{ij,\psi}^P$ e $\Delta_{ij,\psi}^Q$ são variáveis utilizadas para discretizar os fluxos de potências ativa e reativa dos ramos ij . $\delta_{ij,\psi}^P, \delta_{ij,\psi}^Q$ são variáveis binárias utilizadas para garantir que cada bloco $\Delta_{ij,\psi}^P$ e $\Delta_{ij,\psi}^Q$ possua um valor diferente de zero, unicamente, se todos os blocos anteriores da linearização tenham assumido o valor máximo, $\Delta_{ij,\psi}^S$, e também que todos os blocos seguintes assumam valor zero. A equação (2.18) apresenta uma função linear por partes para aproximar a soma dos quadrados dos fluxos de potências ativa e reativa circulando pelo ramo ij . Visto que, os fluxos de potências ativa e reativa P_{ij} e Q_{ij} podem adotar valores positivos e negativos, as restrições (2.19) e (2.21) permitem representar esses fluxos como a diferença entre duas variáveis não-negativas, ao mesmo tempo que, as equações (2.20) e (2.22) garantem que os módulos desses fluxos de potência sejam iguais às

somas correspondentes das variáveis dos blocos de linearização. As restrições (2.23) e (2.24) impõem os limites para as variáveis de cada bloco de linearização. A restrição (2.27) garante que as variáveis auxiliares sejam positivas. A restrição (2.28) mostra a natureza binária das variáveis auxiliares utilizadas para garantir a ordem de preenchimento dos blocos. Por fim, as equações (2.29)–(2.31) mostram o cálculo dos parâmetros utilizados na linearização. Na Figura 2 ilustra-se a linearização por partes dos termos quadráticos do modelo de fluxo de potência. Essa linearização permite calcular o ponto de operação de um SDEE usando uma modelagem matemática linear inteira mista. O modelo de programação linear resultante pode ser utilizado em formulações do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição.

Figura 2 – Linearização por partes dos termos quadráticos do modelo de fluxo de potência



Fonte: Gonçalves, Franco e Rider, (2015)

2.2 LIMITES OPERACIONAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os equipamentos e dispositivos que compõem o sistema de distribuição estão projetados para operar em condições nominais de corrente e tensão. Ultrapassar esses limites podem ocasionar diversos impactos negativos no sistema, tais como mal funcionamento, degradação da qualidade do serviço fornecido, danificação ou redução da vida útil dos equipamentos, etc. Assim, para garantir um correto funcionamento do sistema é necessário estabelecer algumas restrições que garantam a operação do sistema dentro dos limites físicos e operacionais permitidos. Portanto, para representar os limites operacionais permitidos, tais como níveis de tensão, fluxo de corrente nos circuitos e fator de potência da subestação, as restrições (2.32)–(2.34) são empregadas.

$$\underline{V} \leq V_i \leq \bar{V} \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (2.32)$$

$$0 \leq I_{ij} \leq \bar{I}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_{ij}^C \quad (2.33)$$

$$-P_i^S \tan(\underline{\varphi}_i^S) \leq Q_i^S \leq P_i^S \tan(\bar{\varphi}_i^S) \quad \forall i \in SE \quad (2.34)$$

A restrição (2.32) estabelece os limites permitidos para a regulação de tensão na barra i . A restrição (2.33) limita o fluxo de corrente no ramo ij e a restrição (2.34) limita a potência reativa fornecida pelas subestações através do fator de potência, onde $\bar{\varphi}_i^S$ é o fator de potência indutivo máximo e $\underline{\varphi}_i^S$ é o fator de potência capacitivo máximo.

2.3 MODELAGEM DA CARGA

Um aspecto importante que deve ser considerado na representação matemática da operação de um SDEE em regime permanente é a modelagem da carga. Um modelo de carga é uma expressão matemática que relaciona as potências ativa e reativa consumidas por uma carga em função da tensão (magnitude e ângulo) a que ela está submetida (GÖNEN, 2008). Em estudos estáticos (regime permanente) as variações na frequência são mínimas, assim, o modelo da carga fica dependente apenas da magnitude das tensões (KERSTING, 2012).

Por outro lado, diversos autores afirmam que o comportamento real da carga de SDEE de média tensão tem uma estreita relação com a magnitude da tensão que ela está submetida (HAJAGOS; DANAI, 1998). Contudo, na maioria dos trabalhos relacionados com o planejamento da expansão e operação na rede não empregam modelos de carga dependente da tensão. Esse fato pode ocasionar diversas consequências negativas na solução do problema, tais como soluções infactíveis, investimentos desnecessários etc. (HOME-ORTIZ *et al.*, 2019; MELGAR-DOMINGUEZ *et al.*, 2019).

Para representação das cargas de forma mais realista, neste trabalho, considera-se modelos de carga dependentes da tensão para os bancos de capacitores a serem instalados e para as cargas convencionais. As equações (2.35) e (2.36) usam o modelo de carga polinomial (ZIP) para representar as demandas de potência ativa e reativa em função da tensão. Nessa representação, o modelo da carga tem uma parcela de carga representada como impedância constante (Z), uma parcela de carga representada como corrente constante (I), e uma parcela de carga representada como potência constante (P), sendo que, a magnitude da tensão varia em função dos parâmetros, γ e ϕ , de cada componente. O valor de cada componente pode estar no intervalo $[0, 1]$ no “modelo ZIP restrito”, ou pode ser maior que 1 e/ou menor que 0 no “modelo ZIP preciso”. Porém, a somatória dos parâmetros de carga, $\gamma_i^Z + \gamma_i^I + \gamma_i^P$ e $\phi_i^Z + \phi_i^I + \phi_i^P$, de cada componente em cada nó i do sistema deve ser igual a um. No modelo de carga de potência constante, $\gamma_i^P = \phi_i^P = 1$ e $\gamma_i^Z = \gamma_i^I = \phi_i^Z = \phi_i^I = 0$, enquanto que para cargas dependentes da tensão, diversas empresas distribuidoras consideram $\gamma_i^Z = \gamma_i^I = 0.5$, $\gamma_i^P = 0$, $\phi_i^Z = 1$ e $\phi_i^I = \phi_i^P = 0$ (HAJAGOS; DANAI, 1998; HOME-ORTIZ *et al.*, 2019).

$$\sum_{ki \in \Omega_{ij}^C} P_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_{ij}^C} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^{qdr}) + P_i^S = \left(\gamma_i^Z \frac{V_i^{qdr}}{V_0^2} + \gamma_i^I \frac{V_i}{V_0} + \gamma_i^P \right) P_i^D \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (2.35)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_{ij}^C} Q_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_{ij}^C} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^{qdr}) + Q_i^S = \left(\phi_i^Z \frac{V_i^{qdr}}{V_0^2} + \phi_i^I \frac{V_i}{V_0} + \phi_i^P \right) Q_i^D \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (2.36)$$

Como a carga depende da tensão, os termos que acompanham as parcelas de potência constante e impedância constante são facilmente obtidos. Entretanto, o

termo que acompanha a componente de corrente constante depende da magnitude da tensão, que pode ser obtido através de $\sqrt{V_i^{qdr}}$. Isto tornaria o modelo não linear. Assim, para evitar esse problema, a queda de tensão é calculada utilizando a equação (2.37) (HOME-ORTIZ *et al.*, 2019). Essa expressão é obtida representando a magnitude da tensão usando série de Taylor.

$$V_i = \sqrt{\frac{\bar{V} + \underline{V}}{2}} + \frac{1}{2} \frac{1}{\sqrt{\frac{\bar{V} + \underline{V}}{2}}} \left(V_i^{qdr} - \frac{\bar{V} + \underline{V}}{2} \right) \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (2.37)$$

3. VISÃO GERAL DA OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZAS

Os problemas do mundo real contêm uma grande quantidade de dados incertos. Essa falta de informações é comum nos problemas das diferentes áreas do conhecimento, como engenharia, economia, finanças, etc. Os problemas de tomada de decisões no planejamento de sistemas de distribuição de energia não são a exceção. De fato, existem dados desconhecidos ou incertezas na maioria dos problemas de tomada de decisão que envolvem as redes elétricas. No mercado energético por exemplo, o preço da eletricidade é desconhecido quando os agentes devem enviar suas ofertas de compra de energia elétrica para o mercado maiorista. Igualmente, ao adquirir a energia, os varejistas não sabem exatamente quanta energia será necessária para atender as demandas dos consumidores. Contudo, as decisões devem ser tomadas mesmo quando não há informações completas disponíveis. É por isso que os modelos de programação estocástica são usados para a tomada de decisões sob incerteza (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

Os problemas de tomada de decisões podem ser representados usando formulações matemáticas. Se os dados de entrada de um modelo de otimização matemática são determinísticos, sua solução ótima (decisão) é obtida resolvendo o modelo. Em seguida, a decisão é implementada para alcançar o melhor resultado. Porém, na maioria das vezes, os dados de entrada (parâmetros) são incertos, mas o comportamento desses parâmetros pode ser representado usando uma função de probabilidade. No entanto representar adequadamente a função de probabilidades de um parâmetro incerto é uma tarefa difícil de realizar. Uma alternativa é substituir os parâmetros incertos, cuja função de probabilidade é difícil de representar, por seus valores médios correspondentes, resultando em um problema de otimização determinístico. Porém, a solução do problema pode levar a uma solução que não fornece o melhor resultado do problema (BIRGE; LOUVEAUX, 2011).

3.1 OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA

A programação estocástica é o campo da otimização matemática que aborda os problemas de tomada de decisão que estão relacionados com parâmetros incertos.

Nesse capítulo tem-se o propósito de apresentar alguns conceitos básicos que são necessários para formular adequadamente problemas de tomada de decisões sob um ambiente de incertezas, usando otimização estocástica.

3.1.1 Variáveis aleatórias

A programação estocástica permite formular e resolver problemas com parâmetros incertos, sendo que cada um destes parâmetros é modelado como uma variável aleatória. As variáveis aleatórias podem ser contínuas ou discretas. No caso que as variáveis aleatórias sejam discretas, elas podem ser representadas por um conjunto finito de valores possíveis, associados a uma probabilidade de ocorrência (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Por exemplo, a variável aleatória discreta λ pode ser representada por $\lambda(\omega)$, $\omega = 1, \dots, N_\Omega$, onde ω é o índice do valor possível, N_Ω é o número de valores possíveis considerados, e Ω é o conjunto de valores possíveis. λ é o conjunto de realizações possíveis da variável aleatória discreta λ_Ω , ou seja, $\lambda = \{\lambda(1), \dots, \lambda(N_\Omega)\}$. Cada realização $\lambda(\omega)$ está associada a uma probabilidade $\pi(\omega)$ definida como: $\pi(\omega) = P(\omega | \lambda = \lambda(\omega))$, onde $\sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) = 1$. Por outro lado, as variáveis aleatórias contínuas podem ser representadas por valores contínuos, sendo que qualquer um desses valores têm probabilidades infinitesimais de ocorrer. A probabilidade que uma variável aleatória contínua K adote um valor k pode ser representada pela função $f_K[k] = \pi[w \in W : K(w) \leq k]$, onde a função $f_K[k]$ define as probabilidades para um intervalo de valores possíveis, isto é conhecido como função de distribuição de probabilidade (BIRGE; LOUVEAUX, 2011).

Um espaço de probabilidades (λ, ω, ρ) representa o espaço amostral λ , bem como os possíveis eventos aleatórios ω , os quais têm uma probabilidade associada ρ . O espaço amostral λ é o conjunto de todos os resultados ξ que podem acontecer ao realizar um experimento aleatório. Esses resultados podem formar subconjuntos de λ denotados eventos E , sendo que $E \subset \omega$. Para cada evento $E \in \omega$, uma probabilidade $\rho(E)$ é associada (BIRGE; LOUVEAUX, 2011).

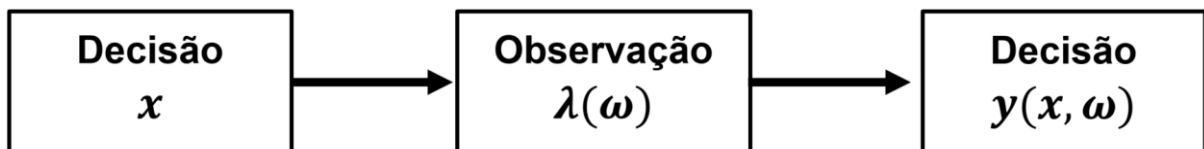
Na tomada de decisão sob incerteza, o tomador de decisão deve decidir ao longo de um horizonte de decisão com informações incompletas. Vários estágios

podem ser definidos ao longo do horizonte de decisão. Cada estágio pode representar um ponto no tempo, onde pode acontecer dois eventos: (i) as decisões são tomadas; ou, (ii) a incerteza desaparece parcial ou totalmente. A quantidade de informações disponíveis para o tomador de decisão geralmente difere de um estágio para outro. De acordo com o número de estágios considerados, os problemas de programação estocástica podem ser classificados como de dois estágios ou multiestágio (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

3.1.2 Modelos de programação estocástica de dois estágios

A abordagem de dois estágios foi inicialmente proposta por Dantzig (1955) e Beale (1955) (LÓPEZ QUIZHPI, 2014) para modelar problemas de programação estocástica caracterizados por possuir variáveis que dependem das incertezas e variáveis que não dependem das incertezas. Nesta abordagem, dois vetores de variáveis de decisão diferentes, por exemplo, x e y , são considerados no problema. As decisões do vetor x são tomadas antes de conhecer o valor real do processo estocástico λ , enquanto as decisões do vetor y são determinadas após a realização do processo estocástico λ . Logo, as decisões do vetor y dependem das decisões no vetor x , que foram tomadas previamente, e da realização ω do processo estocástico λ . Assim, é possível expressar o vetor y como $y(x, \omega)$. O processo de tomada de decisões nos problemas de otimização estocástica de dois estágios é mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Sequência de tomada de decisões em problemas de otimização estocástica de dois estágios



Fonte: adaptado de López Quizhpi (2014)

No processo de tomada de decisão de dois estágios, dois tipos diferentes de decisões são caracterizados:

1. *Decisões de primeiro estágio ou aqui e agora.* Essas decisões são tomadas antes da realização do processo estocástico. Portanto, as variáveis que representam as decisões *aqui e agora* não dependem das incertezas.

2. *Decisões de segundo estágio ou esperar para ver.* Essas decisões são tomadas após o conhecimento do valor real do processo estocástico. Consequentemente, essas decisões dependem das incertezas. Se as incertezas são representadas por um conjunto de cenários, uma variável de decisão de segundo estágio é definida para cada cenário considerado.

O problema de programação estocástica de dois estágios, pode ser modelado de forma geral conforme o conjunto de equações (1)–(4).

$$\min z(x) = cx + \sum_{\omega \in \Omega_\omega} \rho_\omega B_\omega y_\omega \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$Ax = b \quad (3.2)$$

$$T_\omega x + W_\omega y_\omega = h_\omega \quad \forall \omega \in \Omega_\omega \quad (3.3)$$

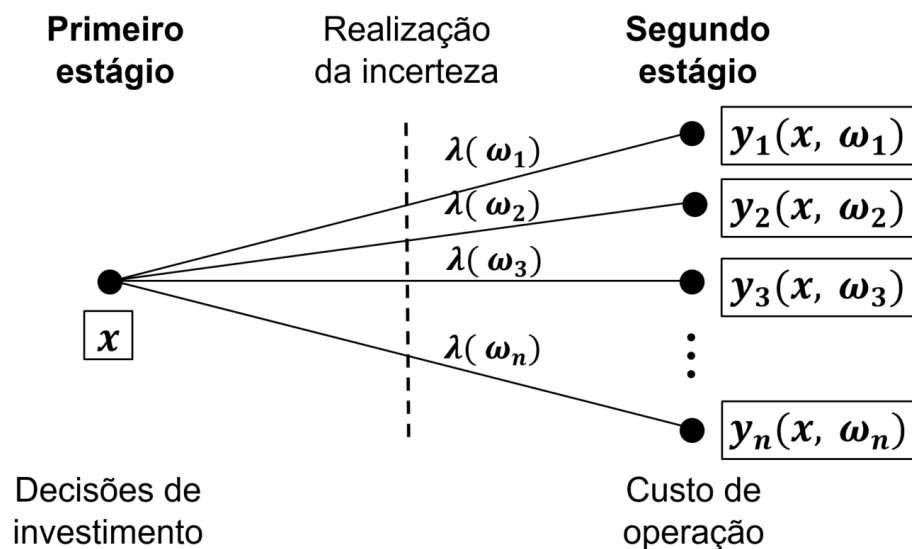
$$x \in X, y_\omega \in Y, \forall \omega \in \Omega_\omega \quad (3.4)$$

Onde x e y_ω representam os vetores de variáveis de decisão de primeiro e segundo estágio, respetivamente, as matrizes A , b , e ω correspondem aos dados do problema relacionados com as variáveis de primeiro estágio, as matrizes T , W , h e B correspondem aos dados do problema relacionados com as variáveis de segundo estágio, os quais podem ser representados por cenários. ω corresponde ao conjunto das realizações ou cenários com a sua respetiva probabilidade de ocorrência ρ_ω .

Na Figura 4 mostra-se o evolução das variáveis de decisão em um problema de programação estocástica de dois estágios. Esse tipo de otimização pode ser aplicado no problema de PSDEE que contém variáveis de investimento e de operação. As variáveis de decisão x dependem da informação disponível até aquele momento de tomada de decisão e contemplam todos os possíveis cenários ω considerados no problema. As variáveis y são calculadas depois de ser conhecido os valores das variáveis x , ou seja, as variáveis de decisão x são iguais para todos os possíveis cenários considerados.

A representação estocástica de dois estágios também é chamada de modelo estático, dado que essa modelagem considera um único período de tempo para a tomadas de decisões. Problemas do mundo real requerem representações em que as decisões sejam tomadas de forma sequencial e em determinados períodos de tempo. Sendo assim, a representação estocástica de dois estágios pode ser empregada para tomar decisões em cada um desses períodos de tempo. Como as decisões de um estágio t dependem da informação disponível até o período t , pode-se formular uma representação multiestágio como uma extensão da representação de dois estágios (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007).

Figura 4 – Variáveis de decisão no modelo de dois estágios



Fonte: Adaptado de Conejo, Carrión e Morales (2010)

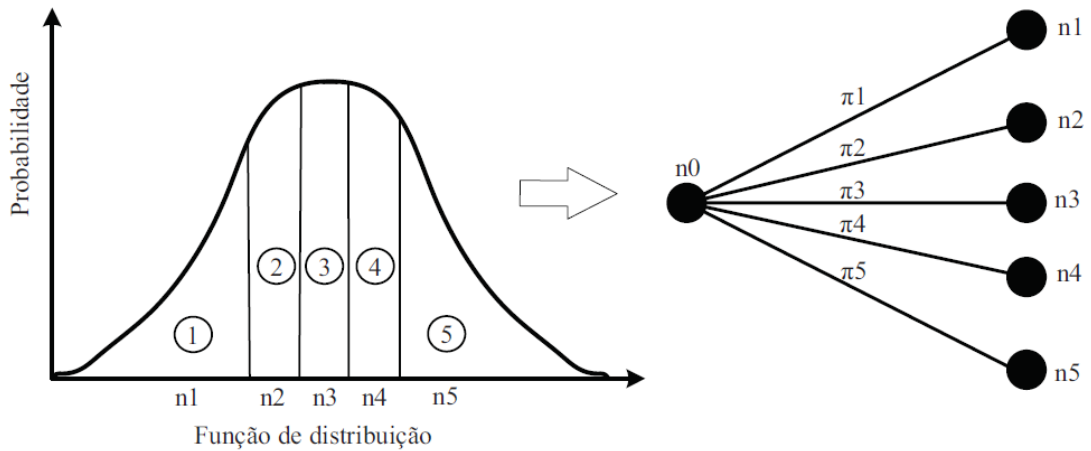
3.1.3 Modelos de programação estocástica baseados em cenários

Outra forma de abordar os problemas de otimização estocástica é utilizar as realizações W_T para descrever possíveis *estados* ou *cenários* representativos do comportamento dos parâmetros incertos. Essa abordagem é mais apropriada de ser utilizada quando a distribuição de probabilidade da variável aleatória não é conhecida ou quando considerar uma distribuição discreta com muitas realizações possíveis é muito custoso computacionalmente (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Nesta abordagem, um conjunto relativamente pequeno de realizações da variável aleatória é selecionado, o qual é denominado de cenário, e atribui-se uma

probabilidade de ocorrência no futuro. Os cenários podem ser representados usando: (i) os quartis de uma distribuição de probabilidade determinada, (ii) previsões geradas por simulações, (iii) dados históricos, etc. Nos problemas de otimização estocástica multietápico, as incertezas são tratadas como processos aleatórios. Assim, amostragem deste processo resulta em cenários. A modelagem do comportamento dos parâmetros incertos através de cenários aproveita os dados históricos do comportamento dos parâmetros incertos. Esses dados históricos são usados para gerar a árvore de cenários, sendo que, esta árvore representa os possíveis comportamentos dos parâmetros incertos no tempo. A árvore de cenários também contém instâncias que poderão acontecer eventualmente, mas que nunca aconteceram no passado. Na Figura 5 apresenta-se um exemplo de uma árvore de cenários resultante da discretização de uma função de distribuição normal contínua, cada região da função de distribuição normal é representada pelo seu valor médio. É importante ressaltar que quanto maior seja o número de discretizações utilizadas tanto mais exata é a modelagem, porém, o número de discretizações utilizados deve ser limitado em função do tamanho do problema e do esforço computacional requerido para solucioná-lo (LÓPEZ QUIZHPI, 2014).

A árvore de cenários é constituída por um conjunto finito de nós, os quais representam todas as possíveis ocorrências futuras do comportamento dos parâmetros incertos, sendo que, cada nó da árvore de cenários é um ponto de tomada de decisão. A informação relativa ao comportamento dos parâmetros incertos no tempo t é conhecida apenas no início do próximo estágio, ou seja, em $t + 1$. Cada nó da árvore de cenários tem um conjunto de nós sucessivos e uma probabilidade de transição. A soma das probabilidades de todos os nós em qualquer estágio do horizonte de tomada de decisões deve ser igual a “1”. Quando é requerido um grande número de cenários para representar o comportamento dos parâmetros incertos associados a um problema de otimização estocástica, técnicas de redução de cenários podem ser utilizadas. A representação por cenários é uma ferramenta muito útil na tomada de decisão quando não se tem certeza do valor que um parâmetro incerto pode tomar no futuro. Considerando cenários, é possível analisar os riscos de uma decisão em várias situações e optar pela decisão que minimize o risco (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

Figura 5 – Aproximação discreta de uma função de distribuição normal contínua



Fonte: López Quizhpi (2014)

3.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os principais conceitos teóricos necessários para abordar problemas de otimização matemática sob incertezas. A metodologia empregada neste trabalho para abordar as incertezas existentes no problema de planejamento está baseada na otimização estocástica baseada em cenários representativos. As incertezas envolvidas no problema de planejamento de médio prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo estações de carregamento de veículos elétricos, fontes renováveis de geração distribuída e limite de emissões de CO₂ para a rede, são demanda de energia, preço da energia comprada na rede de subtransmissão, irradiação solar, velocidade do vento, taxa de adoção e perfis de demanda dos VEs.

Embora o planejamento da rede seja realizado usando uma abordagem multiestágio, o problema de otimização estocástico baseado em cenários é resolvido usando uma abordagem de otimização de dois estágios. Dado que, as variáveis de decisão x dependem da informação disponível até aquele momento e contemplam todos os possíveis cenários n considerados no problema. O cálculo das variáveis y é realizado depois de ser conhecido o valor das variáveis x , ou seja, as variáveis de decisão x são iguais para todos os possíveis cenários considerados.

4. REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PSDEE, ECVE E FONTES RENOVÁVEIS DE GD USANDO UMA ABORDAGEM CENTRALIZADA

Neste capítulo apresenta-se uma abordagem de planejamento centralizado para resolver o problema de planejamento de médio prazo de SDEE, incluindo estações de carregamento de veículos elétricos, fontes renováveis de geração distribuída e limite de emissões de CO₂. A abordagem proposta usa uma representação polinomial ZIP para modelar a carga convencional como dependente da tensão. Além disso, as ECVE são planejadas por zonas com base nos requerimentos de carregamento rápido e lento em cada zona. Finalmente, na abordagem proposta consideram-se as restrições de emissões de CO₂ para a rede de distribuição com o intuito de evitar penalizações econômicas por exceder o limite de emissões permitido.

Para explicar a abordagem proposta, esse capítulo está dividido em seis seções. Na primeira seção se descreve as considerações realizadas para modelar o problema. Na segunda seção se explica o algoritmo proposto para construir os cenários de comportamento dos parâmetros incertos. Nas terceira e quarta seções apresentam-se, respectivamente, a formulação matemática da abordagem proposta e também algumas linearizações feitas para obter um modelo de programação linear inteiro misto. Na quinta seção expõem-se os resultados obtidos ao aplicar a abordagem proposta em dois sistemas teste de 69 e 134 nós. Finalmente, na sexta seção discutem-se os resultados obtidos.

4.1 CONSIDERAÇÕES NA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Para formular adequadamente o problema de planejamento de médio prazo de SDEE, incluindo estações de carregamento de veículos elétricos, fontes renováveis de geração distribuída e limite de emissões de CO₂, as seguintes hipóteses são consideradas:

- O horizonte de planejamento é dividido em $|\Omega^T|$ estágios;
- As variações anuais na demanda convencional, preço da energia comprada na rede de subtransmissão, irradiação solar, velocidade do vento, taxa de

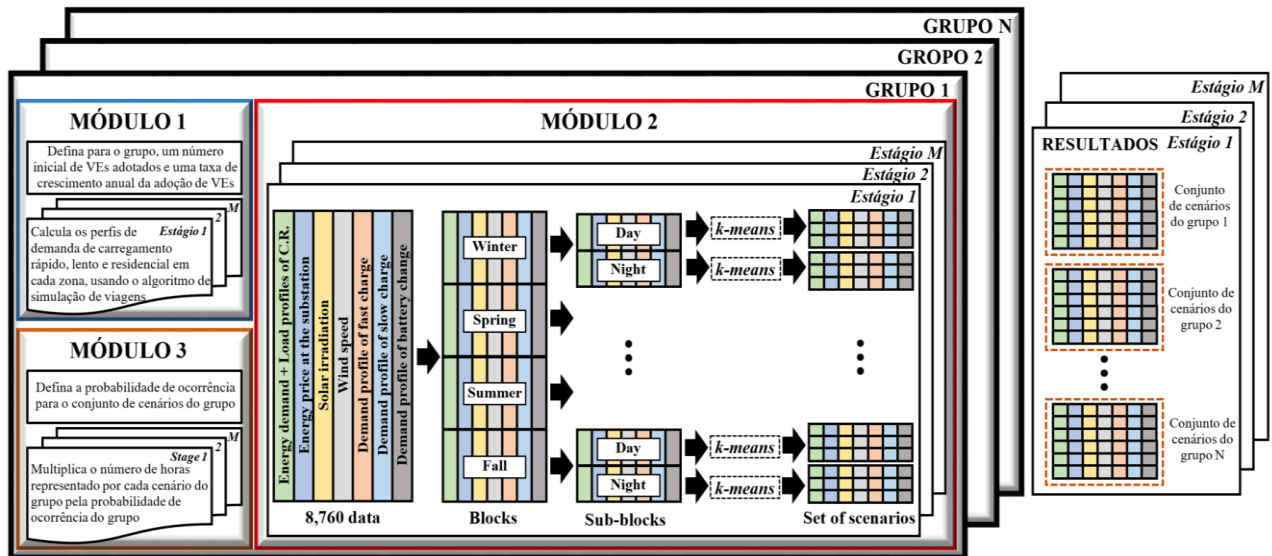
adoção e perfis de demandas dos VEs plugáveis são representadas através de cenários;

- As fontes renováveis de GD despacháveis e não despacháveis, os sistemas de armazenamento de energia e as ECVE estão adaptados física e estruturalmente, através de conversores (DC/AC e/ou AC/DC) e transformadores, para serem ligadas diretamente na rede de média tensão.
- Um modelo CA linearizado é usado para representar a operação em regime permanente da rede de distribuição;
- As demandas convencionais são modeladas como cargas dependentes da tensão por meio de uma representação polinomial ZIP;
- Existe uma política ambiental que penaliza o excesso de emissões de CO₂ do sistema de distribuição;
- Para obter um plano de investimentos adequado, a distribuidora pode definir um limite máximo de equipamentos de uma mesma alternativa de investimento, que podem ser instalados em cada nó.
- A área de abrangência da rede de distribuição é dividida por zonas com o intuito de planejar as ECVE em função das exigências de carregamento rápido e lento dos VEs plugáveis em cada zona.

4.2 REPRESENTAÇÃO DO COMPORTAMENTO DOS PARÂMETROS INCERTOS

As variações anuais na demanda convencional, preço da energia comprada na rede de subtransmissão, irradiação solar, velocidade do vento, perfis de demandas dos VEs plugáveis são representadas através de cenários. Tais cenários são construídos considerando três módulos. Os módulos realizam as tarefas de forma sequencial, para cada estágio do horizonte de planejamento. Além disso, para considerar a incerteza na taxa de adoção de VEs plugáveis, os cenários são construídos por grupos. Cada grupo é definido por um número inicial de VEs plugáveis adotados, uma taxa de crescimento da adoção de VEs plugáveis por estágio, e uma probabilidade de ocorrência dos cenários de cada grupo. Na Figura 6 apresenta-se um diagrama do método proposto para representar o comportamento dos parâmetros incertos. As principais características das tarefas realizadas pelos módulos são explicadas a seguir:

Figura 6 – Estrutura do método proposto para modelar o comportamento dos parâmetros incertos



Fonte: Próprio autor

4.2.1 Módulo 1. Estimativa da taxa de adoção e dos perfis de demanda dos veículos elétricos por zonas

Este módulo usa como dados de entrada: (i) área de abrangência da rede dividida por zonas, (ii) características socioeconômicas da população em cada zona, (iii) número total de veículos tradicionais existentes em cada zona, (iv) média de propriedade de veículos por família em cada zona, e, (v) o número total de consumidores residenciais alimentados pelos nós do sistema.

Em primeiro lugar, o módulo calcula o número total de VEs plugáveis adotados em cada estágio do horizonte de planejamento. No primeiro estágio, esse número é calculado como uma porcentagem do número total de veículos tradicionais existentes na área de cobertura da rede. Para os outros estágios, esse número é calculado com base na taxa de crescimento anual da adoção de VEs plugáveis definida em cada grupo. Em seguida, o módulo faz um sorteio entre as zonas em que foi dividida a área de cobertura da rede para distribuir os resultados de VEs plugáveis adotados em cada estágio. Em cada iteração do sorteio, apenas um VE é associado à zona selecionada. Ou seja, o número de iterações é igual ao número de VEs adotados. A probabilidade de uma zona ser selecionada depende de: (i)

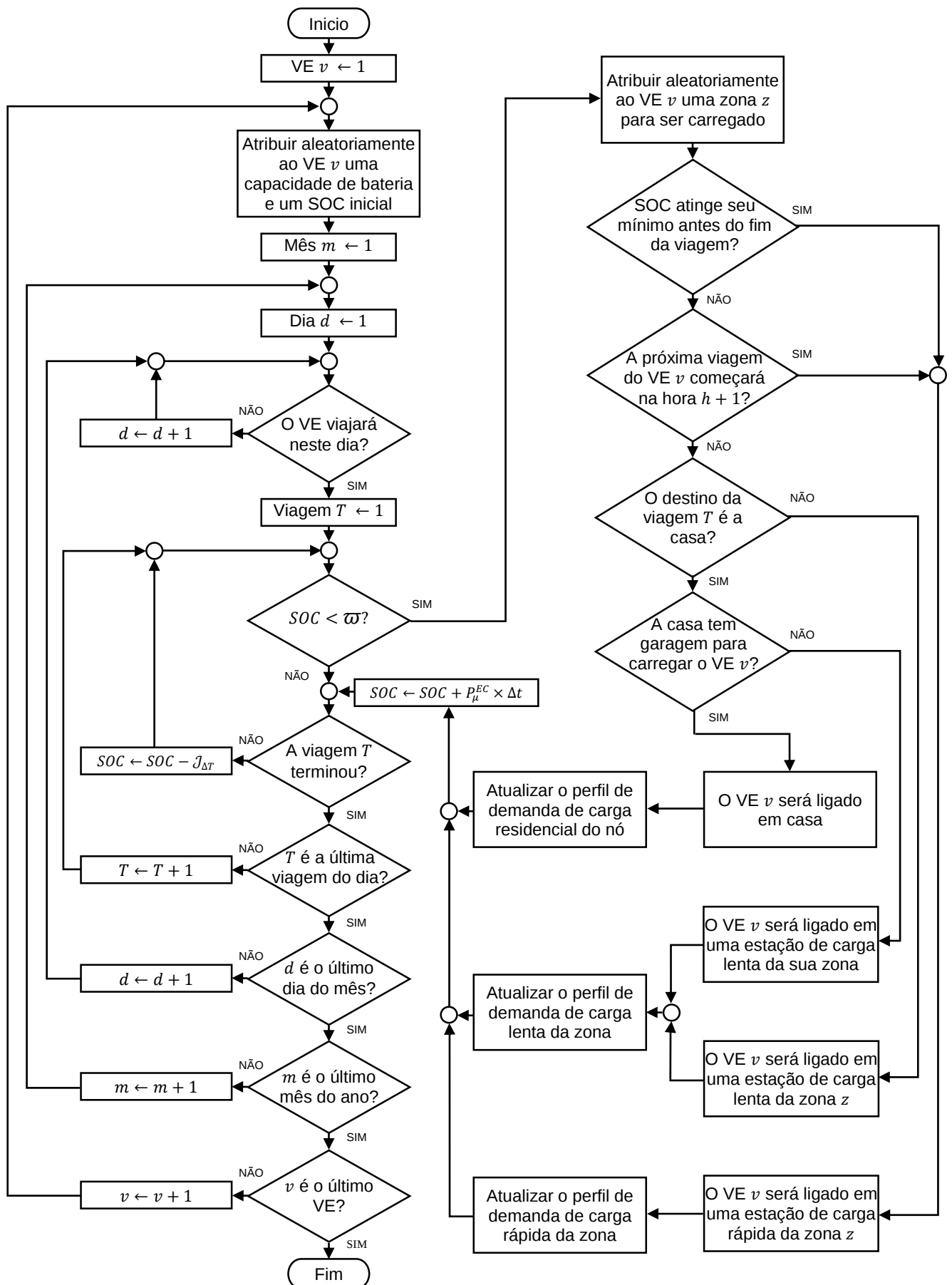
número de consumidores residenciais existentes na zona, (ii) propriedade média de veículos tradicionais por domicílio na zona, e, (iii) as características socioeconômicas da população da zona, que podem ser extraídas dos dados do censo populacional.

Logo em seguida, o módulo faz uma seleção aleatória dos nós da rede para vincular os VEs plugáveis adotados em cada zona com o sistema de distribuição. Esta associação é realizada para identificar os nós aos quais devem ser adicionados os perfis de carga de cada carregador residencial. Em cada iteração, apenas um VE é associado ao nó selecionado. A probabilidade de um nó ser selecionado depende do número de consumidores residenciais conectados.

A demanda de carregamento dos VEs plugáveis é calculada para cada estágio usando um algoritmo de decisão que é baseado em padrões de viagens reais e suposições sobre quando e onde os VEs plugáveis devem ser carregados. Os padrões de viagens foram extraídos do censo de viagens de veículos tradicionais disponível em Santos; McGuckin; Nakamoto; Gray; (2011). A base de dados inclui informações sobre as distâncias percorridas em cada viagem, horários de início e término de cada viagem, mês e dia da semana em que foi realizada cada viagem, propósito da viagem e local de partida da viagem. Neste trabalho pressupõe-se que os padrões de viagem dos VEs plugáveis são semelhantes aos veículos tradicionais. Na Figura 7 mostra-se o fluxograma do algoritmo proposto para calcular os perfis de carga dos VEs plugáveis por zonas. As principais etapas do algoritmo são as seguintes:

- Atribuir uma capacidade da bateria, por exemplo 24, 35 ou 50 kWh, e um estado inicial de carga (SOC) para cada VE v (entre 50–100%).
- Atribuir um perfil de viagens para cada VE v , mês m , dia d , especificando hora de início da primeira viagem, duração de cada viagem, distância percorrida em cada viagem e o tempo de espera para a seguinte viagem.
- Verificar o SOC da bateria continuamente durante cada viagem T . Se o SOC for maior que ϖ da capacidade, o VE v continuará a viagem e o SOC será atualizado. Caso contrário, o VE v deve ser recarregado. Onde ϖ é um parâmetro de controle de carga dos VEs, que se calibra a critério do planejador.

Figura 7 – Fluxograma do algoritmo de decisão proposto para calcular as demandas dos veículos elétricos



- Se o VE v tiver que ser carregado, determine a zona onde ele será recarregado. O VE v pode ser recarregado em qualquer zona, mas cada zona tem uma probabilidade diferente para que o VE seja carregado nela, por exemplo, a zona à que o VE pertence tem uma probabilidade alta enquanto as zonas vizinhas da zona à que o VE pertence tem uma probabilidade intermedia, e as zonas que não são vizinhas tem uma probabilidade baixa. Determine se o VE v deve ser recarregado usando um carregador rápido, um carregador lento ou em casa. Mesmo que os proprietários dos VEs tenham carregadores residenciais, todos os VEs também podem ser carregados em estações de carregamento público (carregadores rápidos e/ou lentos), isso vai ser determinado pelo algoritmo de decisão de carregamento. A porcentagem de VEs que serão carregados em casa é determinada a critério do planejador. Calcule e atualize o perfil de carregamento dos VEs plugáveis em cada zona, bem como o SOC da bateria do VE. Se o VE for conectado a um carregador lento ou em casa, ele deve ser carregado até que a bateria atinja 90% da sua capacidade ou até a hora da próxima viagem. Se o VE v deve ser conectado a um carregador rápido, o algoritmo seleciona aleatoriamente uma duração de carregamento entre 10-60 minutos. O carregamento termina quando esse tempo acaba ou quando a bateria atinge 90% de sua capacidade.
- Repita essas etapas para todos os dias d , meses m e VEs plugáveis v .

Neste trabalho considera-se uma potência de 3.3 kW para carregadores lentos e residenciais e uma potência de 50 kW para carregadores rápidos. O algoritmo calcula a demanda total de carga dos VEs plugáveis para todas as zonas por hora, dia, e mês do ano.

4.2.2 Módulo 2. Construção de cenários representativos do comportamento dos parâmetros incertos

O conjunto de cenários é baseado em dados históricos, com resolução de 1 hora (8.760 dados no ano), relacionados ao comportamento de cada um dos parâmetros incertos. O método *k-means* é usado para agrupar os dados em centroides devido à complexidade de incorporar os 8.760 dados de cada parâmetro incerto no modelo. O objetivo do método *k-means* é agrupar os dados originais em um certo número de grupos com base em sua similaridade e proximidade, garantindo que os dados

originais continuem correlacionados. O algoritmo do *método k-means* é descrito em detalhes em (WU, 2012). É importante notar que os centroides do grupo correspondem aos valores médios de todos os dados atribuídos a ele. O método *k-means* do *tool box* do MATLAB é usado para construir os cenários do comportamento dos parâmetros incertos.

Antes do método *k-means*, os 8.760 dados associados ao comportamento dos parâmetros incertos são divididos em quatro blocos com base nas estações do ano (inverno, primavera, verão e outono). Além disso, cada bloco é dividido em dois sub-blocos (dia / noite) de acordo com a irradiação solar. Finalmente, o método *k-means* é usado para agrupar as informações em cada sub-bloco em k centroides. Como resultado, um conjunto de cenários ($4 \times 2 \times k$) representa o comportamento dos parâmetros incertos ao longo do ano. Os dados históricos dos parâmetros: velocidade do vento, irradiação solar e preços de energia se consideram constantes em todos os estágios do horizonte de planejamento, enquanto os parâmetros: demanda de energia, perfis de demanda dos VEs plugáveis se consideram variáveis de um estágio para outro, de acordo com a previsão de crescimento da carga em cada estágio e o aumento na adoção de VEs plugáveis em cada estágio.

4.2.3 Módulo 3. Agrupamento dos cenários de cada grupo em um único grupo

Para reunir os cenários de cada grupo de adoção de VEs em um único grupo, no Módulo 3, o número de horas representadas por cada cenário é multiplicado pela probabilidade de ocorrência do grupo. Os cenários são reunidos em um único grupo de cenários com o novo valor de horas que cada cenário representa. Como resultado, para cada estágio do horizonte de planejamento, o número total de cenários é $(4 \times 2 \times \sum_{n=1}^N k_n)$. Sendo N o número total de grupos de adoção de VEs plugáveis considerados, k_n o número de centroides considerados para cada subbloco do grupo n , $\forall n \in N$.

4.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

A formulação matemática é baseada em uma abordagem de planejamento centralizado, no qual independentemente da propriedade dos recursos energéticos distribuídos (REDs), como as ECVE, as fontes renováveis de GD, e os sistemas de

armazenamento de energia, o modelo proposto fornece dados valiosos sobre o melhor plano de investimento em termos de fatores econômicos e ambientais. No caso de que os REDs sejam de propriedade de agentes externos à distribuidora, tais dados podem ser usados para desenvolver programas de incentivos.

4.3.1 Função objetivo

A função objetivo mostrada na equação (4.1) minimiza o valor presente dos custos totais esperados (custo de investimento e custo operacional). O custo de investimento anualizado, CI_t , mostrado na equação (4.2) é composto por dez termos que representam os investimentos em: (i) substituição de condutores sobrecarregados, (ii) instalação de RTs, (iii) instalação de BCs, (iv) instalação de fontes renováveis de GD despacháveis, (v) instalação de fontes de geração fotovoltaica (PV), (vi) instalação de fontes de geração eólica (WT), (vii) instalação de bancos de baterias (BB), (viii) compra de terrenos e infraestrutura para a instalação de ECVE, (ix) instalação de carregadores rápidos (CR), e (x) carregadores lentos (CL) em ECVE. Além disso, os custos de instalação, j^{BC} , j^{PV} , j^{WT} e j^{BB} são considerados para destacar que instalar uma quantidade de um determinado ativo na rede em nós separados é mais caro do que instalar a mesma quantidade desse ativo de rede no mesmo nó. Por outro lado, o custo operacional, CO_t , (4.3), inclui (i) custo da energia fornecida pela subestação, (ii) custo de geração das fontes renováveis de GD despacháveis, (iii) custo de geração das fontes PV, (iv) custo de geração das fontes WT, e, (v) custo operacional dos BB.

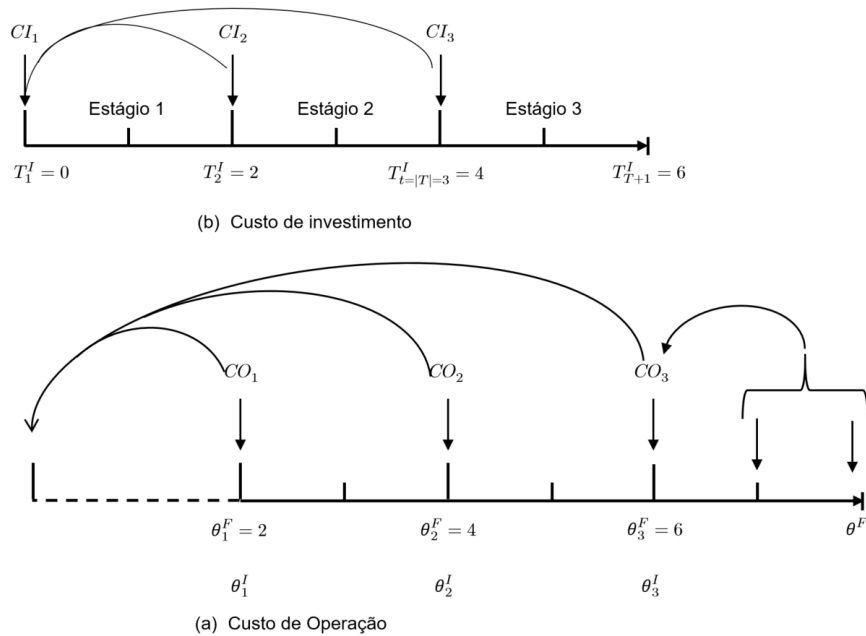
$$\text{minimizar } \sum_{t \in \Omega^T} (CI_t + CO_t) \quad (4.1)$$

$$CI_t = \frac{\delta_{|\Omega^T|-t+1}^F}{(1+\alpha)^{\delta_t^I}} \left\{ \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (v_{a,a}^L l_{ij} \chi_{ij,a,t}^L + v_a^{RT} \chi_{ij,a,t}^{RT}) + \sum_{i \in \Omega^N} \left[(j^{BC} \chi_{i,t}^{BC} + v^{BC} \psi_{i,t}^{BC}) + \sum_{q \in \Omega^G} v_q^{GS} \chi_{i,q,t}^{GS} + (j^{PV} \chi_{i,t}^{PV} + v^{PV} \psi_{i,t}^{PV}) + (j^{WT} \chi_{i,t}^{WT} + v^{WT} \psi_{i,t}^{WT}) + (j^{BB} \chi_{i,t}^{BB} + v^{BB} \psi_{i,t}^{BB}) + (j^{ECVE} \chi_{i,t}^{ECVE} + v^{CR} \psi_{i,t}^{CR} + v^{CL} \psi_{i,t}^{CL}) \right] \right\} \quad (4.2)$$

$$CO_t = \frac{1}{(1 + \alpha)^{\delta_t^I}} \left[\frac{(1 + \alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)} - 1}{\alpha(1 + \alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)}} \right] \sum_{s \in \Omega^S} \left[\sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^E \Delta_s^T P_{i,t,s}^{SS} + \sum_{i \in \Omega^N} \sum_{q \in \Omega^G} \varsigma_q^{GS} \Delta_s^T P_{i,q,t,s}^{GS} \right. \\ \left. + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{PV} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{PV} + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{WT} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{WT} + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{BB} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{BB^d} \right] \quad (4.3)$$

Os custos de investimento, CI_t , (4.2), e os custos de operação, CO_t , (4.3), são trazidos para o valor presente usando uma taxa de juros α . Para os custos de investimento, considera-se que cada estágio t inicia no ano θ_t^I . Para os custos de operação, considera-se que o aumento na carga convencional e na adoção de VEs plugáveis em cada estágio permanece constante do período de θ_t^I até θ_t^F . Os custos de operação do período de θ_t^I até θ_t^F também são levados para o valor presente, como mostrado na Figura 8.

Figura 8 – Linhas de tempo (a) do planejamento e (b) da operação



Fonte: Adaptado de Possagnolo (2019)

Em vista que na equação (4.2) consideram-se custos anualizados das opções de investimento, a expressão $\delta_{|\Omega^T| - t + 1}^F$ é usada para calcular o número total de anos que cada equipamento é utilizado durante o horizonte de planejamento. Sendo que

$|\Omega^T|$ representa o número total de estágios considerados e t representa o estágio em que o equipamento foi instalado.

Os parâmetros, variáveis e conjuntos usados na equação (4.2) são descritas como segue: O parâmetro $v_{\hat{a},a}^L$ é o custo de substituir um condutor do tipo $\hat{a}$ por um condutor do tipo a ; l_{ij} indica o comprimento do circuito ij ; v_a^{RT} corresponde ao custo de um RT do tipo a ; v^{BC} simboliza o custo de investimento em módulos de capacitor; v_ϱ^{GS} é o custo de um gerador síncrono do tipo ϱ ; v^{PV} constitui o custo de investimento em módulos de geração PV; v^{WT} representa o custo de investimento em módulos de geração WT; v^{BB} é o custo de investimento em módulos de bateria; v^{CR} é o custo de investimento em carregadores rápidos e v^{CL} é o custo de carregadores lentos. Além disso, $\chi_{ij,a,t}^L$ é uma variável binária que representa a instalação de um condutor do tipo a , no circuito ij , no estágio t ; $\chi_{ij,a,t}^{RT}$ indica a instalação de um RT do tipo a , no circuito ij , estágio t ; $\chi_{i,t}^{BC}$ designa a instalação de um BC no nó i , no estágio t ; $\chi_{i,\varrho,t}^{GS}$ denota a instalação de um gerador síncrono do tipo ϱ , no nó i , estágio t ; $\chi_{i,t}^{PV}$ simboliza a instalação de um sistema de geração PV no nó i , estágio t ; $\chi_{i,t}^{WT}$ indica a instalação de um sistema de geração WT no nó i , estágio t ; $\chi_{i,t}^{BB}$ representa a instalação de um BB no nó i , estágio t ; $\chi_{i,t}^{ECVE}$ denota a instalação de uma ECVE no nó i , estágio t . Por outro lado, a variável continua (com valor inteiro) $\psi_{i,t}^{BC}$ simboliza o número de módulos de capacitor instalados no nó i , no estágio t ; $\psi_{i,t}^{PV}$ indica o número de unidades de geração PV instaladas no nó i , no estágio t ; $\psi_{i,t}^{WT}$ representa o número de unidades de geração WT instaladas no nó i ; $\psi_{i,t}^{BB}$ denota o número de baterias instalados no nó i , estágio t ; $\psi_{i,t}^{CR}$ simboliza o número de carregadores rápidos instalados no nó i , no estágio t ; $\psi_{i,t}^{CL}$ é o número de carregadores lentos instalados no nó i , no estágio t . Finalmente, Ω^C representa o conjunto de circuitos ij existentes no sistema de distribuição; Ω^L compõe o conjunto de condutores considerados para trocar os condutores sobrecarregados; Ω^N constitui o conjunto de nós do sistema; Ω^G é o conjunto de geradores despacháveis.

Os parâmetros, variáveis e conjuntos usados na equação (4.3) são descritos como segue: O parâmetro ζ_s^E representa o custo da energia comprada na rede de

subtransmissão; Δ_s^T indica a duração do cenário s ; ς_Q^{GS} modela o custo de geração de um gerador síncrono do tipo q ; ς^{PV} representa o custo de geração de um sistema de geração fotovoltaico; ς^{WT} denota o custo de geração de um sistema de geração eólica; ς^{BB} é o custo de operação de um banco de baterias. A variável contínua $P_{i,t,s}^{SS}$ representa a potência ativa fornecida pela subestação no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,q,t,s}^{GS}$ representa a potência ativa injetada por um gerador síncrono do tipo q , no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{PV}$ representa a potência ativa fornecida por um sistema de geração PV no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{WT}$ representa a potência ativa injetada por um sistema de geração WT no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{BB^d}$ a potência ativa injetada por um banco de baterias no nó i , no estágio t , no cenário s .

4.3.2 Operação em regime permanente de redes de distribuição de energia elétrica radiais

As restrições relacionadas à operação em regime permanente do sistema de distribuição são mostradas em (4.4)–(4.25).

$$\begin{aligned} \sum_{ki \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} P_{ki,a,t,s} - \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (P_{ij,a,t,s} + R_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{SQ}) + P_{i,t,s}^{SS} + \sum_{q \in \Omega^G} P_{i,q,t,s}^{GS} + P_{i,t,s}^{PV} \\ + P_{i,t,s}^{WT} + P_{i,t,s}^{ES^d} - P_{i,t,s}^{ES^c} \\ = \left[\gamma_i^Z \frac{V_{i,t,s}^{SQ}}{(V^N)^2} + \gamma_i^I \frac{V_{i,t,s}}{V^N} + \gamma_i^P \right] P_{i,t,s}^D + P_{i,t,s}^{EV^f} + P_{i,t,s}^{EV^s} \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \sum_{ki \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} Q_{ki,a,t,s} - \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (Q_{ij,a,t,s} + X_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{SQ}) + Q_{i,t,s}^{SS} + \sum_{q \in \Omega^G} Q_{i,q,t,s}^{GS} + Q_{i,t,s}^{PV} \\ + Q_{i,t,s}^{WT} + \hat{Q}_{i,t,s}^{SH} = \left[\phi_i^Z \frac{V_{i,t,s}^{SQ}}{(V^N)^2} + \phi_i^I \frac{V_{i,t,s}}{V^N} + \phi_i^P \right] Q_{i,t,s}^D \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$V_{i,t,s} = \sqrt{\frac{\bar{V} + V}{2}} + \frac{1}{2 \sqrt{\frac{\bar{V} + V}{2}}} \left(V_{i,t,s}^{SQ} - \frac{\bar{V} + V}{2} \right) \quad (4.6)$$

$$\forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S$$

$$\begin{aligned} V_{i,t,s}^{SQ} - V_{j,t,s}^{SQ} + \Delta V_{ij,t,s} = \sum_{a \in \Omega^L} [2l_{ij} (R_a P_{ij,a,t,s} + X_a Q_{ij,a,t,s}) + Z_a^2 l_{ij}^2 I_{ij,a,t,s}^{SQ}] \\ \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$v_{j,t,s}^2 \hat{I}_{ij,t,s}^{SQ} = \sum_{l=1}^{\Lambda} \mathcal{M}_{ij,l}^{\hat{S}} (\varphi_{ij,l,t,s}^{\hat{P}} + \varphi_{ij,l,t,s}^{\hat{Q}}) \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.8)$$

$$\hat{P}_{ij,t,s} = \hat{P}_{ij,t,s}^+ - \hat{P}_{ij,t,s}^- \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.9)$$

$$\hat{P}_{ij,t,s}^+ + \hat{P}_{ij,t,s}^- = \sum_{l=1}^{\Lambda} \varphi_{ij,l,t,s}^{\hat{P}} \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.10)$$

$$0 \leq \varphi_{ij,l,t,s}^{\hat{P}} \leq \bar{\Phi}_{ij}^{\hat{S}} \quad \forall ij \in \Omega^C, l \in \{1, \dots, \Lambda\}, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.11)$$

$$\hat{Q}_{ij,t,s} = \hat{Q}_{ij,t,s}^+ - \hat{Q}_{ij,t,s}^- \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.12)$$

$$\hat{Q}_{ij,t,s}^+ + \hat{Q}_{ij,t,s}^- = \sum_{l=1}^{\Lambda} \varphi_{ij,l,t,s}^{\hat{Q}} \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.13)$$

$$0 \leq \varphi_{ij,l,t,s}^{\hat{Q}} \leq \bar{\Phi}_{ij}^{\hat{S}} \quad \forall ij \in \Omega^C, l \in \{1, \dots, \Lambda\}, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.14)$$

$$\hat{P}_{ij,t,s} = \sum_{a \in \Omega^L} P_{ij,a,t,s} \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.15)$$

$$\hat{Q}_{ij,t,s} = \sum_{a \in \Omega^L} Q_{ij,a,t,s} \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.16)$$

$$\hat{I}_{ij,t,s}^{SQ} = \sum_{a \in \Omega^L} I_{ij,a,t,s}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.17)$$

Em que:

$$\mathcal{M}_{ij,1}^{\hat{S}} = (5/6) \bar{\Phi}_{ij}^{\hat{S}} \quad (4.18)$$

$$\mathcal{M}_{ij,l}^{\hat{S}} = (2l - 1) \bar{\Phi}_{ij}^{\hat{S}} \quad \forall l \in \{2, \dots, \Lambda\} \quad (4.19)$$

$$\bar{\Phi}_{ij}^{\hat{S}} = \bar{V} \max_{a \in \Omega^C} \bar{I}_a / \Lambda \quad (4.20)$$

Segundo o Capítulo 3, o conjunto de equações (4.4)–(4.20) é uma representação linear do estado de operação da rede em regime permanente. O conjunto de equações (4.4)–(4.8) resulta da aplicação das leis de Kirchhoff. Observe que as equações (4.4) e (4.5) referem-se aos balanços de potência ativa e reativa que consideram um modelo de carga polinomial, também conhecido como modelo ZIP. Esse modelo ZIP é utilizado para modelar a carga como dependente da tensão. Nesta formulação, as cargas são modeladas usando três componentes, que são impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). A dependência da carga em função da magnitude da tensão varia em função da participação de cada uma dessas componentes, que é determinada pelos

parâmetros γ e ϕ (HAJAGOS; DANAI, 1998; HOME-ORTIZ *et al.*, 2019). A equação (4.6) deriva-se da expansão de $\sqrt{V_{i,t,s}^{SQ}}$ usando a série de Taylor em $(\bar{V} + \underline{V})/2$. Observe que $V_{i,s}$ é usado no modelo ZIP. As restrições (4.9)–(4.20) são usadas para completar a linearização por partes da restrição (4.8), conforme explicado no Capítulo 3.

4.3.3 Limites operacionais do sistema de distribuição de energia elétrica

As restrições (4.21)–(4.25) representam os limites operacionais da rede de distribuição, tais como níveis de tensão, fluxo de correntes permitido nos circuitos e limites operacionais da subestação.

$$0 \leq I_{ij,a,t,s}^{SQ} \leq \bar{I}_a^L x_{ij,a,t}^L \quad \forall ij \in \Omega^C, a \in \Omega^L, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.21)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,t,s}^{SQ} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.22)$$

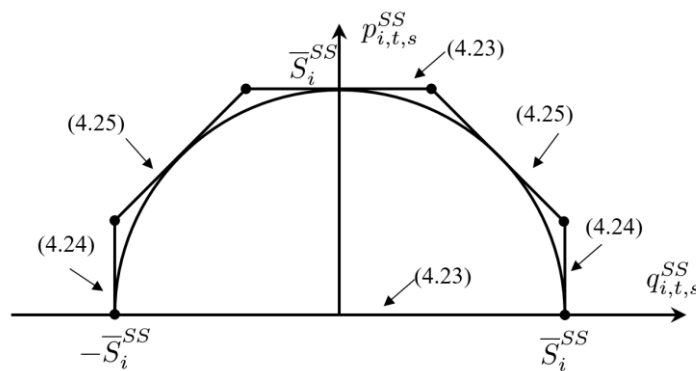
$$0 \leq P_{i,t,s}^{SS} \leq \bar{S}_i^{SS} \quad \forall i \in \Omega^{SS}, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.23)$$

$$|Q_{i,t,s}^{SS}| \leq \bar{S}_i^{SS} \quad \forall i \in \Omega^{SS}, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.24)$$

$$|Q_{i,t,s}^{SS}| \leq \sqrt{2} \bar{S}_i^{SS} - P_{i,t,s}^{SS} \quad \forall i \in \Omega^{SS}, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.25)$$

Os fluxos de correntes nos circuitos e os níveis de tensões nos nós são limitados pelas restrições (4.21) e (4.22), respectivamente. As equações (4.23)–(4.25) correspondem a uma representação linearizada para restringir a operação da subestação usando a curva de capacidade de uma máquina elétrica, como ilustrado na Figura 9.

Figura 9 – Linearização da curva de capacidade do transformador da subestação



Fonte: adaptado de Possagnolo (2019)

4.3.4 Restrições de investimento na substituição de condutores

A substituição de condutores sobrecarregados consiste em trocar a bitola de um ou vários condutores por uma de maior capacidade, para obter boas condições técnicas de operação do sistema. Esta alternativa de planejamento apresenta uma boa relação custo/benefício e é muito útil de ser implementada para atingir condições operacionais onde os condutores apresentam violações da capacidade de corrente.

O conjunto de restrições (4.26)–(4.29) modela o investimento na substituição de condutores sobrecarregados.

$$\sum_{a \in \Omega^L} \sum_{t \in \Omega^T} \chi_{ij,a,t}^L \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega^C \quad (4.26)$$

$$\hat{x}_{ij,a,t}^L = \sum_{h=1}^t \chi_{ij,a,h}^L \quad \forall ij \in \Omega^C, a \in \Omega^L, t \in \Omega^T \quad (4.27)$$

$$\check{x}_{ij,t}^L = \sum_{a \in \Omega^L} \hat{x}_{ij,a,t}^L \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T \quad (4.28)$$

$$x_{ij,a,t}^L = \bar{x}_{ij,a,t}^L (1 - \check{x}_{ij,t}^L) + \hat{x}_{ij,a,t}^L \quad \forall ij \in \Omega^C, a \in \Omega^L, t \in \Omega^T \quad (4.29)$$

A restrição (4.26) garante que seja selecionado um único tipo de condutor para instalar no circuito ij . Além disso, a restrição também garante que a substituição do condutor do circuito ij seja realizada, no máximo, uma vez durante o horizonte de planejamento. Ou seja, após selecionado o novo condutor para o circuito ij , não poderá haver uma nova substituição do condutor desse circuito em nenhum estágio seguinte. Na equação (4.27) calcula-se a variável auxiliar $\hat{x}_{ij,a,t}^L$, que é igual a “1” caso o condutor existente no circuito ij tenha sido substituído por um condutor do tipo a no estágio atual, t , ou em estágios anteriores, e vale “0” em caso contrário. A restrição (4.28) calcula a variável auxiliar $\check{x}_{ij,t}^L$, que indica os estágios em que opera o novo condutor instalado no circuito ij . Finalmente, na equação (4.29) calcula-se a variável $x_{ij,a,t}^L$, que indica a presença de um condutor do tipo a , no circuito ij , no estágio t , de acordo com o novo tipo de condutor $\hat{x}_{ij,a,t}^L$ e o tipo de condutor existente $\bar{x}_{ij,a,t}^L$.

Para explicar melhor o conjunto de restrições (4.26)–(4.29), considere, por exemplo, o problema de PSDEE com três estágios e três tipos de condutores. Considere-se também que inicialmente todos os circuitos existentes são construídos com condutor do tipo a_1 , e que no estágio t_2 , o condutor do circuito ij é substituído por um condutor do tipo a_3 . Assim, as variáveis do conjunto de equações (4.26)–(4.29) assumem os seguintes valores:

$$\bar{x}_{ij,a,t}^L = \begin{matrix} . & a_1 & a_2 & a_3 \\ t_1 & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ t_2 & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ t_3 & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$\chi_{ij,a,t}^L = \begin{matrix} . & a_1 & a_2 & a_3 \\ t_1 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ t_2 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ t_3 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$\hat{x}_{ij,a,t}^L = \begin{matrix} . & a_1 & a_2 & a_3 \\ t_1 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ t_2 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ t_3 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$\check{x}_{ij,t}^L = \begin{matrix} . & a_3 \\ t_1 & \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix} \\ t_2 & \begin{bmatrix} 1 \end{bmatrix} \\ t_3 & \begin{bmatrix} 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$x_{ij,a,t}^L = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{\bar{x}_{ij,a,t}^L} \left(1 - \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}}_{\check{x}_{ij,t}^L} \right) + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}}_{\hat{x}_{ij,a,t}^L}$$

$$x_{ij,a,t}^L = \begin{matrix} . & a_1 & a_2 & a_3 \\ t_1 & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ t_2 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ t_3 & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

4.3.5 Restrições de investimento em reguladores de tensão

Fisicamente, um RT é um autotransformador, ou seja, um transformador convencional de dois enrolamentos conectados eletricamente em uma barra do sistema (GALLEGO; PADILHA-FELTRIN, 2008). Internamente, o RT possui alguns

taps e um circuito que controla a comutação dos *taps* para elevar ou reduzir a tensão de saída do RT, e assim, manter a regulação de tensão dentro dos limites de operação especificados. Em geral, os RTs são instalados na rede com o objetivo de corrigir a queda de tensão ocasionada pelo alto fluxo de potência ativa nos circuitos, enquanto o objetivo de instalar BCs na rede é para corrigir a queda de tensão ocasionada pela falta de suporte de reativos no sistema. Na fase de dimensionamento dos RTs é necessário considerar que a faixa de regulação escolhida deve ser suficiente para corrigir as variações de tensão no ponto de instalação do RT e ainda compensar a queda de tensão em todos os ramos do alimentador conectados à saída do RT. Os RTs possuem uma faixa de regulação que pode ser ajustada para os valores de $\pm 5\%$, $\pm 6,25\%$, $\pm 7,5\%$, $\pm 8,75\%$ e $\pm 10\%$, sendo a elevação ou redução de tensão realizada através de 32 *taps*. Para um RT com 10% de regulação cada *tap* representa 5/8% da mudança na tensão (GALLEGO; PADILHA-FELTRIN, 2008).

O conjunto de restrições (4.30)–(4.35) está relacionado com o investimento em RTs.

$$|\Delta V_{ij,t,s}| \leq \kappa^{VR}(\kappa^{VR} + 2)V_{i,t,s}^{SQ} \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.30)$$

$$|\Delta V_{ij,t,s}| \leq \sum_{a \in \Omega^L} x_{ij,a,t}^{VR} \kappa^{VR}(\kappa^{VR} + 2)\bar{V}^2 \quad \forall ij \in \Omega^C, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.31)$$

$$\sum_{a \in \Omega^L} \sum_{t \in \Omega^T} x_{ij,a,t}^{VR} \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega^C \quad (4.32)$$

$$x_{ij,a,t}^{VR} = \sum_{h=1}^t x_{ij,a,h}^{VR} \quad \forall ij \in \Omega^C, a \in \Omega^L, t \in \Omega^T \quad (4.33)$$

$$x_{ij,a,t}^{VR} \leq x_{ij,a,t}^L \quad \forall ij \in \Omega^C, a \in \Omega^L, t \in \Omega^T \quad (4.34)$$

$$\sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} x_{ij,a,t}^{VR} \leq \bar{N}_t^{VR} \quad \forall t \in \Omega^T \quad (4.35)$$

As restrições (4.30) e (4.31) estimam $\Delta V_{ij,s}$ para os circuitos, dependendo da variável de investimento binária $x_{ij,a}^{VR}$, sendo κ^{VR} a porcentagem de regulação do RT instalado. A restrição (4.32) garante que seja selecionado um único tipo de RT para ser instalado no circuito *ij*. Além disso, a restrição também garante que a instalação de um RT em um mesmo circuito *ij* seja realizada, no máximo, uma vez durante o

horizonte de planejamento. A restrição (4.33) indica o tipo de RT, a , que está instalado no ramo ij , $x_{ij,a,t}^{RT}$, de acordo com a variável de investimento $\chi_{ij,a,h}^{RT}$. A restrição (4.34) garante que um RT tipo a pode ser instalado em um circuito apenas se tiver uma capacidade de corrente igual à capacidade do condutor existente nesse circuito (observe que a capacidade de um condutor do tipo a deve estar de acordo com a capacidade de um RT do tipo a). A restrição (4.35) limita o número total de RTs que podem ser instalados no sistema de distribuição em cada estágio.

4.3.6 Restrições de investimento em bancos de capacitores

Os BCs são fontes de potência reativa que ajudam a compensar os reativos absorvidos por cargas indutivas e/ou pela indutância das linhas (WILLIS, 2004). Desse modo, os reativos injetados pelos BCs na rede ajudam a manter os níveis tensão dentro dos limites permitidos. Além disso, um correto dimensionamento e alocação de BCs no sistema apresenta outras vantagens, tais como redução de perdas de potência ativa e correção do fator de potência do sistema.

As restrições (4.36)–(4.49) correspondem à operação e o investimento em BCs. Essas restrições modelam o problema de alocação ótima de BCs na rede considerando um modelo de injeção de potência reativa dependente da tensão. Essas expressões que modelam a instalação e operação dos BCs estão baseadas no trabalho apresentado em (HOME-ORTIZ *et al.*, 2019)

$$\hat{Q}_{i,t,s}^{SH} = \sum_{c=1}^{\bar{n}_i^{BC}} Q_{i,c,t,s}^{SH} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.36)$$

$$-\bar{V}^2 B^{BC} (1 - x_{i,c,t}^{BC}) \leq Q_{i,c,t,s}^{SH} - B^{BC} V_{i,t,s}^{SQ} \leq -\underline{V}^2 B^{BC} (1 - x_{i,c,t}^{BC}) \quad (4.37)$$

$$\underline{V}^2 B^{BC} x_{i,c,t}^{BC} \leq Q_{i,c,t,s}^{SH} \leq \bar{V}^2 B^{BC} x_{i,c,t}^{BC} \quad \forall i \in \Omega^N, c \in \{1, \dots, \bar{n}_i^{BC}\}, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.38)$$

$$\sum_{c=1}^{\bar{n}_i^{BC}} x_{i,c,t}^{BC} = y_{i,t}^{BC} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (4.39)$$

$$0 \leq y_{i,t}^{BC} \leq \bar{n}_i^{BC} x_{i,t}^I \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (4.40)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N} x_{i,t}^I \leq \bar{N}_t \quad \forall t \in \Omega^T \quad (4.41)$$

$$y_{i,t}^{BC} \geq y_{i,t-1}^{BC} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.42)$$

$$x_{i,t}^I \geq x_{i,t-1}^I \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.43)$$

$$x_{i,c,t}^{BC} \geq x_{i,c,t-1}^{BC} \quad \forall i \in \Omega^N, c \in \{1, \dots, \bar{n}_i^{BC}\}, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.44)$$

$$x_{i,c-1,t}^{BC} \geq x_{i,c,t}^{BC} \quad \forall i \in \Omega^N, c \in \{1, \dots, \bar{n}_i^{BC}\}, t \in \Omega^T | c > 1 \quad (4.45)$$

$$x_{i,1}^{BC} = x_{i,1}^I \quad (4.46)$$

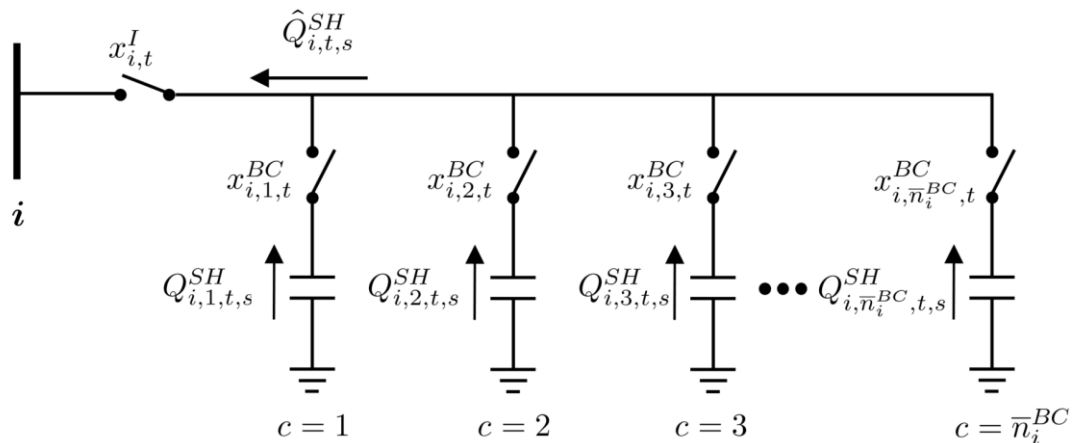
$$x_{i,t}^{BC} = x_{i,t}^I - x_{i,t-1}^I \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.47)$$

$$\psi_{i,1}^{BC} = y_{i,1}^{BC} \quad (4.48)$$

$$\psi_{i,t}^{BC} = y_{i,t}^{BC} - y_{i,t-1}^{BC} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.49)$$

A restrição (4.36) calcula a potência reativa total injetada por um BC no nó i , estágio t e cenário s . Essa potência reativa total é calculada como a somatória da potência reativa injetada pelo capacitor c . Na Figura 10 ilustra-se o modelo de planejamento dos BC.

Figura 10 – Modelo de instalação dos bancos de capacitores



Fonte: Home-Ortiz *et al.*, (2019)

As restrições (4.37) e (4.38) são uma formulação disjuntiva utilizada para calcular a potência reativa fornecida pelo capacitor c , no nó i , estágio t , cenário s , em função da magnitude da tensão e da susceptância B^{BC} do módulo de capacitor c . A variável binária $x_{i,c,t}^{BC}$ indica se o módulo do capacitor c está ($x_{i,c,t}^{BC} = 1$), ou não ($x_{i,c,t}^{BC} = 0$) no nó i , estágio t , cenário s . Observe-se que, se $x_{i,c,t}^{BC} = 0$, então a restrição (4.38) fica $Q_{i,c,t,s}^{SH} = 0$, e a restrição (4.37) fica $\underline{V}^2 \leq V_{i,t,s}^{SQ} \leq \bar{V}^2$. Por outro lado, se

$x_{i,c,t}^{BC} = 1$, a expressão (4.38) indica que $Q_{i,c,t,s}^{SH}$ deve estar dentro dos limites mínimo e máximo de injeção de potência reativa, que depende da susceptância B^{BC} do módulo de capacitor c e dos limites da magnitude de tensão no sistema. Além disso, a restrição (4.38) indica que $Q_{i,c,t,s}^{SH} = \bar{V}^2 B^{BC}$. Através da restrição (4.39) calcula-se o número total de módulos de capacitores instalados em cada nó, a restrição (4.40) limita o número de módulos de capacitores que podem ser instalados em cada nó e (4.41) restringe o número de módulos BC que podem ser instalados no sistema em cada estágio. As restrições (4.42)–(4.45) evitam que os BCs sejam removidos do sistema no estágio t se eles foram instalados no estágio $t - 1$. As restrições (4.46)–(4.49) calculam o número de novos módulos de capacitores e BCs instalados no sistema em cada estágio.

4.3.7 Restrições de investimento em fontes renováveis de geração distribuída despacháveis

As fontes de GD são geradores de pequeno porte que podem ser instalados perto dos consumidores, ou seja, diretamente na rede de média ou baixa tensão, e servem para auxiliar no fornecimento de potência elétrica (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). A capacidade de geração das fontes de GD é menor quando comparada com a demanda total do sistema, porém, devido ao fato que as fontes de GD podem ser conectadas perto do ponto de carga, a integração desses equipamentos traz diversas vantagens para a operação do sistema de distribuição, como controle de tensão, redução de perdas, confiabilidade do serviço, entre outros.

As fontes renováveis de GD podem ser do tipo despacháveis ou não despacháveis. As fontes renováveis de GD despacháveis são aquelas em que é possível exercer um controle direto da potência ativa e reativa que elas fornecem à rede. Em contrapartida, as fontes renováveis de GD não despacháveis são aquelas em que não é possível ter um controle direto da potência que ela injeta na rede. A potência gerada por este tipo de gerador depende de um fator externo que não é controlável (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). O planejamento de fontes renováveis de GD significa determinar a localização e o dimensionamento ótimo da quantidade de unidades que devem ser instaladas, e o controle coordenado da sua operação.

Neste trabalho, como alternativa de investimento em fontes renováveis de GD despacháveis considera-se um gerador síncrono, que usa como combustível biomassa, com tensão livre nos nós. Na

Figura 11.a apresenta-se a curva de capacidade do gerador síncrono considerado. As equações (4.50)–(4.52) determinam os limites operacionais do gerador.

$$P_{i,q,t,s}^G \geq 0 \quad (4.50)$$

$$(P_{i,q,t,s}^G)^2 + (Q_{i,q,t,s}^G)^2 \leq \bar{S}_q^G \quad (4.51)$$

$$-P_{i,q,t,s}^G \tan(\underline{\theta}_q^G) \leq Q_{i,d}^G \leq P_{i,q,t,s}^G \tan(\bar{\theta}_q^G) \quad (4.52)$$

$$\forall i \in \Omega^N, q \in \Omega^G, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S$$

sendo que, $P_{i,d}^G$ e $Q_{i,d}^G$ são, respectivamente, as potências ativa e reativa geradas pelo gerador síncrono, e está limitada pela equação quadrática (4.51). A geração de potência reativa $Q_{i,d}^G$ é limitada pela equação (4.52) em função da potência ativa e do fator de potência indutivo máximo $\bar{\theta}_q^G$ e fator de potência capacitivo máximo $\underline{\theta}_q^G$.

O conjunto de restrições (4.53)–(4.62) corresponde a uma representação linear da operação e o investimento em fontes renováveis de GD despacháveis. Na

Figura 11.b apresenta-se a linearização da curva de capacidade desses equipamentos.

$$0 \leq P_{i,q,t,s}^G \leq \bar{S}_q^G x_{i,q,t}^G \quad (4.53)$$

$$|Q_{i,q,t,s}^G| \leq \bar{S}_q^G x_{i,q,t}^G \quad (4.54)$$

$$|Q_{i,q,t,s}^G| \leq \sqrt{2} \bar{S}_q^G x_{i,q,t}^G - P_{i,q,t,s}^G \quad (4.55)$$

$$-P_{i,q,t,s}^G \tan(\cos^{-1}(\underline{\theta}_q^G)) \leq Q_{i,q,t,s}^G \leq P_{i,q,t,s}^G \tan(\cos^{-1}(\bar{\theta}_q^G)) \quad (4.56)$$

$$\forall i \in \Omega^N, q \in \Omega^G, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S$$

$$\sum_{q \in \Omega^G} x_{i,q,t}^G \leq 1 \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (4.57)$$

$$0 \leq x_{i,q,t}^G \leq \bar{n}_i \quad \forall i \in \Omega^N, q \in \Omega^G, t \in \Omega^T \quad (4.58)$$

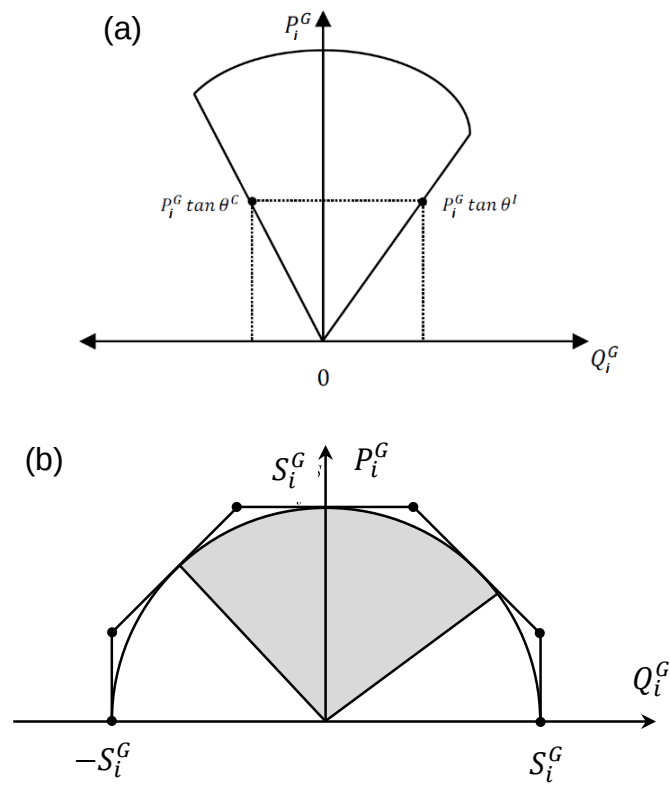
$$\sum_{i \in \Omega^N} \sum_{q \in \Omega^G} x_{i,q,t}^G \leq \bar{N}_t^G \quad \forall t \in \Omega^T \quad (4.59)$$

$$x_{i,q,t}^G \geq x_{i,q,t-1}^G \quad \forall i \in \Omega^N, q \in \Omega^G, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.60)$$

$$x_{i,q,1}^G = x_{i,q,1}^G \quad (4.61)$$

$$x_{i,q,t}^G = x_{i,q,t}^G - x_{i,q,t-1}^G \quad \forall i \in \Omega^N, q \in \Omega^G, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.62)$$

Figura 11 – Curva de capacidade (a) quadrática e (b) linearizada de uma máquina síncrona



Fonte: adaptado de Possagnolo (2019)

As restrições (4.53)–(4.56) representam a linearização da curva de capacidade de uma máquina síncrona, na qual (4.56) representa os limites do fator de potência do gerador. A restrição (4.57) garante que, no máximo, um único tipo de fonte renovável de GD despachável é instalado em cada nó do sistema, (4.58) restringe o número de unidades despacháveis DG que podem ser instaladas em cada nó, enquanto (4.59) restringe o número de fontes renováveis de GD despacháveis que podem ser instaladas no sistema em cada estágio. A restrição (4.60) garante que

unidades de DG despacháveis não sejam removidas do sistema de um estágio para outro, e (4.61) e (4.62) calculam o número de novas fontes de DG despacháveis instaladas em cada estágio.

4.3.8 Restrições de investimento em fontes de geração fotovoltaica

Os sistemas de geração fotovoltaica são compostos por células fotovoltaicas que aproveitam a irradiação solar para gerar corrente contínua através do efeito fotoelétrico. O modelo matemático que representa um sistema fotovoltaico é representado pela equação (4.63), sendo que, a potência fornecida pelo painel solar $P_{i,t,s}^{PV}(W)$ depende da irradiação solar $G_s (W/m^2)$ e da temperatura da célula $T_{cell}^0(°C)$. Além disso, P_i^{CN} representa a potência fornecida pelo painel em condições nominais de operação, k_v^0 é o coeficiente de temperatura ($\%/°C$), T_{amb}^0 representa a temperatura ambiente ($°C$) e N_{CT} as condições nominais da temperatura na célula ($°C$).

$$P_{i,t,s}^{PV} = P_i^{CN} \left[\frac{G_s}{1000} \left(1 + k_v^0 (T_{cell}^0 - 25) \right) \right] \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.63)$$

$$T_{cell}^0 = T_{amb}^0 + \left(\frac{N_{CT} - 20}{800} \right) G_s$$

As restrições (4.64)–(4.72) estão relacionadas com a operação e o investimento em unidades de geração fotovoltaica.

$$0 \leq P_{i,t,s}^{PV} \leq y_{i,t}^{PV} \bar{S}^{PV} f_s^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.64)$$

$$|Q_{i,t,s}^{PV}| \leq y_{i,t}^{PV} \bar{S}^{PV} f_s^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.65)$$

$$|Q_{i,t,s}^{PV}| \leq \sqrt{2} \bar{S}^{PV} f_s^{PV} y_{i,t}^{PV} - P_{i,t,s}^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.66)$$

$$-P_{i,t,s}^{PV} \tan(\cos^{-1}(\underline{\theta}^{PV})) \leq Q_{i,t,s}^{PV} \leq P_{i,t,s}^{PV} \tan(\cos^{-1}(\bar{\theta}^{PV})) \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.67)$$

$$0 \leq y_{i,t}^{PV} \leq \bar{n}_i^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (4.68)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N} y_{i,t}^{PV} \leq \bar{N}_t^{PV} \quad \forall t \in \Omega^T \quad (4.69)$$

$$y_{i,t}^{PV} \geq y_{i,t-1}^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.70)$$

$$\psi_{i,1}^{PV} = y_{i,1}^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N \quad (4.71)$$

$$\psi_{i,t}^{PV} = y_{i,t}^{PV} - y_{i,t-1}^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.72)$$

As restrições (4.64)–(4.67) representam a capacidade do conversor de potência, em que (4.67) limita seu fator de potência. A restrição (4.68) limita o número de unidades fotovoltaicas que podem ser instaladas em cada nó, (4.69) limita o número de unidades fotovoltaicas que podem ser instaladas no sistema em cada estágio, (4.70) garante que as unidades fotovoltaicas não sejam removidas do sistema de um estágio para o outro, e (4.71) e (4.72) calculam as novas unidades fotovoltaicas instaladas em cada estágio.

4.3.9 Restrições de investimento em fontes de geração eólica

Os sistemas de geração eólica são turbinas que aproveitam a força do vento para transformar a energia cinética de um rotor em energia elétrica. Existem vários estados de operação para um gerador eólico, isto devido à variabilidade na velocidade do vento, além de que o rotor deve ser acoplado a uma caixa de marchas para elevar a sua velocidade de giro. Assim, a modelagem matemática de um gerador eólico é representada por uma curva característica de geração, a qual é linearizada e está representada pela equação (4.73). Como foi mencionado, a potência $P_{i,d}^{WT}$ fornecida pela turbina depende da velocidade do vento v . Nestas condições, se v é menor que a velocidade de corte inferior v_i ou maior que a velocidade de corte superior v_I então P_i^{WT} é igual a zero. Para o caso de velocidade nominal v_{nom} então $P_{i,d}^{WT}$ é igual à potência nominal da turbina P_{nom}^{WT} .

$$P_i^{WT} = \begin{cases} 0, & v < v_i \\ \frac{P_{nom}^{WT}}{v_{nom} - v_i} v + P_{nom}^{WT} \left(1 - \frac{v_{nom}}{v_{nom} - v_i}\right), & v_i \leq v < v_{nom} \\ P_{nom}^{WT}, & v_{nom} < v < v_I \\ 0, & v \geq v_I \end{cases} \quad \forall i \in \Omega_i^N \quad (4.73)$$

As equações (4.63) e (4.73) foram utilizados em diversos trabalhos como (MONTROYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015; MELGAR DOMINGUEZ *et al.*, 2018; HOME-ORTIZ *et al.*, 2019) para criar cenários de geração das fontes renováveis não despacháveis a partir de informações meteorológicas relacionadas com a velocidade do vento e a irradiação solar. Esses modelos são adotados neste

trabalho para criar os cenários de geração das fontes renováveis não despacháveis. O conjunto de restrições (4.74)–(4.82) representa a instalação e operação de unidades de geração eólica, que é análogo ao conjunto de restrições (4.64)–(4.72).

$$0 \leq P_{i,t,s}^{WT} \leq y_{i,t}^{WT} \bar{S}^{WT} f_s^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.74)$$

$$|Q_{i,t,s}^{WT}| \leq y_{i,t}^{WT} \bar{S}^{WT} f_s^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.75)$$

$$|Q_{i,t,s}^{WT}| \leq \sqrt{2} \bar{S}^{WT} f_s^{WT} y_{i,t}^{WT} - P_{i,t,s}^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.76)$$

$$-P_{i,t,s}^{WT} \tan(\cos^{-1}(\underline{\theta}^{WT})) \leq Q_{i,t,s}^{WT} \leq P_{i,t,s}^{WT} \tan(\cos^{-1}(\bar{\theta}^{WT})) \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.77)$$

$$0 \leq y_{i,t}^{WT} \leq \bar{n}_i^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (4.78)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N} y_{i,t}^{WT} \leq \bar{N}_t^{WT} \quad \forall t \in \Omega^T \quad (4.79)$$

$$y_{i,t}^{WT} \geq y_{i,t-1}^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.80)$$

$$\psi_{i,1}^{WT} = y_{i,1}^{WT} \quad (4.81)$$

$$\psi_{i,t}^{WT} = y_{i,t}^{WT} - y_{i,t-1}^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.82)$$

As restrições (4.74)–(4.77) representam a capacidade do conversor de potência, em que (4.77) limita seu fator de potência. A restrição (4.78) limita o número de unidades eólicas que podem ser instaladas em cada nó, (4.79) limita o número de unidades eólicas que podem ser instaladas no sistema em cada estágio, (4.80) garante que as unidades eólicas não sejam removidas do sistema de um estágio para o outro, e (4.81) e (4.82) calculam o número de novas unidades eólicas instaladas em cada estágio.

4.3.10 Restrições de investimento em sistemas de armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEEs) são tecnologias baseadas em princípios mecânicos, elétricos, eletromagnéticos, químicos, entre outros, que permitem armazenar energia elétrica durante estados de operação de carga leve para depois fornecer essa energia à rede em estado de operação de carga pesada (GÜNTHER; MARINOPOULOS 2016). Os SAEEs são a principal alternativa para equilibrar o desajuste que há entre a curva de demanda de energia elétrica e a potência elétrica gerada pelas unidades de geração renováveis não

despacháveis. A instalação de SAEs proporciona diversas vantagens na operação da rede, as quais podem beneficiar de diversas maneiras as empresas distribuidoras e os consumidores. Entre as principais vantagens dos SAEs encontra-se o gerenciamento de energia, nivelamento de carga, suporte de energia, controle de tensão, estabilização da rede, redução da carga de pico, entre outros (SHU; JIRUTITIJARON, 2014). No entanto, os custos dos SAEs são altos comparados com os custos dos dispositivos instalados no planejamento tradicional, isto limita a instalação dos SAEs. Espera-se que nas próximas décadas os problemas de custo que apresentam os SAEs possam ser resolvidos e que esses dispositivos sejam integrados na rede de forma massiva.

Como opção de SAEs a ser instalados na rede, neste trabalho consideram-se os bancos de baterias (BB). As restrições (4.83)–(4.90) estão relacionadas com o investimento e a operação de bancos de baterias. Essas expressões que modelam a instalação e operação dos BB estão baseadas no trabalho apresentado em (MONTROYA-BUENO, MUNOZ AND CONTRERAS, 2015).

$$P_{i,t,s}^{ESC} \leq y_{i,t}^{ES} \bar{P}^{ES} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.83)$$

$$P_{i,t,s}^{ESd} \leq y_{i,t}^{ES} \bar{P}^{ES} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.84)$$

$$\sum_{s \in \Omega^S | block(s)=b} \Delta_s^T \left[\eta^{ESC} P_{i,t,s}^{ESC} - \left(\frac{1}{\eta^{ESd}} \right) P_{i,t,s}^{ESd} \right] = 0 \quad (4.85)$$

$$\forall i \in \Omega^N, b \in \{1, \dots, 4\}, t \in \Omega^T$$

$$0 \leq y_{i,t}^{ES} \leq \bar{n}_i^{ES} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (4.86)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N} y_{i,t}^{ES} \leq \bar{N}_t^{ES} \quad \forall t \in \Omega^T \quad (4.87)$$

$$y_{i,t}^{ES} \geq y_{i,t-1}^{ES} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.88)$$

$$\psi_{i,1}^{ES} = y_{i,1}^{ES} \quad \forall i \in \Omega^N \quad (4.89)$$

$$\psi_{i,t}^{ES} = y_{i,t}^{ES} - y_{i,t-1}^{ES} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.90)$$

As restrições (4.83) e (4.84) representam a capacidade do conversor para carregar e descarregar um banco de baterias, a restrição (4.85) define a função de transição do banco de baterias a ser realizada em cada bloco, ou seja, a energia só pode ser trocada (armazenada ou injetada) entre os cenários do mesmo bloco

(primavera, verão, outono e inverno) em cada estágio. Através da restrição (4.86) restringe-se o número de módulos de armazenamento de energia que podem ser instalados em cada nó, (4.87) limita o número de módulos de armazenamento de energia que podem ser instaladas em cada estágio, a restrição (4.88) garante que os bancos de baterias não sejam removidos do sistema de um estágio para outro, e (4.89) e (4.90) calculam o número de novos bancos de baterias instalados.

4.3.11 Restrições de investimento em infraestrutura para o carregamento dos veículos elétricos

O conjunto de restrições (4.91)–(4.104) compreende o investimento nas ECVE. Os parâmetros $\mathcal{P}_{z,t,s}^{EVf}$ e $\mathcal{P}_{z,t,s}^{EVS}$ são calculados para cada zona z , estágio t , cenário s , pela metodologia proposta para modelar o comportamento dos parâmetros incertos.

$$0 \leq P_{i,t,s}^{EVf} \leq y_{i,t}^{EVf} \bar{P}^{EVf} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.91)$$

$$0 \leq P_{i,t,s}^{EVS} \leq y_{i,t}^{EVS} \bar{P}^{EVS} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.92)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N | zone(i)=z} P_{i,t,s}^{EVf} = \mathcal{P}_{z,t,s}^{EVf} \quad \forall z \in \Omega^Z, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.93)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N | zone(i)=z} P_{i,t,s}^{EVS} = \mathcal{P}_{z,t,s}^{EVS} \quad \forall z \in \Omega^Z, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (4.94)$$

$$y_{i,t}^{EVf} + y_{i,t}^{EVS} \leq \bar{n}_i^{EV} x_{i,t}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (4.95)$$

$$y_{i,t}^{EVf} \geq y_{i,t-1}^{EVf} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.96)$$

$$y_{i,t}^{EVS} \geq y_{i,t-1}^{EVS} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.97)$$

$$x_{i,t}^{EV} \geq x_{i,t-1}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.98)$$

$$\psi_{i,1}^{EVf} = y_{i,1}^{EVf} \quad \forall i \in \Omega^N \quad (4.99)$$

$$\psi_{i,t}^{EVf} = y_{i,t}^{EVf} - y_{i,t-1}^{EVf} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.100)$$

$$\psi_{i,1}^{EVS} = y_{i,1}^{EVS} \quad \forall i \in \Omega^N \quad (4.101)$$

$$\psi_{i,t}^{EVS} = y_{i,t}^{EVS} - y_{i,t-1}^{EVS} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.102)$$

$$\chi_{i,1}^{EV} = x_{i,1}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N \quad (4.103)$$

$$\chi_{i,t}^{EV} = x_{i,t}^{EV} - x_{i,t-1}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (4.104)$$

As restrições (4.91) e (4.92) representam, respectivamente, a capacidade de carregadores rápidos / lentos, as restrições (4.93) e (4.94) exigem que cada zona deve ter uma capacidade instalada necessária de carregadores rápidos e lentos, a restrição (4.95) requer a instalação da infraestrutura para ECVE, as restrições (4.96)–(4.98) garantem que ECVE não sejam removidos de um estágio para outro, enquanto (4.101)–(4.104) calculam o número de carregadores rápidos, carregadores lentos e novos ECVE instalados em cada estágio.

4.3.12 Restrições de penetração mínima de fontes renováveis e limite de emissões de CO₂

A penetração mínima de fontes renováveis de GD e o limite de emissões de CO₂ são modelados por (4.105) e (4.106).

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Omega^N} \sum_{s \in \Omega^S} \Delta_s^T & \left(\sum_{q \in \Omega^G} P_{i,q,t,s}^G + P_{i,t,s}^{PV} + P_{i,t,s}^{WT} + P_{i,t,s}^{ES^d} \right) \\ & \geq \beta_t \left[\sum_{i \in \Omega^N} \sum_{s \in \Omega^S} \Delta_s^T (P_{i,t,s}^D + P_{i,t,s}^{ES^c} + P_{i,t,s}^{EV^f} + P_{i,t,s}^{EV^s}) \right. \\ & \quad \left. + \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{s \in \Omega^S} \Delta_s^T R_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{SQ} \right] \\ & \quad \forall t \in \Omega^T \end{aligned} \quad (4.105)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N} \sum_{t \in \Omega^T} \sum_{s \in \Omega^S} (\delta_t^F - \delta_t^I) \Delta_s^T \left(e_i^{SS} P_{i,t,s}^{SS} + \sum_{q \in \Omega^G} e_q^G P_{i,q,t,s}^G + e^{PV} P_{i,t,s}^{PV} + e^{WT} P_{i,t,s}^{WT} \right) \leq \sigma \quad (4.106)$$

A restrição (4.105) estabelece que pelo menos uma porcentagem β_t da energia fornecida pelo sistema de distribuição no estágio t deve ser gerada por fontes renováveis de GD. A restrição (4.106) limita as emissões de CO₂ do sistema em todos os estágios.

4.4 MODELO COMPLETO

Após da linearização das equações cônicas e/ou quadráticas do modelo original de planejamento, o modelo linearizado resultante é apresentado em (4.107)–(4.119).

$$\text{minimizar } \sum_{t \in \Omega^T} (CI_t + CO_t) \quad (4.107)$$

$$CI_t = \frac{\delta_{|\Omega^T|-t+1}^F}{(1+\alpha)^{\delta_t^I}} \left\{ \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (v_{a,a}^L l_{ij} \chi_{ij,a,t}^L + v_a^{RT} \chi_{ij,a,t}^{RT}) + \right. \\ \left. \sum_{i \in \Omega^N} \left[(j^{BC} \chi_{i,t}^{BC} + v^{BC} \psi_{i,t}^{BC}) + \sum_{q \in \Omega^G} v_q^{GS} \chi_{i,q,t}^{GS} + (j^{PV} \chi_{i,t}^{PV} + v^{PV} \psi_{i,t}^{PV}) \right. \right. \\ \left. \left. + (j^{WT} \chi_{i,t}^{WT} + v^{WT} \psi_{i,t}^{WT}) + (j^{BB} \chi_{i,t}^{BB} + v^{BB} \psi_{i,t}^{BB}) \right. \right. \\ \left. \left. + (j^{ECVE} \chi_{i,t}^{ECVE} + v^{CR} \psi_{i,t}^{CR} + v^{CL} \psi_{i,t}^{CL}) \right] \right\} \quad (4.108)$$

$$CO_t = \frac{1}{(1+\alpha)^{\delta_t^I}} \left[\frac{(1+\alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)} - 1}{\alpha(1+\alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)}} \right] \sum_{s \in \Omega^S} \left[\sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^E \Delta_s^T P_{i,t,s}^{SS} + \sum_{i \in \Omega^N} \sum_{q \in \Omega^G} \varsigma_q^{GS} \Delta_s^T P_{i,q,t,s}^{GS} \right. \\ \left. + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{PV} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{PV} + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{WT} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{WT} + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{BB} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{BB^d} \right] \quad (4.109)$$

Sujeito a:

Operação em regime permanente da rede de distribuição
(4.4)–(4.20) (4.110)

Limites operacionais do sistema de distribuição
(4.21)–(4.25) (4.111)

Investimento em substituição de condutores sobrecarregados
(4.26)–(4.29) (4.112)

Investimento em reguladores de tensão
(4.30)–(4.35) (4.113)

Investimento em bancos de capacitores
(4.36)–(4.49) (4.114)

Investimento em geração distribuída despachável
(4.53)–(4.62) (4.115)

Investimento em sistemas de geração fotovoltaica
(4.64)–(4.72) (4.116)

Investimento em sistemas de geração eólica
(4.74)–(4.82) (4.117)

Investimento em bancos de baterias

(4.83)–(4.90)

(4.118)

Investimento em infraestrutura para o carregamento de veículos elétricos

(4.91)–(4.104)

(4.119)

O modelo (4.107)–(4.119) continua conservando as características da operação AC da rede de distribuição, sendo que a qualidade dos resultados pode ser melhorada incrementando o número de blocos da linearização por partes das restrições (4.9)–(4.20).

O modelo (4.107)–(4.119) é de programação linear inteira mista e pode ser resolvido de forma eficiente usando *solver* comerciais tais como cplex, gurobi, etc.

4.5 TESTES E RESULTADOS

O modelo matemático proposto para abordar o problema de PSDEE integrado com ECVE e fontes renováveis de GD foi escrito na linguagem de programação AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003), e resolvido usando o solver CPLEX v20.1.0 (IBM, 2018). Dois sistemas de distribuição de 69 e 134 nós foram usados para realizar as simulações. As simulações foram realizadas em um computador com processador Intel® Core™ i7–8700 de 3,20 GHz e 32 GB de RAM. Os resultados obtidos em cada sistema teste são apresentados a seguir:

4.5.1 Sistema teste de distribuição de 69 nós

Na Figura 12 mostra-se a topologia do sistema de distribuição de 69 nós, o qual está constituído por 1 nó de subestação, 66 nós de carga, 2 nós de transferência e 68 circuitos. Esse sistema foi adaptado de (BARAN; WU, 1989). Considera-se que, inicialmente, todos os circuitos do sistema teste estão construídos com condutores do tipo I. A tensão nominal do sistema de distribuição é de 12,66 kV. Os limites de magnitude de tensão inferior e superior são 0,95 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente. O horizonte de planejamento é de seis anos, dividido em três estágios de dois anos. Considera-se que, o sistema de distribuição fornece energia elétrica para 10.686 consumidores residenciais, sendo que o total de veículos tradicionais existentes na

área de estudo é de 16.777 unidades. Considera-se também que para o ano inicial do período de estudo 1.000 desses veículos tradicionais são substituídos por VEs plugáveis. A demanda convencional do sistema é estimada considerando um crescimento médio por estágio de 6% e um aumento médio por estágio de 10% na penetração de VEs plugáveis. O número de centroides usando para construir os cenários é $k = 6$, obtendo-se em total 48 cenários de operação. A taxa de juros é de 10%. O número de blocos usados é $\Lambda = 10$.

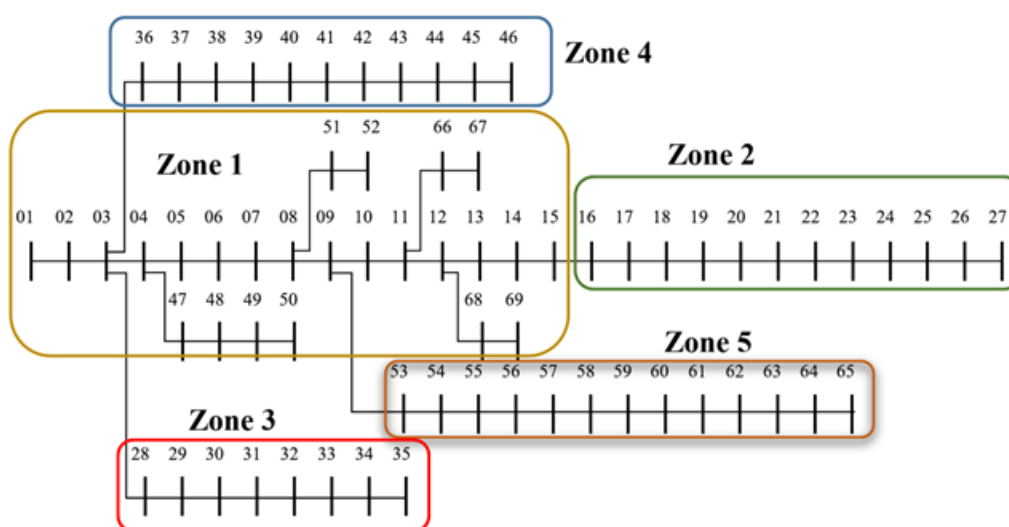
Quatro casos de estudo são propostos para avaliar e analisar a importância de considerar aspectos como: (i) modelos de carga dependente da tensão, (ii) planejamento das ECVE por zonas, e (iii) restrições de emissão de CO₂ para a rede no problema de PSDEE. A incerteza na taxa de adoção de VEs plugáveis não é considerada nesses casos de estudo.

- No Caso de estudo I, o PSDEE é resolvido usando um modelo de carga de potência constante, sem considerar a divisão da rede por zonas, ou seja, existe uma única zona, e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede. Note-se que este Caso de estudo representa o caso de como o problema de PSDEE, incluindo ECVE e fontes renováveis de GD, têm sido abordados na literatura especializada.
- No Caso de estudo II, o PSDEE é resolvido usando um modelo de carga polinomial ZIP para modelar a carga convencional como dependente da tensão, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ permitido para a rede
- No Caso de estudo III, o PSDEE é resolvido usando o modelo de carga polinomial ZIP e considerando a divisão da rede por zonas, mas sem considerar um limite para as emissões de CO₂ da rede.
- No Caso de estudo IV, o PSDEE é resolvido usando o modelo de carga polinomial ZIP, considerando a divisão da rede por zonas e considerando um limite máximo permitido para as emissões de CO₂ da rede.

A área de concessão do sistema é dividida em cinco zonas, conforme é mostrado na Figura 12, para a implementação dos Casos III e IV, mas, para casos de estudos reais, sugere-se dividir a área de concessão do sistema por distritos ou

setores censitários, conforme é indicado em (RODRIGUES *et al.*, 2019). Os tempos computacionais para resolver os Casos I–IV foram 16,70 h, 26,54 h, 6,32 h e 10,93 h, respectivamente. Os detalhes técnicos e econômicos das alternativas de investimento consideradas nos quatro casos de estudos estão disponíveis nos anexos desse documento.

Figura 12 – Sistema teste de distribuição de 69 nós dividido por zonas



Fonte: adaptado de Baran e Wu (1989)

4.5.1.1 Caso de estudo I. Modelo de carga de potência constante, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede

O modelo proposto sugere fazer os seguintes investimentos na rede:

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06 e 08-09 por um condutor do tipo III. Instalar um BC de 300 kVAr nos nós 22 e 60. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 49, 50, 61 e 64. Instalar três módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 8 e 51. Instalar três bancos de baterias de 100 kWh nos nós 07 e 21. Instalar seis carregadores lentos no nó 47 e dez carregadores lentos no nó 62. Instalar dois carregadores rápidos no nó 47 e sete carregadores rápidos no nó 62.

Estágio 2: Substituir o condutor dos circuitos: 06-07 e 07-08 por um condutor do tipo III. Instalar um BC de 300 kVAr no nó 19. Instalar um módulo de geração fotovoltaica

de 100 kW no nó 21. Instalar um banco de baterias de 100 kWh nos nós 07 e 11, quatro bancos de baterias de 100 kWh no nó 08, e três bancos de baterias de 100 kWh no nó 51. Instalar cinco carregadores lentos no nó 05 e dez carregadores lentos no nó 47. Instalar três carregadores rápidos no nó 05, dois carregadores rápidos no nó 47 e três carregadores rápidos no nó 62.

Estágio 3: Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW nos nós 12, 16, 17 e 18, e instalar dois módulos de geração fotovoltaica de 100 kW no nó 21. Instalar três bancos de baterias de 100 kWh no nó 11, dois bancos de baterias de 100 kWh no nó 48 e um bancos de baterias de 100 kWh no nó 51. Instalar quatro carregadores lentos no nó 05 e onze no nó 51. Instalar cinco carregadores rápidos no nó 05 e três carregadores rápidos no nó 51.

Respeito à instalação de infraestrutura para o carregamento dos VEs, note-se que o modelo tem controle apenas dos carregadores rápidos e lentos públicos. Os carregadores residenciais, o modelo não tem controle, pois a demanda associada aos carregadores residenciais é somada diretamente ao crescimento da demanda nos nós do sistema. A Tabela 2 apresentam-se os resultados de custos de investimento e operação associados à estratégia de planejamento obtida para o sistema de distribuição de 69 nós, sob as condições consideradas para o caso I.

Tabela 2 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo I

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	12.321,6	3.703,4	-	16.025,0
Custo de BCs	7.080,0	1.950,4	-	9.030,4
Custo de RTs	-	-	-	-
Custo de GD (biomassa)	171.192,0	-	-	171.192,0
Custo de geração solar	-	18.677,6	108.052,7	126.730,4
Custo de geração eólica	485.640,0	-	-	485.640,0
Custo de Baterias	191.988,0	158.667,7	43.710,1	394.365,9
Custo de terrenos (ECVE)	63.996,0	17.629,7	7.285,0	88.910,7
Custo de Carr. Rápidos	33.750,0	16.528,9	6.830,1	57.109,0
Custo de Carr. Lentos	36.000,0	18.595,0	7.683,9	62.278,9
Total de Investimento	1.001.967,6	235.753,0	173.561,9	1.411.282,5
Custo de Operação	3.034.398,1	3.036.486,5	2.874.946,3	8.945.830,9
CUSTO TOTAL (USD)	4.036.365,7	3.272.239,5	3.048.508,2	10.357.113,5

Fonte: Próprio autor

4.5.1.2 Caso de estudo II. Modelo de carga dependente da tensão, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede

Os custos de investimento e operação obtidas para o sistema de distribuição de 69 nós, sob as condições estabelecidas para o caso de estudo II são apresentados na Tabela 3. O plano de investimento consiste em realizar as seguintes ações:

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04 e 08-09 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 06-07, 16-17, 03-28, 03-36, 09-53 e 59-60. Instalar um BC de 300 kVAr nos nós 19, 25 e 60. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 49, 50, 61 e 64. Instalar três módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 8 e 51. Instalar três bancos de baterias de 100 kWh no nó 21. Instalar 06 carregadores lentos no nó 47 e 10 no nó 62. Instalar dois carregadores rápidos no nó 47 e sete no nó 62.

Estágio 2: Substituir o condutor dos circuitos: 04-05, 05-06 e 07-08 por um condutor do tipo III. Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW no nó 21. Instalar quatro bancos de baterias de 100 kWh no nó 07, três no nó 08, e um banco de baterias de 100 kWh no nó 21. Instalar cinco carregadores lentos no nó 05 e dez no nó 47. Instalar três carregadores rápidos no nó 05, dois no nó 47 e três no nó 62.

Estágio 3: Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW nos nós 12, 16, 17 e 18. Instalar um banco de baterias de 100 kWh nos nós 08 e 48, e quatro bancos de baterias de 100 kWh no nó 51. Instalar cinco carregadores lentos no nó 05 e dez no nó 51. Instalar cinco carregadores rápidos no nó 05 e três no nó 51.

Tabela 3 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo II

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	8.649,6	3.591,0	-	12.240,6
Custo de BCs	10.620,0	-	676,1	11.296,1
Custo de RTs	37.908,0	-	-	37.908,0
Custo de GD (biomassa)	171.192,0	-	-	171.192,0
Custo de geração solar	-	56.033,0	92.616,6	148.649,6
Custo de geração eólica	485.640,0	-	-	485.640,0
Custo de Baterias	95.994,0	141.038,0	43.710,1	280.742,1
Custo de terrenos (ECVE)	63.996,0	17.629,7	7.285,0	88.910,7

Custo de Carr. Rápidos	33.750,0	16.528,9	6.830,1	57.109,0
Custo de Carr. Lentos	36.000,0	18.595,0	7.683,9	62.278,9
Total de Investimento	943.749,6	253.415,8	158.801,9	1.355.967,4
Custo de Operação	2.793.534,7	2.790.121,5	2.658.139,5	8.241.794,4
CUSTO TOTAL (USD)	3.737.284,3	3.043.537,5	2.816.941,3	9.597.762,5

Fonte: Próprio autor

4.5.1.3 Caso de estudo III. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede

Na Tabela 4 apresenta-se os resultados obtidos para o caso de estudo III.

Tabela 4 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo III

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	7.537,8	4.203,6	-	11.741,4
Custo de BCs	10.620,0	-	676,1	11.296,1
Custo de RTs	37.908,0	-	-	37.908,0
Custo de GD (biomassa)	171.192,0	-	-	171.192,0
Custo de geração solar	-	56.033,0	92.616,6	148.649,6
Custo de geração eólica	485.640,0	-	-	485.640,0
Custo de Baterias	95.994,0	141.038,0	43.710,1	280.742,1
Custo de terrenos (ECVE)	159.990,0	-	-	159.990,0
Custo de Carr. Rápidos	41.250,0	18.595,0	5.976,3	65.821,4
Custo de Carr. Lentos	40.500,0	19.834,7	6.659,3	66.994,0
Total de Investimento	1.050.631,8	239.704,4	149.638,6	1.439.974,9
Custo de Operação	2.797.743,3	2.796.243,9	2.664.634,0	8.258.621,2
CUSTO TOTAL (USD)	3.848.375,1	3.035.948,3	2.814.272,7	9.698.596,2

Fonte: Próprio autor

A estratégia de investimento consiste em realizar os seguintes arranjos na rede:

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03 e 08-09 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 06-07, 16-17, 03-28, 03-36, 09-53 e 59-60. Instalar um BC de 300 kVAr nos nós 19, 25 e 60. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 49, 50, 61 e 64. Instalar três módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 8 e 51. Instalar três bancos de baterias de 100 kWh no nó 21. Instalar quatro carregadores lentos nos nós 17, 30 e 47, e três carregadores lentos nos nós 39 e 62. Instalar dois

carregadores rápidos nos nós 17, 30, 39 e 62, e instalar três carregadores rápidos no nó 47.

Estágio 2: Substituir o condutor dos circuitos: 03-04, 04-05, 05-06 e 07-08 por um condutor do tipo III. Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW no nó 21. Instalar quatro bancos de baterias de 100 kWh no nó 07, três bancos de baterias de 100 kWh no nó 08, e um banco de baterias de 100 kWh no nó 21. Instalar três carregadores lentos nos nós 17, 30, 39 e 62, e quatro carregadores lentos no nó 47. Instalar dois carregadores rápidos nos nós 17, 30, 39 e 47, e um no nó 62.

Estágio 3: Instalar um BC de 300 kVAr no nó 60. Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW nos nós 12, 16, 17 e 18. Instalar um banco de baterias de 100 kWh nos nós 08 e 11, e quatro bancos de baterias de 100 kWh no nó 51. Instalar três carregadores lentos nos nós 17, 30 e 47 e dois carregadores lentos nos nós 39 e 62. Instalar dois carregadores rápidos nos nós 17 e 47, e um nos nós 30, 39 e 62.

4.5.1.4 Caso de estudo IV. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e com limite de emissões de CO₂ para a rede

Na Tabela 5 exibe-se os custos de investimento e operação obtidos para cada um dos estágios de planejamento da rede de distribuição de 69 nós, sob as condições estabelecidas para o caso de estudo IV.

Tabela 5 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 69 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo IV

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	8.649,6	2.023,1	647,9	11.320,6
Custo de BCs	10.620,0	-	-	10.620,0
Custo de RTs	37.908,0	-	-	37.908,0
Custo de GD (biomassa)	171.192,0	-	-	171.192,0
Custo de geração solar	101.700,0	224.132,2	100.334,6	426.166,9
Custo de geração eólica	485.640,0	-	-	485.640,0
Custo de Baterias	95.994,0	52.889,2	50.995,1	199.878,4
Custo de terrenos (ECVE)	159.990,0	-	-	159.990,0
Custo de Carr. Rápidos	41.250,0	18.595,0	5.976,3	65.821,4
Custo de Carr. Lentos	40.500,0	19.834,7	6.659,3	66.994,0
Total de Investimento	1.153.443,6	317.474,3	164.613,4	1.635.531,4
Custo de Operação	2.758.231,2	2.733.624,0	2.610.181,8	8.102.037,0

CUSTO TOTAL (USD)	3.911.674,7	3.051.098,3	2.774.795,3	9.737.568,5
--------------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------

Fonte: Próprio autor

A estratégia de planejamento consiste em executar as seguintes ações:

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04 e 08-09 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 06-07, 16-17, 03-28, 03-36, 09-53 e 59-60. Instalar um BC de 300 kVAr nos nós 19, 25 e 60. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 49, 50, 61 e 64. Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW no nó 21. Instalar três módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 8 e 51. Instalar três bancos de baterias de 100 kWh no nó 21. Instalar quatro carregadores lentos nos nós 17, 30 e 47, e três carregadores lentos nos nós 39 e 62. Instalar dois carregadores rápidos nos nós 17, 30, 39 e 62, e instalar três carregadores rápidos no nó 47.

Estágio 2: Substituir o condutor dos circuitos 04-05 e 05-06 por um condutor do tipo III. Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW nos nós 12, 16, 17 e 18. Instalar dois bancos de baterias de 100 kWh no nó 07, e um banco de baterias de 100 kWh no nó 21. Instalar três carregadores lentos nos nós 17, 30, 39 e 62, e quatro carregadores lentos no nó 47. Instalar dois carregadores rápidos nos nós 17, 30, 39 e 47, e um carregadores rápidos no nó 62.

Estágio 3: Substituir o condutor do circuito 07-08 por um condutor do tipo III. Instalar três módulos de geração fotovoltaica de 100 kW nos nós 07, 08, 11 e 51, e instalar um módulo de geração fotovoltaica de 100 kWh no nó 59. Instalar dois bancos de baterias de 100 kWh no nó 07, quatro bancos de baterias de 100kWh no nó 08, e um banco de baterias no nó 51. Instalar três carregadores lentos nos nós 17, 30 e 47 e dois carregadores lentos nos nós 39 e 62. Instalar dois carregadores rápidos nos nós 17 e 47, e um carregadores rápidos nos nós 30, 39 e 62.

4.5.1.5 Comparação dos casos de estudo

Na Tabela 6 apresenta-se um resumo dos planos de investimento para os quatro casos de estudo analisados, enquanto os custos totais de planejamento e as emissões totais de CO₂ associadas a cada uma das estratégias de planejamento são relatados na Tabela 7. As áreas da tabela 6 coloridos em cinza destacam as

principais diferenças de investimentos realizados na rede para cada um dos casos de estudo considerados neste trabalho em relação ao caso anterior.

Tabela 6 – Resumo das ações de investimento para o sistema de 69 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV
Condutores (circuito ij , tipo de condutor, estágio de instalação)	01-02, III, 1; 02-03, III, 1; 03-04, III, 1; 04-05, III, 1; 05-06, III, 1; 08-09, III, 1; 06-07, III, 2; 07-08, III, 2	01-02, III, 1; 02-03, III, 1; 03-04, III, 1; 08-09, III, 1; 04-05, III, 2; 05-06, III, 2; 07-08, III, 2	01-02, III, 1; 02-03, III, 1; 03-04, III, 1; 08-09, III, 1; 03-04, III, 2; 04-05, III, 2; 05-06, III, 2; 07-08, III, 2	01-02, III, 1; 02-03, III, 1; 03-04, III, 1; 08-09, III, 1; 04-05, III, 2; 05-06, III, 2; 07-08, III, 3
RTs (circuito ij , tipo de RT, estágio de inst.)	-	06-07, I, 1; 16-17, I, 1; 03-28, I, 1; 03-36, I, 1; 09-53, I, 1; 59-60, I, 1	06-07, I, 1; 16-17, I, 1; 03-28, I, 1; 03-36, I, 1; 09-53, I, 1; 59-60, I, 1	06-07, I, 1; 16-17, I, 1; 03-28, I, 1; 03-36, I, 1; 09-53, I, 1; 59-60, I, 1
BCs (nó i , número de BCs, estágio inst.)	22, 1, 1; 60, 1, 1; 19, 1, 2;	19, 1, 1; 25, 1, 1; 60, 1, 1	19, 1, 1; 25, 1, 1; 60, 1, 1; 60, 1, 3	19, 1, 1; 25, 1, 1; 60, 1, 1
Fontes renováveis de GD despachável Gerador síncrono biomassa (node i , tipo de gerador, estágio de inst.)	49, II, 1; 50, II, 1; 61, II, 1; 64, II, 1	49, II, 1; 50, II, 1; 61, II, 1; 64, II, 1	49, II, 1; 50, II, 1; 61, II, 1; 64, II, 1	49, II, 1; 50, II, 1; 61, II, 1; 64, II, 1
Módulos solar (nó i , número de unidades, estágio de instalação)	21, 1, 2; 12, 3, 3; 16, 3, 3; 17, 3, 3; 18, 3, 3; 21, 2, 3	21, 3, 2; 12, 3, 3; 16, 3, 3; 17, 3, 3; 18, 3, 3	21, 3, 2; 12, 3, 3; 16, 3, 3; 17, 3, 3; 18, 3, 3	21, 3, 1; 12, 3, 2; 16, 3, 2; 17, 3, 2; 18, 3, 2; 07, 3, 3; 08, 3, 3; 11, 3, 3; 51, 3, 3; 59, 1, 3
Módulos eólica (nó i , número de unidades, estágio de inst.)	08, 3, 1; 51, 3, 1	08, 3, 1; 51, 3, 1	08, 3, 1; 51, 3, 1	08, 3, 1; 51, 3, 1
Baterias (nó i , número de unidades, estágio de instalação)	07, 3, 1; 21, 3, 1; 07, 1, 2; 08, 4, 2; 11, 1, 2; 51, 3, 2; 11, 3, 3; 48, 2, 3; 51, 1, 3	21, 3, 1; 07, 4, 2; 08, 3, 2; 21, 1, 2; 08, 1, 3; 48, 1, 3; 51, 4, 3	21, 3, 1; 07, 4, 2; 08, 3, 2; 21, 1, 2; 08, 1, 3; 11, 1, 3; 51, 4, 3	21, 3, 1; 07, 2, 2; 21, 1, 2; 07, 2, 3; 08, 4, 3; 51, 1, 3
Carregadores lentos (nó i , número de unidades, estágio de instalação)	47, 6, 1; 62, 10, 1; 05, 5, 2; 47, 10, 2; 05, 4, 3; 51, 11, 3	47, 6, 1; 62, 10, 1; 05, 5, 2; 47, 10, 2; 05, 5, 3; 51, 10, 3	17, 4, 1; 30, 4, 1; 39, 3, 1; 47, 4, 1; 62, 3, 1; 17, 3, 2; 30, 3, 2; 39, 3, 2; 47, 4, 2; 62, 3, 2; 17, 3, 3; 30, 3, 3; 39, 2, 3; 47, 3, 3; 62, 2, 3	17, 4, 1; 30, 4, 1; 39, 3, 1; 47, 4, 1; 62, 3, 1; 17, 3, 2; 30, 3, 2; 39, 3, 2; 47, 4, 2; 62, 3, 2; 17, 3, 3; 30, 3, 3; 39, 2, 3; 47, 3, 3; 62, 2, 3
Carregadores Rápidos (nó i , número de unidades, estágio de instalação)	47, 2, 1; 62, 7, 1; 05, 3, 2; 47, 2, 2; 62, 3, 2; 05, 5, 3; 51, 3, 3	47, 2, 1; 62, 7, 1; 05, 3, 2; 47, 2, 2; 62, 3, 2; 05, 5, 3; 51, 3, 3	17, 2, 1; 30, 2, 1; 39, 2, 1; 47, 3, 1; 62, 2, 1; 17, 2, 2; 30, 2, 2; 39, 2, 2; 47, 2, 2; 62, 1, 2; 17, 2, 3; 30, 1, 3; 39, 1, 3; 47, 2, 3; 62, 1, 3	17, 2, 1; 30, 2, 1; 39, 2, 1; 47, 3, 1; 62, 2, 1; 17, 2, 2; 30, 2, 2; 39, 2, 2; 47, 2, 2; 62, 1, 2; 17, 2, 3; 30, 1, 3; 39, 1, 3; 47, 2, 3; 62, 1, 3

Fonte: Próprio autor

Tabela 7 – Resumo do custo total de planejamento para o sistema de 69 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV
Custo de Condutores	16.025,0	12.240,6	11.741,4	11.320,6
Custo de BCs	9.030,4	11.296,1	11.296,1	10.620,0
Custo de RTs	-	37.908,0	37.908,0	37.908,0
Custo de GD (biomassa)	171.192,0	171.192,0	171.192,0	171.192,0
Custo de geração solar	126.730,4	148.649,6	148.649,6	426.166,9
Custo de geração eólica	485.640,0	485.640,0	485.640,0	485.640,0
Custo de Baterias	394.365,9	280.742,1	280.742,1	199.878,4
Custo de terrenos (ECVE)	88.910,7	88.910,7	159.990,0	159.990,0
Custo de Carr. Rápidos	57.109,0	57.109,0	65.821,4	65.821,4
Custo de Carr. Lentos	62.278,9	62.278,9	66.994,0	66.994,0
Total de Investimento	1.411.282,5	1.355.967,4	1.439.974,9	1.635.531,4
Custo de Operação	8.945.830,9	8.241.794,8	8.258.621,2	8.102.037,0
CUSTO TOTAL (USD)	10.357.113,5	9.597.762,3	9.698.596,2	9.737.568,5
Emissão de CO₂ (ton.)	75.986,2	69.053,5	69.163,4	65.000,0

Fonte: Próprio autor

Observe-se que o investimento em infraestrutura para o carregamento dos VEs é igual para os casos I e II, pois o número de VEs adotados é o mesmo. Além disso, a solução do problema de dimensionamento e alocação ótima de ECVEs é o mesmo para ambos os casos pois não se considera a divisão por zonas. Note-se que quando se consideram zonas o custo dos terrenos aumenta, isso significa que aumenta o número de ECVEs disponíveis para o carregamento dos VEs. Note-se que o investimento em infraestrutura para o carregamento dos VEs é o mesmo para os casos III e IV, isso é devido a que o número de VEs adotados continua sendo o mesmo, e ambos os casos consideram a divisão da rede por zonas, a única diferença da solução para os casos III e IV é que o modelo vai instalar maior quantidade de GD renovável no caso IV para não superar o limite de emissões.

4.5.1.6 Análise de sensibilidade. Variação do número de veículos elétricos adotados

Uma análise de sensibilidade com diferentes números de VEs plugáveis adotados é realizada para calcular o impacto no custo total de planejamento. Essa análise de sensibilidade é realizada porque é difícil prever com precisão a taxa de adoção de VEs plugáveis, pois esta taxa é influenciada por diferentes fatores, como subsídios governamentais para incentivar a compra de VEs plugáveis, o

desempenho e a autonomia das baterias, o custo de compra e manutenção dos VEs plugáveis, a disponibilidade de infraestrutura para o carregamento dos VEs plugáveis, etc. Esta análise de sensibilidade é realizada considerando as condições estabelecidas para o Caso de estudo IV. Os resultados dessa análise de sensibilidade são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8 – Impacto do número de VEs plugáveis no custo total de planejamento

Número total de VEs plugáveis	Número total de ECVE	Número total de carregadores		Custo total de planejamento (10 ³ USD)	Diferença no custo de planejamento (%)
		Rápidos	Lentos		
600	5	12	21	9.345,73	-4,02
700	5	17	24	9.409,41	-3,37
800	5	21	34	9.543,75	-1,99
900	5	27	44	9.670,23	-0,69
1.000	5	27	47	9.737,57	–
1.100	6	33	53	9.831,22	0,96
1.200	6	34	58	9.901,75	1,69
1.300	8	39	65	10.002,73	2,72
1.400	8	42	68	10.058,58	3,30

Fonte: Próprio autor

4.5.1.7 Análise de sensibilidade. Variação do número de zonas consideradas

Outra análise de sensibilidade foi realizada aumentando e diminuindo o número de zonas, a fim de calcular o efeito do número de zonas no custo total de planejamento. Esta análise de sensibilidade foi realizada considerando um total de 1000 VEs plugáveis adotados no ano inicial e as condições estabelecidas para o Caso de estudo IV. A Tabela 9 expõe os resultados obtidos nessa análise.

Tabela 9 – Impacto do número de zonas no custo total de planejamento

Número total de zonas	Número total de ECVE	Número total de carregadores		Custo total de planejamento (10 ³ USD)	Diferença no custo de planejamento (%)
		Rápidos	Lentos		
3	3	26	47	9.680,27	-0,59
4	4	27	47	9.694,93	-0,44
5	5	27	47	9.737,57	–
6	6	26	49	9.768,43	0,32
7	7	28	48	9.806,93	0,71

Fonte: Próprio autor

4.5.2 Sistema teste de distribuição de 134 nós

Considerando o impacto que o número total de VEs plugáveis adotados têm no custo total de planejamento, propõe-se considerar essa incerteza na formulação do problema. Para tal fim, os cenários que representam o comportamento dos parâmetros incertos são determinados usando o método explicado na seção 5.2.

O sistema de distribuição de 134 nós foi tomado e adaptado de (PEREIRA; COSSI; MANTOVANI, 2013). Na Figura 13 apresenta-se a topologia da rede, que é constituída por um nó de subestação, 127 nós de carga, 7 nós de transferência e 133 circuitos. Considera-se que, inicialmente, todos os circuitos do sistema estão construídos com condutores do tipo I. A tensão nominal do sistema é de 13,20 kV. Os limites de magnitude de tensão inferior e superior são 0,95 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente. O horizonte de planejamento é de seis anos, dividido em três estágios de dois anos. A demanda do sistema é estimada considerando um crescimento médio por estágio de 5%. A taxa de juros anual usada para trazer os custos para valor presente é de 10%. O número de blocos usados na linearização por partes é $\Lambda = 10$. Considera-se que, o sistema de distribuição fornece energia elétrica para 21.372 consumidores residenciais, sendo que o total de veículos tradicionais desses consumidores é de 30.554 unidades. Para analisar o impacto de considerar incerteza na taxa de adoção de VEs plugáveis no PSDEE, consideram-se três cenários de adoção de VEs plugáveis ($N = 3$), cenário pessimista, cenário conservador e cenário otimista.

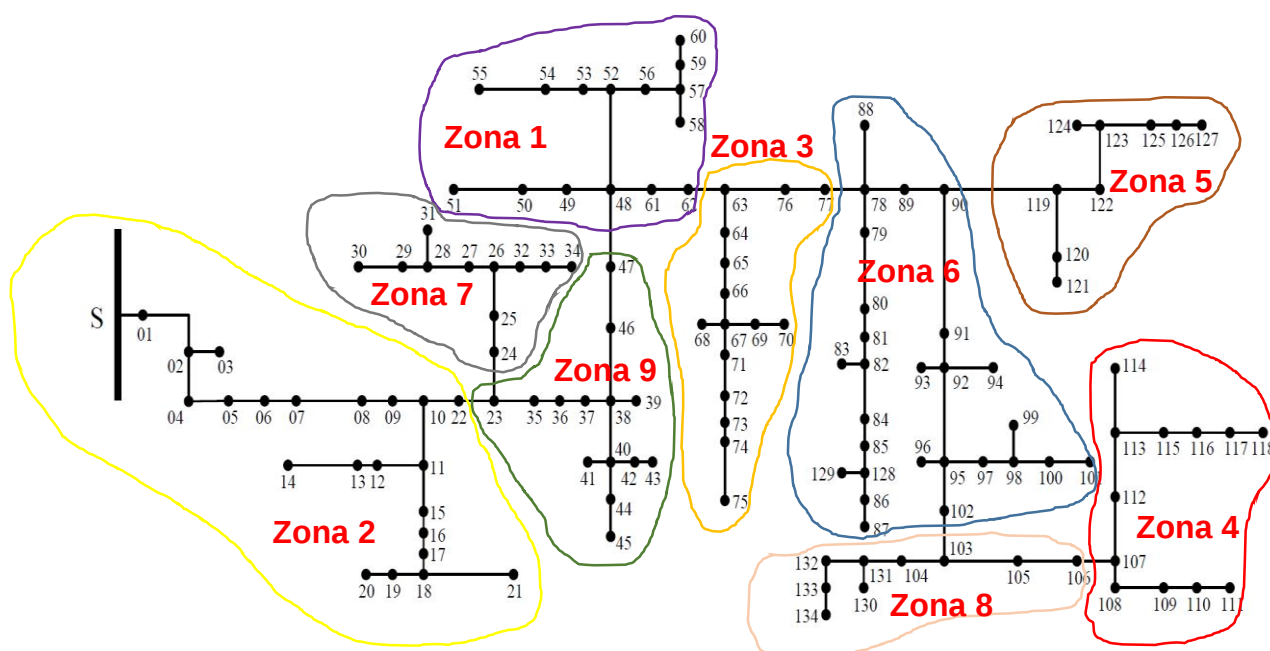
No cenário pessimista, considera-se que 1000 VEs plugáveis são adotados no ano inicial do horizonte de planejamento. Além disso, considera-se uma taxa de incremento de VEs plugáveis de 3% por estágio. Finalmente, considera-se que a probabilidade de ocorrência desse cenário é de 30%.

No cenário conservador, considera-se que 1500 VEs plugáveis são adotados no ano inicial do horizonte de planejamento. Ainda, considera-se uma taxa de incremento de VEs plugáveis adotados de 5% por estágio, e a probabilidade de ocorrência desse cenário é de 40%.

No cenário otimista, considera-se que 2000 VEs plugáveis são adotados no ano inicial do horizonte de planejamento. Igualmente, considera-se uma taxa de

crescimento da adoção de VEs plugáveis de 8% por estágio. A probabilidade de ocorrência desse cenário é de 30%.

Figura 13 – Sistema de distribuição de 134 nós dividido por zonas



Fonte: adaptado de Pereira, Cossi e Mantovani (2013).

Da mesma maneira que foi feito para o sistema de distribuição de 69 nós, quatro casos de estudo são considerados para avaliar e analisar a importância da abordagem proposta.

- No Caso de estudo I, o PSDEE é desenvolvido usando um modelo de carga de potência constante, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede.
- No Caso de estudo II, o PSDEE é desenvolvido usando um modelo de carga dependente da tensão, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede.
- No Caso de estudo III, o PSDEE é desenvolvido usando o modelo de carga polinomial ZIP e considerando a divisão da área de concessão do sistema por zonas, mas sem considerar um limite para as emissões de CO₂ da rede.
- O Caso de estudo IV é semelhante ao Caso de estudo III, a diferença é que no Caso de estudo IV se considera um limite para as emissões de

CO₂. Os detalhes técnicos e econômicos das alternativas de investimento consideradas nos quatro casos de estudos estão disponíveis nos anexos desse documento.

4.5.2.1 Caso de estudo I. Modelo de carga de potência constante, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede

Na Tabela 10 mostra-se os custos de investimento e operação associadas à estratégia de planejamento obtida para o caso de estudo I.

Tabela 10 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo I

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	18.462,0	-	-	18.462,0
Custo de BCs	10.050,0	1.950,4	676,18	12.676,5
Custo de RTs	-	-	-	0,0
Custo de GD (biomassa)	755.958,0	-	-	755.958,0
Custo de geração solar	-	-	-	0,0
Custo de geração eólica	-	-	386.981,7	386.981,7
Custo de Baterias	-	-	14.570,0	14.570,0
Custo de terrenos (ECVE)	543.966,0	88.148,7	21.855,0	653.969,8
Custo de Carr. Rápidos	476.250,0	61.983,4	22.197,9	560.431,4
Custo de Carr. Lentos	477.000,0	70.661,1	22.539,4	570.200,6
Total de Investimento	2.281.686,0	222.743,8	468.820,4	2.973.250,2
Custo de Operação	8.736.589,1	7.878.870,0	6.633.609,7	23.249.069,0
CUSTO TOTAL (USD)	11.018.275,1	8.101.613,8	7.102.430,1	26.222.319,2

Fonte: Próprio autor

O modelo proposto sugere fazer os seguintes arranjos na rede:

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-04, 04-05, 05-06, 06-07, 07-08, 08-09, 09-10, 10-22, 22-23 e 23-35 por um condutor do tipo III. Instalar um BC de 300 kVAr no nó 112 e dois BC de 300 kVAr no nó 130. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 07, 18, 28, 35, 40, 49, 55, 61, 64, 78, 85, 91, 114 e 132 e instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 400 kW nos nós 50, 72, 100, 115, 121, 126 e 129. Instalar doce carregadores lentos no nó 05, vinte nos nós 08, 17, 53, 62, 73 e 75, quinze no nó 10, onze no nó 51, doze no nó 64, nove no nó 85, dezessete no nó 116 e dezesseis no nó 127. Instalar vinte carregadores rápidos nos

nós 03, 49 e 55, oito nos nós 05 e 64, cinco no nó 10, nove no nó 51, onze no nó 85, três carregadores rápidos no nó 116, dezenove no nó 121 e quatro no nó 127.

Estágio 2: Instalar um BC de 300 kVAr no nó 63. Instalar catorze carregadores lentos no nó 15, dezesseis carregadores lentos no nó 35, dezessete carregadores lentos no nó 47, três carregadores lentos no nó 77, seis carregadores lentos no nó 82 e um carregador lento no nó 121. Instalar seis carregadores rápidos no nó 15, quatro carregadores rápidos no nó 35, três no nó 47 e dezessete no nó 77.

Estágio 3: Instalar cinco módulos de geração eólica de 300 kW no nó 106, sete módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 110 e 130 e dois módulos de geração eólica de 300 kW no nó 123. Instalar dois bancos de baterias de 100 kWh no nó 07. Instalar dezesseis carregadores lentos no nó 30, nove carregadores lentos no nó 85 e dezenove carregadores lentos no nó 89. Instalar cinco carregadores rápidos no nó 82, um carregador rápido no nó 89 e vinte no nó 112.

4.5.2.2 Caso de estudo II. Modelo de carga dependente da tensão, sem considerar a divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede

Na Tabela 11 apresenta-se os resultados obtidos para o caso de estudo II. A estratégia de investimento obtida para o sistema de 134 nós, consiste em realizar as seguintes ações de investimento:

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-04, 04-05, 05-06, 06-07, 07-08, 09-10, 10-22, 22-23, 67-71 e 74-75 por um condutor do tipo III e o condutor dos circuitos 08-09 e 71-72 por condutores do tipo II. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 47-48, 48-52, 63-64, 63-76 e 103-105. Instalar dois BC de 300 kVAr no nó 63 e três BC de 300 kVAr no nó 130. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 07, 18, 28, 35, 40, 50, 55, 61, 85, 91, 114 e 132 e instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 400 kW nos nós 49, 64, 72, 78, 100, 115, 121, 126 e 129. Instalar onze carregadores lentos no nó 05, vinte carregadores lentos nos nós 08, 19, 21 e 116, dezenove carregadores lentos nos nós 10, 45 e 64, dezesseis carregadores lentos no nó 30, um carregador lento no nó 51, treze carregadores lentos nos nós 53 e 73, dez carregadores lentos no nó 55, dois carregadores lentos no nó 121 e nove carregadores lentos no nó 127. Instalar vinte carregadores rápidos

Tabela 11 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo II

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	23.259,4	280,9	928,9	24.469,3
Custo de BCs	15.990,0	3.272,7	-	19.262,7
Custo de RTs	31.590,0	3.480,9	4.262,0	39.332,9
Custo de GD (biomassa)	715.158,0	-	-	715.158,0
Custo de geração solar	-	-	-	-
Custo de geração eólica	-	-	350.126,3	350.126,3
Custo de Baterias	-	-	14.570,0	14.570,0
Custo de terrenos (ECVE)	543.966,0	88.148,7	21.855,0	653.969,8
Custo de Carr. Rápidos	476.250,0	61.983,4	22.197,9	560.431,4
Custo de Carr. Lentos	477.000,0	70.661,1	22.539,4	570.200,6
Total de Investimento	2.283.213,4	227.828,1	436.479,7	2.947.521,2
Custo de Operação	8.129.028,1	7.335.557,6	6.190.797,0	21.655.382,8
CUSTO TOTAL (USD)	10.412.241,5	7.563.385,7	6.627.276,8	24.602.904,0

Fonte: Próprio autor

nos nós 03 e 85, nove carregadores rápidos no nó 05, um carregador rápido nos nós 10, 45 e 64, quatro carregadores rápidos no nó 30, dezenove carregadores rápidos no nó 51, sete carregadores rápidos no nó 53, dez carregadores rápidos no nó 55, seis carregadores rápidos no nó 73, dezoito carregadores rápidos no nó 121 e onze no nó 127.

Estágio 2: Substituir o condutor dos circuitos: 23-35 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I no circuito 90-91. Instalar dois BC de 300 kVAR no nó 63. Instalar seis carregadores lentos no nó 15, treze carregadores lentos no nó 17, dezessete carregadores lentos no nó 47, sete carregadores lentos no nó 49, e catorze carregadores lentos no nó 82. Instalar sete carregadores rápidos no nó 175, três carregadores rápidos no nó 47, treze carregadores rápidos no nó 49, um carregador rápido no nó 73 e seis no nó 82.

Estágio 3: Substituir o condutor dos circuitos: 72-73 e 76-77 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo III no circuito 09-10 e um RT do tipo I no circuito 23-24. Instalar cinco módulos de geração eólica de 300 kW no nó 106, seis módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 110, um módulo de geração eólica de 300 kW no nó 123 e sete módulos de geração eólica de 300 kW no nó 130. Instalar dois bancos de baterias de 100 kWh no nó 07. Instalar cinco carregadores lentos no nó 15, sete

carregadores lentos no nó 17, quatro carregadores lentos no nó 35, oito carregadores lentos no nó 112 e vinte carregadores lentos no nó 132. Instalar catorze carregadores rápidos no nó 35 e doze no nó 112.

4.5.2.3 Caso de estudo III. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede

Na Tabela 12 apresentam-se os resultados obtidos para o caso de estudo III.

Tabela 12 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo III

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	9.180,0	-	-	9.180,0
Custo de BCs	13.020,0	3.586,7	-	16.606,7
Custo de RTs	12.636,0	-	-	12.636,0
Custo de GD (biomassa)	715.158,0	-	-	715.158,0
Custo de geração eólica	-	-	405.409,4	405.409,4
Custo de Baterias	-	-	7.285,0	7.285,0
Custo de terrenos (ECVE)	639.960,0	158.667,7	-	798.627,7
Custo de Carr. Rápidos	487.500,0	61.983,4	24.759,2	574.242,7
Custo de Carr. Lentos	477.000,0	74.380,1	23.051,7	574.431,8
Total de Investimento	2.354.454,0	298.618,1	460.505,4	3.113.577,6
Custo de Operação	8.018.830,6	7.377.786,9	6.176.202,1	21.572.819,7
CUSTO TOTAL (USD)	10.373.284,6	7.676.405,1	6.636.707,5	24.686.397,4

Fonte: Próprio autor

A estratégia de investimento consiste em realizar as seguintes construções no sistema

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-04, 04-05, 05-06 e 06-07 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 47-48 e 63-76. Instalar um BC de 300 kVA_r no nó 112 e três BC de 300 kVA_r no nó 130. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 07, 18, 28, 35, 40, 49, 61, 78, 85, 91, 114 e 132 e instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 400 kW nos nós 50, 55, 64, 72, 100, 115, 121, 126 e 129. Instalar dez carregadores lentos nos nós 08, 24, 30, 51 e 75, quinze carregadores lentos nos nós 10 e 89, sete carregadores lentos no nó 17, nove carregadores lentos no nó 35, doze carregadores lentos nos nós 27, 43 e 116, onze carregadores lentos nos nós 55, 66, 104 e 122, dezessete

carregadores lentos no nó 79, quatro carregadores lentos no nó 85, quinze carregadores lentos no nó 89 e seis carregadores lentos no nó 97. Instalar dez carregadores rápidos nos nós 08, 30 e 51, cinco carregadores rápidos nos nós 10, 89 e 115, quatro carregadores rápidos nos nós 17 e 75, nove carregadores rápidos no nó 24, seis carregadores rápidos no nó 35, sete carregadores rápidos nos nós 43, 104 e 122, três carregadores rápidos nos nós 55 e 79, nove no nó 66, dezesseis no nó 85, dois no nó 97 e oito no nó 116.

Estágio 2: Instalar um BC de 300kVAr nos nós 25 e 112. Instalar nove carregadores lentos no nó 05, cinco carregadores lentos no nó 27, quatro carregadores lentos no nó 32, seis nos nós 47, 49 e 77, doze carregadores lentos no nó 82 e três nos nós 112, 114, 127 e 132. Instalar cinco carregadores rápidos no nó 05, um nos nós 24, 32, 49, 127 e 132, três nos nós 27, 47, 77 e 114, dois no nó 55 e no nó 82.

Estágio 3: Instalar um módulo de geração eólica de 300 kW nos nós 61 e 88, sete módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 107 e 130 e seis módulos de geração eólica de 300 kW no nó 110. Instalar um banco de baterias de 100 kWh no nó 07. Instalar quatro carregadores lentos no nó 05, dois carregadores lentos nos nós 17, 82, 127 e 132, seis carregadores lentos no nó 32, cinco carregadores lentos nos nós 47, 49, 77 e 112 e sete carregadores lentos no nó 97. Instalar dois carregadores rápidos nos nós 05, 17, 127 e 132, quatro carregadores rápidos no nó 32, três carregadores rápidos nos nós 47, 49, 77 e 112 e cinco no nó 97

4.5.2.4 Caso de estudo IV. Modelo de carga dependente da tensão, com divisão da rede por zonas e com limite de emissões de CO₂ para a rede

Estágio 1: Substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-04, 04-05, 05-06 e 06-07 por um condutor do tipo III. Instalar um BC de 300 kVAr no nó 112 e quatro BC de 300kVAr no nó 130. Instalar uma fonte renovável de GD despachável (gerador síncrono – biomassa) de 800 kW nos nós 07, 18, 28, 35, 40, 61, 78, 91, 114, 129 e 132 e instalar um gerador síncrono (biomassa) de 400 kW nos nós 49, 50, 55, 64, 72, 85, 100, 115, 121 e 126. Instalar onze carregadores lentos nos nós 05, 24, 35, 59, 73, 106 e 127, catorze nos nós 08 e 79, sete no nó 15, doze nos nós 27, 82 e 116, nove nos nós 30 e 114, dez nos nós 39, 53, 64 e 89 e seis no nó 97. Instalar nove carregadores rápidos nos nós 05, 24, 73 e 89, seis nos nós 08 e 79, quatro nos

nós 14 e 64, dez nos nós 30, e 53, oito nos nós 35, 82 e 116, cinco nos nós 39 e 114, três nos nós 59 e 97 e sete nos nós 106 e 127.

Estágio 2: Instalar um módulo de geração eólica de 300 kW no nó 29 e sete módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 110 e 130. Instalar nove carregadores lentos no nó 21, quatro carregadores lentos no nó 27, instalar cinco carregadores lentos no nó 32, instalar seis carregadores lentos nos nós 47, 55 e 77, instalar doze carregadores lentos no nó 85, instalar três carregadores lentos nos nós 112, 114 e 132, instalar dois carregadores lentos no nó 121 e instalar um carregador lento no nó 127. Instalar cinco carregadores rápidos no nó 21, quatro carregadores rápidos no nó 27, um carregador rápido nos nós 30, 127 e 132, instalar três carregadores rápidos nos nós 47, 55, 77 e 114 e seis no nó 85.

Estágio 3: Instalar cinco módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 17 e 29, instalar um módulo de geração eólica de 300 kW nos nós 36 e 40, sete módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 61 e 106, instalar dois módulos de geração eólica de 300 kW nos nós 73, 76 e 116, três módulos de geração eólica de 300 kW no nó 88. Instalar quatro carregadores lentos nos nós 15 e 77, dois nos nós 21, 121 e 132, seis no nó 32, cinco nos nós 47, 55 e 112, um nos nós 64 e 89 e oito no nó 97. Instalar quatro carregadores rápidos nos nós 21 e 32, três nos nós 47, 55, 97 e 112, um nos nós 64 e dois nos nós 77, 85, 121 e 132.

Na Tabela 13 apresenta-se os custos de planejamento para o caso de estudo IV.

Tabela 13 – Custo de planejamento (USD) para o sistema de 134 nós sob as condições estabelecidas para o caso de estudo IV

	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	TOTAL
Custo de Condutores	9.180,0	-	-	9.180,0
Custo de BCs	15.990,0	-	-	15.990,0
Custo de RTs	-	-	-	-
Custo de GD biomassa	694.758,0	-	-	694.758,0
Custo de geração eólica	-	668.925,6	644.969,6	1.313.895,2
Custo de Inst. ECVEs	639.960,0	158.667,7	-	798.627,7
Custo de Carr. Rápidos	487.500,0	61.983,4	24.759,2	574.242,7
Custo de Carr. Lentos	477.000,0	74.380,1	23.051,7	574.431,8
Total de Investimento	2.407.008	963.955	692779	3981123
Custo total de Operação	8.010.051	7.060.489	5.724.227	20.794.768
CUSTO TOTAL (USD)	10.417.059	8.024.444	6.417.006	24.775.891

Fonte: Próprio autor

4.5.2.5 Comparação dos casos de estudo

Na Tabela 15 apresenta-se um resumo das estratégias de investimento obtidas para os quatro casos de estudo, enquanto os custos totais de planejamento e as emissões totais de CO₂ são relatados na Tabela 14.

Tabela 14 – Resumo do custo total de planejamento para o sistema de 134 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV
Custo de Condutores	18.462,0	24.469,3	9.180,0	9.180,0
Custo de BCs	12.676,5	19.262,7	16.606,7	15.990,0
Custo de RTs	0,0	39.332,9	12.636,0	-
Custo de GD biomassa	755.958,0	715.158,0	715.158,0	694.758,0
Custo de geração eólica	386.981,7	350.126,3	405.409,4	1.313.895,2
Custo de Baterias	14.570,0	14.570,0	7.285,0	-
Custo de Inst. ECVEs	653.969,8	653.969,8	798.627,7	798.627,7
Custo de Carr. Rápidos	560.431,4	560.431,4	574.242,7	574.242,7
Custo de Carr. Lentos	570.200,6	570.200,6	574.431,8	574.431,8
Total de Investimento	2.973.250,2	2.947.521,2	3.113.577,6	3.981.125,5
Custo de Operação	23.249.069,0	21.655.382,8	21.572.819,7	20.794.768,9
CUSTO TOTAL (USD)	26.222.319,2	24.602.904,0	24.686.397,4	24.775.894,5
Emissão de CO₂ (ton.)	197.809,6	185.004,7	181.601,2	170.000,0

Fonte: Próprio autor

Tabela 15 – Resumo das ações de investimento para o sistema de 134 nós para cada um dos quatro casos de estudo considerados

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV
Condutores (circuito <i>ij</i> , tipo de condutor instalado, estágio de instalação)	01-02, III, 1; 02-04, III, 1; 04-05, III, 1; 05-06, III, 1; 06-07, III, 1; 07-08, III, 1; 08-09, III, 1; 09-10, III, 1; 10-22, III, 1; 22-23, III, 1; 23-35, III, 1;	01-02, III, 1; 02-04, III, 1; 04-05, III, 1; 05-06, III, 1; 06-07, III, 1; 07-08, III, 1; 08-09, II, 1; 09-10, III, 1; 10-22, III, 1; 22-23, III, 1; 67-71, III, 1; 71-72, II, 1; 74-75, III, 1; 23-35, III, 2; 72-73, III, 3; 76-77, III, 3	01-02, III, 1; 02-04, III, 1; 04-05, III, 1; 05-06, III, 1; 06-07, III, 1;	01-02, III, 1; 02-04, III, 1; 04-05, III, 1; 05-06, III, 1; 06-07, III, 1;
RTs (circuito <i>ij</i> , tipo de RT instalado, estágio de instalação)	-	47-48, I, 1; 48-52, I, 1; 63-64, I, 1; 63-76, I, 1; 103-105, I, 1; 90-91, I, 2; 09-10, III, 3; 23-24, I, 3	47-48, I, 1; 63-76, I, 1;	-
BCs (nó <i>i</i> , número de BCs, estágio inst.)	112, 1, 1; 130, 2, 1; 63, 1, 2; 63, 1, 3;	63, 2, 1; 130, 3, 1; 63, 2, 2;	112, 1, 1; 130, 3, 1; 25, 1, 2; 112, 1, 2;	112, 1, 1; 130, 4, 1;

Fontes renováveis de GD despachável Gerador síncrono biomassa (nó <i>i</i> , tipo de gerador instalado, estágio de inst.)	07, II, 1; 18, II, 1; 28, II, 1; 35, II, 1; 40, II, 1; 49, II, 1; 50, I, 1; 55, II, 1; 61, II, 1; 64, II, 1; 72, I, 1; 78, II, 1; 85, II, 1; 91, II, 1; 100, I, 1; 114, II, 1; 115, I, 1; 121, I, 1; 126, I, 1; 129, I, 1; 132, II, 1;	07, II, 1; 18, II, 1; 28, II, 1; 35, II, 1; 40, II, 1; 49, I, 1; 50, II, 1; 55, II, 1; 61, II, 1; 64, I, 1; 72, I, 1; 78, I, 1; 85, II, 1; 91, II, 1; 100, I, 1; 114, II, 1; 115, I, 1; 121, I, 1; 126, I, 1; 129, I, 1; 132, II, 1;	07, II, 1; 18, II, 1; 28, II, 1; 35, II, 1; 40, II, 1; 49, II, 1; 50, I, 1; 55, I, 1; 61, II, 1; 64, I, 1; 72, I, 1; 78, II, 1; 85, II, 1; 91, II, 1; 100, I, 1; 114, II, 1; 115, I, 1; 121, I, 1; 126, I, 1; 129, I, 1; 132, II, 1;	07, II, 1; 18, II, 1; 28, II, 1; 35, II, 1; 40, II, 1; 49, I, 1; 50, I, 1; 55, I, 1; 61, II, 1; 64, I, 1; 72, I, 1; 78, II, 1; 85, I, 1; 91, II, 1; 100, I, 1; 114, II, 1; 115, I, 1; 121, I, 1; 126, I, 1; 129, II, 1; 132, II, 1;
Módulos WT (nó <i>i</i> , número de unidades instaladas, estágio de instalação)	106, 5, 3; 110, 7, 3; 123, 2, 3; 130, 7, 3;	106, 5, 3; 110, 6, 3; 123, 1, 3; 130, 7, 3;	61, 1, 3; 88, 1, 3; 106, 7, 3; 110, 6, 3; 130, 7, 3	29, 1, 2; 110, 7, 2; 130, 7, 2; 17, 5, 3; 29, 5, 3; 36, 1, 3; 40, 1, 3; 61, 7, 3; 73, 2, 3; 76, 2, 3; 88, 3, 3; 106, 7, 3; 116, 2, 3;
Baterias (nó <i>i</i> , núm. de uni ins., estágio)	07, 2, 3	07, 2, 3	07, 1, 3	-
Carregadores lentos (nó <i>i</i> , número de unidades instaladas, estágio de instalação)	05, 12, 1; 08, 20, 1; 10, 15, 1; 17, 20, 1; 51, 11, 1; 53, 20, 1; 62, 20, 1; 64, 12, 1; 73, 20, 1; 75, 20, 1; 85, 9, 1; 116, 17, 1; 127, 16, 1; 15, 14, 2; 35, 16, 2; 47, 17, 2; 77, 3, 2; 82, 6, 2; 121, 1, 2; 30, 16, 3; 85, 9, 3; 89, 19, 3;	05, 11, 1; 08, 20, 1; 10, 19, 1; 19, 20, 1; 21, 20, 1; 30, 16, 1; 45, 19, 1; 51, 1, 1; 53, 13, 1; 55, 10, 1; 64, 19, 1; 73, 13, 1; 116, 20, 1; 121, 2, 1; 127, 9, 1; 15, 6, 2; 17, 13, 2; 47, 17, 2; 49, 7, 2; 82, 14, 2; 15, 5, 3; 17, 7, 3; 35, 4, 3; 112, 8, 3; 132, 20, 3;	08, 10, 1; 10, 15, 1; 17, 7, 1; 24, 10, 1; 27, 12, 1; 30, 10, 1; 35, 9, 1; 43, 12, 1; 51, 10, 1; 55, 11, 1; 66, 11, 1; 75, 10, 1; 79, 17, 1; 85, 4, 1; 89, 15, 1; 97, 6, 1; 104, 11, 1; 114, 9, 1; 116, 12, 1; 122, 11, 1; 05, 9, 2; 27, 5, 2; 32, 4, 2; 47, 6, 2; 49, 6, 2; 77, 6, 2; 82, 12, 2; 112, 3, 2; 114, 3, 2; 127, 3, 2; 132, 3, 2; 05, 4, 3; 17, 2, 3; 32, 6, 3; 47, 5, 3; 49, 5, 3; 77, 5, 3; 82, 2, 3; 97, 7, 3; 112, 5, 3; 127, 2, 3; 132, 2, 3.	05, 11, 1; 08, 14, 1; 15, 7, 1; 24, 11, 1; 27, 12, 1; 30, 9, 1; 35, 11, 1; 39, 10, 1; 53, 10, 1; 59, 11, 1; 64, 10, 1; 73, 11, 1; 79, 14, 1; 82, 12, 1; 89, 10, 1; 97, 6, 1; 106, 11, 1; 114, 9, 1; 116, 12, 1; 127, 11, 1; 21, 9, 2; 27, 4, 2; 32, 5, 2; 47, 6, 2; 55, 6, 2; 77, 6, 2; 85, 12, 2; 112, 3, 2; 114, 3, 2; 121, 2, 2; 127, 1, 2; 132, 3, 2; 15, 4, 3; 21, 2, 3; 32, 6, 3; 47, 5, 3; 55, 5, 3; 64, 1, 3; 77, 4, 3; 89, 1, 3; 97, 8, 3; 112, 5, 3; 121, 2, 3; 132, 2, 3,
Carregadores Rápidos (nó <i>i</i> , número de unidades instaladas, estágio de instalação)	03, 20, 1; 05, 8, 1; 10, 5, 1; 49, 20, 1; 51, 9, 1; 55, 20, 1; 64, 8, 1; 85, 11, 1; 116, 3, 1; 121, 19, 1; 127, 4, 1; 15, 6, 2; 35, 4, 2; 47, 3, 2; 77, 17, 2; 82, 5, 3; 89, 1, 3;	03, 20, 1; 05, 9, 1; 10, 1, 1; 30, 4, 1; 45, 1, 1; 51, 19, 1; 53, 7, 1; 55, 10, 1; 64, 1, 1; 73, 6, 1; 85, 20, 1; 121, 18, 1; 127, 11, 1; 15, 7, 2; 47, 3, 2; 49, 13, 2; 73, 1, 2; 82, 6, 2;	08, 10, 1; 10, 5, 1; 17, 4, 1; 24, 9, 1; 30, 10, 1; 35, 6, 1; 43, 7, 1; 51, 10, 1; 55, 3, 1; 66, 9, 1; 73, 1, 1; 82, 1, 1; 97, 1, 1; 106, 1, 1; 114, 1, 1; 121, 1, 1; 127, 1, 1;	05, 9, 1; 08, 6, 1; 15, 4, 1; 24, 9, 1; 30, 10, 1; 35, 8, 1; 39, 5, 1; 53, 10, 1; 59, 3, 1; 64, 4, 1; 73, 9, 1; 79, 6, 1; 82, 8, 1; 89, 9, 1; 97, 3, 1; 106, 7, 1; 114, 5, 1; 116, 8, 1; 127, 7, 1;

112, 20, 3;	35, 14, 3; 112, 12, 3;	75, 4, 1; 79, 3, 1; 85, 16, 1; 89, 5, 1; 97, 2, 1; 104, 7, 1; 115, 5, 1; 116, 8, 1; 122, 7, 1; 05, 5, 2; 24, 1, 2; 27, 3, 2; 32, 1, 2; 47, 3, 2; 49, 1, 2; 55, 2, 2; 77, 3, 2; 82, 6, 2; 114, 3, 2; 127, 1, 2; 132, 1, 2; 05, 2, 3; 17, 2, 3; 32, 4, 3; 47, 3, 3; 49, 3, 3; 77, 3, 3; 97, 5, 3; 112, 3, 3; 127, 2, 3; 132, 2, 3;	21, 5, 2; 27, 4, 2; 30, 1, 2; 47, 3, 2; 55, 3, 2; 77, 3, 2; 85, 6, 2; 114, 3, 2; 127, 1, 2; 132, 1, 2; 21, 4, 3; 32, 4, 3; 47, 3, 3; 55, 3, 3; 64, 1, 3; 77, 2, 3; 85, 2, 3; 97, 3, 3; 112, 3, 3; 121, 2, 3; 132, 2, 3;
-------------	------------------------	---	---

Fonte: Próprio autor

4.6 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Nesta subseção são discutidos os resultados obtidos nos diferentes casos de estudo propostos. A importância de cada um dos aspectos propostos para serem considerados no problema de PSDEE incluindo a localização e o dimensionamento de ECVE e fontes renováveis de GD, são amplamente discutidos como segue.

4.6.1 Resultados do sistema teste de distribuição de 69 nós

A importância de modelar a carga como dependente da tensão é avaliada em duas análises diferentes. Na primeira análise, o impacto de tal modelagem é examinado no custo de investimento do PSDEE. Para esse fim, são comparados os planos de investimentos obtidos para os Casos I e II. Na Tabela 7 verifica-se que modelar a carga como dependente da tensão resulta em uma estratégia de investimento que é 5,49% mais barata quando comparada com a estratégia de investimento obtida usando uma modelagem da carga como potência constante. Além disso, na Tabela 7 verifica-se que o custo de operação associado à estratégia de investimento do Caso II é 7,66% mais barato quando comparado com o custo de operação associado à estratégia de investimento do Caso I. Assim, o custo total do Caso II é 7,36% mais barato que o custo total do Caso de estudo I. O impacto da modelagem da carga como dependente da tensão é avaliado nos custos de

operação do PSDEE. Para isto, o plano de investimentos obtido para o Caso I é fixado, e o custo de operação do sistema é calculado considerando o modelo de carga dependente da tensão. Neste caso, o custo de operação é $8.427,14 \times 10^3$ USD, que é 2,25% maior do que o custo de operação do Caso II, e as emissões de CO₂ são $72,02 \times 10^3$ toneladas, o que é 4,30% maior do que as emissões de CO₂ do Caso II. A Tabela III também mostra que as emissões de CO₂ associadas ao Caso II são 9,05% menores do que as emissões de CO₂ associadas ao Caso I.

A relevância de planejar as ECVE por zonas é analisada comparando os resultados obtidos para os Casos de estudo II e III. Conforme apresenta-se na Tabela 7, um aumento no custo de investimento associado à instalação de ECVE pode ser observado nos resultados do Caso III, o qual se vê refletido em um aumento de 1,05% no custo total de planejamento. Porém, observa-se que o plano de investimento em infraestrutura para o carregamento de VEs plugáveis do Caso III fornece mais cobertura para os VEs plugáveis, com um 67% a mais de ECVE disponíveis no final do horizonte de planejamento quando comparado com a estratégia de investimento em infraestrutura de ECVE do Caso II. Vale ressaltar também que a estratégia de investimento obtida para o Caso III é melhor (mais barata e sustentável) do que a solução obtida para o Caso I. O Caso I representa a forma como o problema de planejamento de ECVE tem sido abordado.

A importância de incorporar restrições de emissões de CO₂ para a rede no problema de PSDEE pode ser analisada comparando os resultados dos Casos de estudo III e IV. Como pode ser observado na Tabela 6, quando a restrição de emissões de CO₂ é considerada, o processo de solução prioriza a instalação de fontes renováveis de GD, como as unidades de geração fotovoltaicas. Além disso, na Tabela 7 mostra-se que considerando as restrições de emissões de CO₂ resulta em um plano de investimento, cujo custo total é 0,40% mais caro quando comparado com o custo total do plano de investimento obtido para o caso III. Porém, o plano de investimento do caso IV tem 6,02% a menos de emissões que o caso III.

Na Tabela 8 mostra-se que o número total de VEs plugáveis adotados impacta diretamente o número de ECVE que devem ser instaladas, e também no número de carregadores rápidos e lentos e no custo total de planejamento. Especificamente,

como pode ser observado na Tabela 8, uma redução de 40% no número de VEs plugáveis adotados resulta em uma redução de 4,02% no custo total de planejamento, enquanto um aumento de 40% no número de VEs plugáveis adotados resulta em um aumento de 3,30% no custo total.

Na Tabela 9 mostra-se que a divisão da área de cobertura da rede em zonas tem um impacto direto no número total de ECVE construídos. Além disso, como pode ser observado, o número total de carregadores rápidos e lentos permanece quase constante para diferentes números de zonas, mas quando um número maior de ECVE é construído, esses carregadores são mais distribuídos pelo sistema. Este fato é positivo porque a disponibilidade da infraestrutura de carregamento de VEs plugáveis é um dos fatores que mais impactam na adoção de VEs plugáveis. Além disso, o planejamento dos ECVE por zonas permite saber o número de carregadores rápidos e lentos que devem ser instalados em cada zona para suprir a demanda de carregamento dos VEs plugáveis.

4.6.2 Resultados do sistema teste de distribuição de 134 nós

Os resultados do sistema de 134 nós também mostram que é proveitoso modelar a carga como dependente da tensão. A importância de considerar um modelo de carga dependente da tensão no PSDEE foi avaliada fazendo duas análises. Na primeira análise, o efeito dessa modelagem é avaliado no custo de investimento. Para esse fim, são comparados os planos de investimentos obtidos para os Casos I e II. Modelar a carga como dependente da tensão resulta em uma estratégia de investimento que é 0,87% mais barata quando comparada com a estratégia de investimento obtida usando uma modelagem da carga como potência constante. Os resultados podem ser observados na Tabela 14. Além disso, a Tabela 14 mostra que o custo de operação do plano de investimento obtido para o Caso de estudo II é 6,85% mais barato que o custo de operação da estratégia de investimento do Caso I. Em consequência, o custo total do Caso de estudo II é 6,18% mais barato que o custo total de planejamento do Caso de estudo I. O efeito da modelagem da carga como dependente da tensão nos custos de operação do PSDEE também é avaliado. Para isto, o plano de investimentos obtido para o Caso I é fixado, e o custo de operação do sistema é calculado considerando o modelo de

carga dependente da tensão. Neste caso, o custo de operação é $23.725,67 \times 10^3$ USD, que é 2,01% maior do que o custo de operação do Caso II, e as emissões de CO₂ são $191,72 \times 10^3$ toneladas, o que é 3,08% maior do que as emissões de CO₂ do Caso II. A Tabela 14 também mostra que as emissões de CO₂ associadas ao Caso II são 6,47% menores do que as emissões de CO₂ associadas ao Caso I. Por outro lado, a Tabela 15 mostra que o plano de investimento obtido para o Caso II prioriza a instalação de RTs, ao modelar a carga como dependente da tensão, é possível reduzir os níveis de tensão da rede para reduzir a carga e, assim, diminuir o consumo de energia. Além disso, a Tabela 15 mostra que, ao modelar a carga como dependente da tensão, o número de equipamentos necessários diminui.

A relevância de planejar as ECVE por zonas é analisada comparando os resultados obtidos para os Casos de estudo II e III. Conforme mostra a Tabela 14, um aumento no custo de investimento associado à instalação de ECVE pode ser observado nos resultados do Caso III, o qual se vê refletido em um aumento de 0,34% no custo total de planejamento. Porém, observa-se que, o plano de investimento em infraestrutura para o carregamento de VEs plugáveis do Caso III fornece mais cobertura para os VEs plugáveis, com um 20,69% a mais de ECVE disponíveis no final do horizonte de planejamento quando comparado com a estratégia de investimento em infraestrutura de ECVE do Caso II. Vale ressaltar também que a estratégia de investimento obtida para o Caso III é mais barata e sustentável, quando comparada com a solução obtida para o Caso I. O Caso de estudo I representa a forma como o problema de planejamento de ECVE tem sido comumente abordado.

A importância de incorporar restrições de emissões de CO₂ para a rede no problema de PSDEE pode ser analisada comparando os resultados dos Casos de estudo III e IV. Como pode ser observado na Tabela 14, quando a restrição de emissões de CO₂ para a rede é considerada, o processo de solução prioriza a instalação de fontes renováveis de GD, como unidades de geração fotovoltaicas. Além disso, a Tabela 14 mostra que considerando as restrições de emissões de CO₂ resulta em um plano que tem um custo total de 0,36% mais caro quando comparado com o plano do caso III, mas com 6,39% a menos de emissões de CO₂.

5. MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PSDEE E ECVE CONSIDERANDO PROPRIETÁRIOS INDEPENDENTES

Neste capítulo apresenta-se um modelo de programação linear inteiro misto, baseado em otimização multiobjetivo, para representar o problema de PSDEE e ECVE considerando proprietários independentes. O objetivo de usar otimização multiobjetivo é considerar de forma separada os interesses econômicos de ambos os proprietários, visto que, esses dois agentes podem ter objetivos diferentes. Na formulação proposta para representar o problema usa-se um modelo polinomial ZIP para representar a carga convencional como dependente da tensão. Além disso, no modelo proposto considera-se a presença de fontes renováveis de GD na rede, sendo que, a empresa de distribuição é responsável por planejar o funcionamento desses equipamentos. Finalmente, no modelo consideram-se as estações de troca de baterias para os VEs plugáveis, sendo que, essas estações também podem injetar potência elétrica à rede quando for conveniente (lucrativo) para ambos os proprietários.

Esse capítulo está constituído por seis seções. Na primeira seção apresentam-se as considerações realizadas na formulação matemática do problema. Na segunda seção explica-se o algoritmo proposto para construir os cenários representativos do comportamento dos parâmetros incertos. Nas terceira e quarta seções são apresentados, respectivamente, o modelo proposto e algumas linearizações feitas na formulação do problema, para obter um modelo de programação linear inteiro misto. Na quinta seção apresentam-se os resultados obtidos ao aplicar o modelo proposto em um sistema teste de 69 nós. Finalmente, na sexta seção discutem-se os resultados obtidos.

5.1 CONSIDERAÇÕES NA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Para formular adequadamente o problema de PSDEE e ECVE considerando proprietários independentes, as seguintes hipóteses são consideradas:

- O horizonte de planejamento é dividido em $|\Omega^T|$ estágios;

-
- As variações anuais da demanda convencional, preço da energia na rede de subtransmissão, irradiação solar, velocidade do vento, perfis de demandas dos VEs plugáveis, e a taxa de adoção de VEs plugáveis são representadas através de cenários representativos;
 - As fontes renováveis de GD despacháveis e não despacháveis são de propriedade de um agente privado, portanto, na formulação do problema não se considera os custos de investimento da GD porém sim se considera os custos de operação. Considera-se também que a distribuidora é a única que pode comprar e/ou vender energia para os outros dois agentes considerados no problema (proprietário da GD e proprietário das ECVEs)
 - As demandas convencionais são modeladas como cargas dependentes da tensão por meio de uma representação polinomial ZIP;
 - Para obter um plano de investimentos adequado, a distribuidora pode definir um limite máximo de equipamentos de uma mesma alternativa de investimento, que podem ser instalados em cada nó do sistema.
 - O custo dos terrenos para construir as ECVE varia em função das dimensões do terreno (número total de carregadores rápidos e/ou lentos que podem ser instalados nesse terreno), e das suas localizações (nó do sistema).
 - Equipamentos que são instalados em um estágio não podem ser desinstalados em estágios seguintes.
 - Para considerar os interesses econômicos da distribuidora e do proprietário dos ECVE de forma separada, o problema é resolvido usando uma abordagem multiobjetivo. O problema multiobjetivo resultante é transformado em um problema mono-objetivo e resolvido através do método da soma ponderada (*Weighted Sum Method*) dos objetivos, da distribuidora e dos proprietários independentes. Assim, cada função objetivo é multiplicada por um coeficiente que representa a importância de cada objetivo.
 - Para o uso das estações de troca de baterias, considera-se que existe um contrato entre o proprietário dos ECVE e cada um dos proprietários dos VE interessados em participar desse serviço. O proprietário dos ECVE compra uma bateria para cada VE com o qual tem o contrato, e os proprietários dos

VEs plugáveis pagam uma taxa de aluguel para usar a bateria. Cada bateria é de uso exclusivo do VE com o qual há contrato.

- O proprietário das ECVEs pode usar a energia armazenada nas baterias disponíveis nas estações de trocas de baterias para vender energia à rede.
- O custo de degradação das baterias é assumido pelo proprietário dos ECVE.

5.2 REPRESENTAÇÃO DO COMPORTAMENTO DOS PARÂMETROS INCERTOS

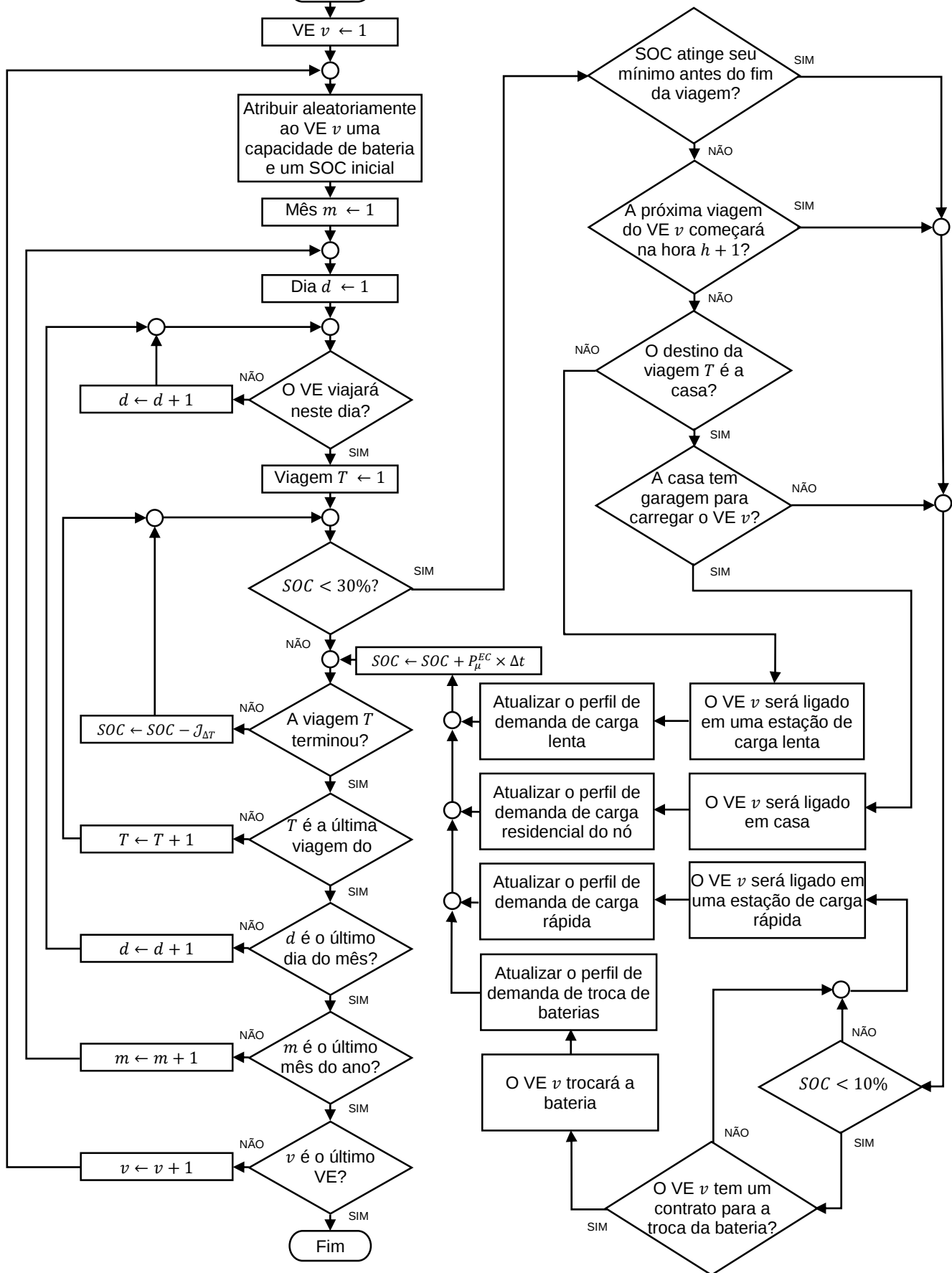
Os cenários que representam o comportamento dos parâmetros incertos são construídos usando a mesma metodologia apresentada na seção 4.2.

5.2.1 Módulo 1. Estimativa das necessidades de carregamento de veículos elétricos

Os requerimentos de carregamento e de troca de baterias dos VEs plugáveis são calculados, para cada estágio, usando o mesmo algoritmo explicado na seção 4.2.1. A única diferença é que o algoritmo apresentado nessa seção considera a possibilidade de troca de baterias. Na Figura 15 apresenta-se o fluxograma do algoritmo proposto. As principais etapas do algoritmo são as seguintes:

- Atribuir uma capacidade da bateria, por exemplo 24, 35 ou 50 kWh, e um estado inicial de carga (SOC) para cada VE v (entre 50–100%).
- Atribuir um perfil de viagens diárias para cada VE v , mês m , dia d em que a hora de início da primeira viagem do dia, a duração de cada viagem, a distância percorrida em cada viagem e o tempo de espera para a seguinte viagem, são especificados.
- Verifique o SOC da bateria continuamente durante cada viagem T . Se o SOC for maior que 30% da capacidade, o VE v continuará a viagem e o SOC será atualizado. Caso contrário, o VE v deve ser recarregado.
- Se o VE v tiver que ser recarregado, determine se o VE v deve ser recarregado usando um carregador rápido, um carregador lento, em casa ou se o VE v faz troca de bateria. Calcule e atualize o perfil de carregamento dos VEs plugáveis, bem como o SOC da bateria do VE v . Se o VE v for conectado a um carregador lento ou em casa, ele deve ser carregado até que a bateria tenha atingido 90% de sua capacidade ou até a hora da próxima viagem.

Figura 14 – Fluxograma do algoritmo de decisão proposto para calcular as demandas dos veículos elétricos



Fonte: Próprio autor

Se o VE v deve ser conectado a um carregador rápido, o algoritmo seleciona aleatoriamente uma duração de carregamento entre 10–60 minutos, sendo que, o carregamento termina quando esse tempo acaba ou quando a bateria atinge 90% de sua capacidade. Se o VE v faz troca de bateria, o novo SOC é de 90%.

- Repita essas etapas para todos os dias d do mês, meses m do ano e VEs plugáveis v da frota de VEs plugáveis adotados.

5.2.2 Módulo 2. Construção de cenários do comportamento dos parâmetros incertos

Os cenários representativos são construídos usando a mesma metodologia explicada na seção 4.2.2.

5.2.3 Módulo 3. União dos cenários

As tarefas realizadas por esse módulo são conforme foi explicado na seção 4.2.3.

5.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

A formulação matemática proposta para abordar o problema de planejamento é baseada na otimização multiobjetivo. Nessa abordagem, a distribuidora planeja as ações de investimentos na rede, como: (i) substituição de condutores sobrecarregados, (ii) instalação de bancos de capacitores, e, (iii) instalação de reguladores de tensão, enquanto o proprietário dos ECVE planeja o investimento em infraestrutura para o carregamento das baterias como: (i) dimensões dos terrenos para a instalação dos ECVE, (ii) número de carregadores rápidos e lentos a serem instalados em cada terreno, e, (iii) estações de troca de baterias. Além disso, considera-se a presença de fontes renováveis de GD na rede, sendo a distribuidora a responsável por planejar o correto funcionamento desses geradores.

A localização das ECVE no sistema é considerada o objetivo conflitante entre ambos os proprietários, dado que, dependendo do lugar de instalação das ECVE na rede, pode trazer maiores benefícios econômicos e prejuízos para os agentes envolvidos. Por exemplos, lugares na rede onde a instalação das ECVE pode ser

interessante para a empresa de distribuição (impacto baixo nos custos de planejamento da rede), pode ser pouco interessante para o proprietário das ECVE porque os terrenos para construir as ECVE podem ser mais caros e vice-versa. O problema multiobjetivo resultante é transformado em um problema mono-objetivo, que é resolvido através do método da soma ponderada dos objetivos de ambos os agentes. Assim, cada função objetivo é multiplicada por um coeficiente que representa a importância de cada objetivo na solução global do problema. O método proposto serve como ferramenta para a empresa de distribuição chegar a um consenso com o proprietário dos ECVEs de onde instalar as estações de carregamento rápido e lento, assim como as estações de trocas de baterias.

5.3.1 Função objetivo da empresa de distribuição

A função objetivo mostrada na equação **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** representa os interesses econômicos da empresa de distribuição e minimiza o valor presente dos custos totais esperados (custo de investimento e custo operacional). O custo de investimento anualizado, CI_t^{REDE} , mostrado na equação (5.2) é composto por três termos que representam os investimentos em (i) substituição de condutores sobrecarregados, (ii) a instalação de RTs, e, (iii) a instalação de BCs. Por outro lado, o custo operacional, CO_t^{REDE} , mostrado na equação (5.3), inclui (i) o custo da energia fornecida pela subestação, que é comprada da rede de subtransmissão, (ii) o custo de geração das fontes renováveis de GD despacháveis, (iii) o custo de geração das fontes PV, (iv) o custo de geração das fontes WT, e, (v) o custo da energia comprada nas estações de troca de baterias (ETB).

$$\text{minimizar } \sum_{t \in \Omega^T} (CI_t^{REDE} + CO_t^{REDE}) \quad (5.1)$$

$$CI_t^{REDE} = \frac{\delta_{|\Omega^T|-t+1}^F}{(1+\alpha)^{\delta_t^I}} \left\{ \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (v_{a,a}^L l_{ij} \chi_{ij,a,t}^L + v_a^{RT} \chi_{ij,a,t}^{RT}) \right. \\ \left. + \sum_{i \in \Omega^N} [(J^{BC} \chi_{i,t}^{BC} + v^{BC} \psi_{i,t}^{BC})] \right\} \quad (5.2)$$

$$\begin{aligned}
CO_t^{REDE} = & \frac{1}{(1+\alpha)^{\delta_t^I}} \left[\frac{(1+\alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)} - 1}{\alpha(1+\alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)}} \right] \left\{ \sum_{s \in \Omega^S} \left[\sum_{i \in \Omega^N} \zeta_s^E \Delta_s^T P_{i,t,s}^{SS} \right. \right. \\
& + \sum_{i \in \Omega^N} \sum_{q \in \Omega^G} \zeta_q^{GS} \Delta_s^T P_{i,q,t,s}^{GS} + \sum_{i \in \Omega^N} \zeta^{PV} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{PV} + \sum_{i \in \Omega^N} \zeta^{WT} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{WT} \\
& \left. \left. + \sum_{i \in \Omega^N} \zeta_s^{ETB} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{ETB^d} \right] \right\} \quad (5.3)
\end{aligned}$$

O custo de investimento na rede, CI_t^{REDE} , e o custo de operação da rede, CO_t^{REDE} , apresentados nas equações (5.2) e (5.3), respetivamente, são trazidos para o valor presente usando uma taxa de juros α . Para calcular o custo de investimento considera-se que cada estágio t inicia no ano δ_t^I . Para calcular o custo de operação da rede, considera-se que os perfis de demanda de energia das cargas convencionais e do carregamento dos VEs plugáveis permanecem constantes desde o ano δ_t^I até δ_t^F . O custo de operação da rede no ano δ_t^I até δ_t^F também são levados para o valor presente, como é mostrado na Figura 8.

A expressão $\delta_{|\Omega^T| - t + 1}^F$ é usada para calcular o número total de anos que cada ativo de rede é utilizado durante o horizonte de planeamento. Sendo que $|\Omega^T|$ representa o número total de estágios considerados e t representa o estágio em que o ativo de rede foi instalado.

Os parâmetros, variáveis e conjuntos usados na equação (5.2) são os seguintes: O parâmetro $v_{a,a}^L$ representa o custo de substituir um condutor do tipo a por um condutor do tipo a ; l_{ij} indica o comprimento do circuito ij ; v_a^{RT} corresponde ao custo de um RT do tipo a ; v^{BC} simboliza o custo de investimento em módulos de capacitor. Finalmente, Ω^C representa o conjunto de circuitos ij existentes no sistema de distribuição; Ω^L compõe o conjunto de condutores considerados para trocar os condutores sobrecarregados; Ω^N constitui o conjunto de nós do sistema.

Os parâmetros, variáveis e conjuntos usados na equação (5.3) são os seguintes: O parâmetro ζ_s^E denota o custo da energia comprada na rede de subtransmissão; Δ_s^T indica a duração do cenário s ; ζ_q^{GS} simboliza o custo de geração de um gerador síncrono, alimentado por biomassa, do tipo q ; ζ^{PV} representa o custo de geração de um sistema de geração fotovoltaico; ζ^{WT} denota o custo de geração de um sistema

de geração eólica. A variável contínua $P_{i,t,s}^{SS}$ representa a potência ativa fornecida pela subestação no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,\varrho,t,s}^{GS}$ representa a potência ativa injetada por um gerador síncrono do tipo ϱ , no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{PV}$ simboliza a potência ativa fornecida por um sistema de geração PV no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{WT}$ indica a potência ativa injetada por um sistema de geração WT no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{ETB^d}$ é a potência ativa injetada pela estação de troca de baterias no nó i , no estágio t , no cenário s ; finalmente, Ω^S é o conjunto de cenários representativos.

5.3.2 Função objetivo do proprietário das estações de carregamento de veículos elétricos

A função objetivo mostrada na equação (5.4) representa os interesses econômicos do proprietário das ECVE e minimiza o valor presente dos custos totais esperados (custo de investimento e custo operacional). O custo de investimento anualizado, CI_t^{ECVE} , mostrado na equação (5.5) é composto por quatro termos que representam os investimentos em: (i) compra de terrenos para a construção de ECVE; (ii) instalação de carregadores rápidos; (iii) instalação de carregadores lentos; e, (iv) investimento em baterias para a troca de bateria dos VEs plugáveis. Por outro lado, o custo operacional, CO_t^{ECVE} , mostrado na equação (5.6), inclui: (i) o custo da energia comprada da rede para os carregadores rápidos e lentos e para as estações de troca de baterias; (ii) o custo da energia vendida aos usuários de VEs plugáveis e à rede; e, (iii) o custo devido a degradação das baterias.

$$\text{minimizar} \sum_{t \in \Omega^T} (CI_t^{ECVE} + CO_t^{ECVE}) \quad (5.4)$$

$$CI_t^{ECVE} = \frac{\delta_{|\Omega^T|-t+1}^F}{(1+\alpha)^{\delta_t^I}} \left\{ \sum_{i \in \Omega^N} \sum_{\vartheta \in \Omega^V} \mathcal{J}_{i,\vartheta}^{ECVE} \chi_{i,\vartheta,t}^{ECVE} + \sum_{i \in \Omega^N} [(v^{CR} \psi_{i,t}^{CR} + v^{CL} \psi_{i,t}^{CL} + v^{BB} \psi_{i,t}^{TB})] \right\} \quad (5.5)$$

$$CO_t^{ECVE} = \frac{1}{(1+\alpha)^{\delta_t^I}} \left[\frac{(1+\alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)} - 1}{\alpha(1+\alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)}} \right] \sum_{s \in \Omega^S} \left[\sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{ECVE} \Delta_s^T (P_{i,t,s}^{CR} + P_{i,t,s}^{CL} + P_{i,t,s}^{ETB^c}) \right. \\ \left. - \sum_{i \in \Omega^N} \Delta_s^T (\varsigma_s^f P_{i,t,s}^{CR} + \varsigma_s^s P_{i,t,s}^{CL} + \varsigma_s^{ETB^v} P_{i,t,s}^{ETB^v} + \varsigma_s^{ETB^r} P_{i,t,s}^{ETB^r}) + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^d \Delta_s^T P_{i,t,s}^{ETB^c} \right] \quad (5.6)$$

Da mesma forma que é considerado para a função objetivo da distribuidora, o custo de investimento na infraestrutura para o carregamento das baterias, CI_t^{ECVE} , e o custo de operação das ECVE, CO_t^{ECVE} , apresentados nas equações (5.5) e (5.6), respetivamente, são trazidos para o valor presente usando uma taxa de juros α . A expressão $\delta_{|\Omega^T|-t+1}^F$ é usada para calcular o número total de anos que cada ativo das ECVE é utilizado durante o horizonte de planejamento. Sendo que $|\Omega^T|$ representa o número total de estágios considerados e t representa o estágio em que o ativo da ECVE foi instalado.

Os parâmetros, variáveis e conjuntos usados na equação (5.5) são os seguintes: O parâmetro $J_{i,\vartheta}^{ECVE}$ representa o custo do terreno disponível no nó i , sendo ϑ o número total de carregadores que podem ser instalados nesse terreno; v^{CR} indica o custo de um carregador rápido; v^{CL} corresponde ao custo de um carregador lento; v^{BB} simboliza o custo de investimento em baterias para a troca de baterias com os VEs plugáveis que têm contrato firmado. A fim de considerar os diferentes tipos de baterias que podem ter os VEs que contratam o serviço de troca de baterias, esse custo é cobrado por capacidade de armazenamento, ou seja, (USD/ KWh). A variável $\chi_{i,\vartheta,t}^{ECVE}$ representa o investimento em terrenos no nó i , tamanho ϑ , estágio t ; $\psi_{i,t}^{CR}$, indica o número de carregadores rápidos instalados no nó i , estágio t ; $\psi_{i,t}^{CL}$, representa o número de carregadores lentos instalados no nó i , estágio t ; $\psi_{i,t}^{TB}$ representa o investimento em baterias para a estação de troca de baterias instalada no nó i , estágio t . Finalmente, o conjunto Ω^V é usado para considerar terrenos de diferentes dimensões em cada nó i , sendo que esses terrenos podem ser usados para expandir a ECVE, caso seja necessário.

Os parâmetros, variáveis e conjuntos usados na equação (5.6) são os seguintes: O parâmetro ζ_s^{ECVE} denota o custo da energia que o proprietário das ECVE comprada da rede de distribuição no cenário s ; Δ_s^T indica a duração do cenário s ; ζ^f simboliza o custo de venda de energia de um carregador rápido para um usuário de VE; ζ^s representa o custo de venda de energia de um carregador lento para um usuário de VE; ζ^{ETB^v} denota o custo de venda de energia de uma estação de troca de baterias para um usuário de VE; $\zeta_s^{ETB^r}$ representa o custo de venda de energia de

uma estação de troca de baterias para a rede; ζ^d denota o custo de degradação das baterias. A variável $P_{i,t,s}^{CR}$ representa a energia fornecida pelos carregadores rápidos aos VEs plugáveis no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{CL}$ representa a potência fornecida pelos carregadores lentos aos VEs plugáveis no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{ETB^c}$ representa a energia vendida da rede para a estação de troca de baterias no nó i , no estágio t , no cenário s ; $P_{i,t,s}^{ETB^v}$ a energia fornecida pelas estações de troca de baterias aos VEs plugáveis no nó i , no estágio t , no cenário s ; $\zeta_s^{ETB^r}$ a energia fornecida pelas estações de troca de baterias à rede no nó i , no estágio t , no cenário s .

5.3.3 Operação em regime permanente de redes de distribuição de energia elétrica radiais

As restrições relacionadas à operação em regime permanente do sistema de distribuição são conforme foi mostrado na seção 4.3.2 com a variante de que as equações de balanço de potências ativa (4.4) e reativa (4.5) devem ser substituídas, respectivamente, pelas seguintes equações

$$\begin{aligned} \sum_{ki \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} P_{ki,a,t,s} - \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (P_{ij,a,t,s} + R_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{SQ}) + P_{i,t,s}^{SS} + \sum_{q \in \Omega^G} P_{i,q,t,s}^{GS} + P_{i,t,s}^{PV} \\ + P_{i,t,s}^{WT} + P_{i,t,s}^{ETB^r} \\ = \left[\gamma_i^Z \frac{V_{i,t,s}^{SQ}}{(V^N)^2} + \gamma_i^I \frac{V_{i,t,s}}{V^N} + \gamma_i^P \right] P_{i,t,s}^D + P_{i,t,s}^{EV^f} + P_{i,t,s}^{EV^s} + P_{i,t,s}^{ETB^c} \end{aligned} \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned} \sum_{ki \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} Q_{ki,a,t,s} - \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (Q_{ij,a,t,s} + X_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{SQ}) + Q_{i,t,s}^{SS} + \sum_{q \in \Omega^G} Q_{i,q,t,s}^{GS} + Q_{i,t,s}^{PV} \\ + Q_{i,t,s}^{WT} + \hat{Q}_{i,t,s}^{SH} = \left[\phi_i^Z \frac{V_{i,t,s}^{SQ}}{(V^N)^2} + \phi_i^I \frac{V_{i,t,s}}{V^N} + \phi_i^P \right] Q_{i,t,s}^D \end{aligned} \quad (5.8)$$

5.3.4 Limites operacionais do sistema de distribuição de energia elétrica

As restrições relacionadas aos limites operacionais da rede de distribuição são conforme foi apresentado na seção 4.3.3.

5.3.5 Restrições de investimento na substituição de condutores

O conjunto de restrições usado para representar o problema de substituição de condutores é conforme foi apresentado na seção 4.3.4.

5.3.6 Restrições de investimento em reguladores de tensão

O conjunto de restrições usado para representar o investimento em reguladores de tensão é conforme foi apresentado na seção 4.3.5.

5.3.7 Restrições de investimento em bancos de capacitores

O conjunto de restrições usado para representar o investimento em bancos de capacitores é conforme foi apresentado na seção 4.3.6.

5.3.8 Restrições de operação das fontes renováveis de geração distribuída despacháveis

O conjunto de restrições (5.9)–(5.12) corresponde a uma representação linear da operação das fontes renováveis de GD despacháveis. Na

Figura 11.b apresenta-se a linearização da curva de capacidade desses equipamentos.

$$0 \leq P_{i,q,t,s}^G \leq \bar{S}_{q,t}^G \quad (5.9)$$

$$|Q_{i,q,t,s}^G| \leq \bar{S}_{q,t}^G \quad (5.10)$$

$$|Q_{i,q,t,s}^G| \leq \sqrt{2} \bar{S}_{q,t}^G - P_{i,q,t,s}^G \quad (5.11)$$

$$-P_{i,q,t,s}^G \tan(\cos^{-1}(\underline{\theta}_q^G)) \leq Q_{i,q,t,s}^G \leq P_{i,q,t,s}^G \tan(\cos^{-1}(\bar{\theta}_q^G)) \quad (5.12)$$

$$\forall i \in \Omega^N, q \in \Omega^G, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S$$

A restrição (5.9) indica a potência máxima disponível no nó i , que pode ser injetada por um gerador distribuído despachável do tipo q , no estágio t , no cenário s . As restrições (5.10)–(5.12) representam a linearização da curva de capacidade de uma máquina síncrona, na qual (5.12) representa os limites do fator de potência do gerador distribuído despachável do tipo q .

5.3.9 Restrições de operação das fontes de geração fotovoltaica

As restrições (5.13)–(5.16) estão relacionadas com a operação das unidades de geração fotovoltaica.

$$0 \leq P_{i,t,s}^{PV} \leq \bar{S}_t^{PV} f_s^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.13)$$

$$|Q_{i,t,s}^{PV}| \leq \bar{S}_t^{PV} f_s^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.14)$$

$$|Q_{i,t,s}^{PV}| \leq \sqrt{2} \bar{S}_t^{PV} f_s^{PV} - P_{i,t,s}^{PV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.15)$$

$$-P_{i,t,s}^{PV} \tan(\cos^{-1}(\underline{\theta}^{PV})) \leq Q_{i,t,s}^{PV} \leq P_{i,t,s}^{PV} \tan(\cos^{-1}(\bar{\theta}^{PV})) \quad (5.16)$$

$$\forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S$$

A restrição (5.13) indica a potência máxima disponível no nó i , que pode ser injetada por um conjunto de gerados fotovoltaicos no estágio t , no cenário s . As restrições (5.14)–(5.15) representam a capacidade do conversor de potência, em que (5.15) limita seu fator de potência.

5.3.10 Restrições de operação das fontes de geração eólica

O conjunto de restrições (5.17)–(5.20) representa a operação de unidades de geração eólica.

$$0 \leq P_{i,t,s}^{WT} \leq \bar{S}_t^{WT} f_s^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.17)$$

$$|Q_{i,t,s}^{WT}| \leq \bar{S}_t^{WT} f_s^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.18)$$

$$|Q_{i,t,s}^{WT}| \leq \sqrt{2} \bar{S}_t^{WT} f_s^{WT} - P_{i,t,s}^{WT} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.19)$$

$$-P_{i,t,s}^{WT} \tan(\cos^{-1}(\underline{\theta}^{WT})) \leq Q_{i,t,s}^{WT} \leq P_{i,t,s}^{WT} \tan(\cos^{-1}(\bar{\theta}^{WT})) \quad (5.20)$$

$$\forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S$$

A restrição (5.17) indica a potência máxima disponível no nó i , que pode ser injetada por um conjunto de gerados eólicos no estágio t , no cenário s . As restrições (5.18)–(5.20) representam a capacidade do conversor de potência, em que (5.20) limita seu fator de potência.

5.3.11 Restrições de investimento em estações de carregamento de veículos elétricos

O conjunto de restrições (5.21)–(5.34) compreende o investimento em terrenos para construir as ECVE, assim como os custos dos carregadores rápidos e lentos.

$$0 \leq P_{i,t,s}^{EVf} \leq y_{i,t}^{EVf} \bar{P}^{EVf} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.21)$$

$$0 \leq P_{i,t,s}^{EVs} \leq y_{i,t}^{EVs} \bar{P}^{EVs} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.22)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N} p_{i,t,s}^{EVf} = \mathcal{P}_{t,s}^{EVf} \quad t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.23)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N} p_{i,t,s}^{EVs} = \mathcal{P}_{t,s}^{EVs} \quad t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.24)$$

$$y_{i,t}^{EVf} + y_{i,t}^{EVs} \leq \sum_{v \in \Omega^{EV}} \overline{\mathcal{N}}_{i,v}^{EV} x_{i,v,t}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (5.25)$$

$$y_{i,t}^{EVf} \geq y_{i,t-1}^{EVf} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.26)$$

$$y_{i,t}^{EVs} \geq y_{i,t-1}^{EVs} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.27)$$

$$x_{i,v,t}^{EV} \geq x_{i,v,t-1}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N, v \in \Omega^{EV}, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.28)$$

$$\psi_{i,1}^{EVf} = y_{i,1}^{EVf} \quad (5.29)$$

$$\psi_{i,t}^{EVf} = y_{i,t}^{EVf} - y_{i,t-1}^{EVf} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.30)$$

$$\psi_{i,1}^{EVs} = y_{i,1}^{EVs} \quad (5.31)$$

$$\psi_{i,t}^{EVs} = y_{i,t}^{EVs} - y_{i,t-1}^{EVs} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.32)$$

$$\chi_{i,v,1}^{EV} = x_{i,v,1}^{EV} \quad (5.33)$$

$$\chi_{i,v,t}^{EV} = x_{i,v,t}^{EV} - x_{i,v,t-1}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N, v \in \Omega^{EV}, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.34)$$

As restrições (5.21) e (5.22) representam, respetivamente, a capacidade de carregadores rápidos / lentos no nó i , no estágio t , no cenário s . As restrições (5.23) e (5.24) exigem que a demanda de carregamento rápido e lento dos VEs plugáveis seja fornecido pela capacidade instalada de carregadores rápidos e lentos existentes na rede. A restrição (5.25) requer a instalação da infraestrutura para a construção das ECVE. Note que o número total de carregadores rápidos e lentos que podem ser instalados nos nós não pode exceder a capacidade limite dos terrenos disponíveis. O conjunto de restrições (5.26)–(5.28) garantem que nem carregadores rápidos, nem carregadores lentos, nem ECVE possam ser removidos de um estágio para outro, enquanto (5.29)–(5.34) calculam os número de novos carregadores rápidos e lentos, e novos terrenos comprados em cada estágio.

5.3.12 Restrições de investimento em infraestrutura para a troca de baterias

O conjunto de restrições (5.35)–(5.41) compreende o investimento em infraestrutura para as estações de troca de baterias.

$$\mathcal{P}_{i,t}^{TB} \leq \sum_{v \in \Omega^{EV}} \bar{P}_{i,v}^{TB} x_{i,v,t}^{EV} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T \quad (5.35)$$

$$P_{i,t,s}^{TB^r} + P_{i,t,s}^{TB^v} \leq \mathcal{P}_{i,t}^{TB} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.36)$$

$$P_{i,t,s}^{TB^c} \leq \mathcal{P}_{i,t}^{TB} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T, s \in \Omega^S \quad (5.37)$$

$$\sum_{s \in \Omega^S | block(s)=b} \Delta_s^T \left[\eta^{TB^c} P_{i,t,s}^{TB^c} - \left(\frac{1}{\eta^{TB^d}} \right) (P_{i,t,s}^{TB^v} + P_{i,t,s}^{TB^r}) \right] = 0 \quad \forall i \in \Omega^N, b \in \{1, \dots, 4\}, t \in \Omega^T \quad (5.38)$$

$$\mathcal{P}_{i,t}^{TB} \geq \mathcal{P}_{i,t-1}^{TB} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.39)$$

$$\psi_{i,1}^{TB} = \mathcal{P}_{i,1}^{TB} \quad \forall i \in \Omega^N \quad (5.40)$$

$$\psi_{i,t}^{TB} = \mathcal{P}_{i,t}^{TB} - \mathcal{P}_{i,t-1}^{TB} \quad \forall i \in \Omega^N, t \in \Omega^T | t > 1 \quad (5.41)$$

A restrição (5.35) garante que o investimento em capacidade de baterias para a troca de baterias seja maior ou igual que os requisitos dos usuários de VEs plugáveis que têm contrato para receber esse serviço. A restrição (5.36) garante que a somatória da energia vendida à rede e aos usuários de VEs plugáveis no nó i , estágio t , cenário s , seja menor ou igual que a energia disponível no estacionamento de troca de baterias no nó i , estágio t , cenário s . A restrição (5.37) garante que a energia comprada pelas estações de troca de baterias seja menor que a capacidade de baterias para a troca de baterias. A restrição (5.38) define a função de transição das estações de troca de baterias a ser realizada em cada bloco, ou seja, a energia só pode ser trocada (armazenada, vendida aos usuários de VEs plugáveis, ou injetada à rede) entre os cenários do mesmo bloco (primavera, verão, outono e inverno) em cada estágio. A restrição (5.39) garante que a capacidade instalada para a troca de baterias dos VEs plugáveis não seja removida de um estágio para outro, enquanto (5.40) e (5.41) calculam a nova capacidade de troca de baterias instaladas em cada estágio.

5.4 MODELO COMPLETO

O parâmetro Γ é utilizado para ponderar a função objetivo de cada agente. Esse parâmetro é varia entre 0 e 1, começando com $\Gamma = 0,001$ e terminando com $\Gamma = 0,999$. O modelo linearizado resultante é apresentado em (5.42)–(5.56).

$$\text{minimizar} \left\{ \left[\Gamma \sum_{t \in \Omega^T} (CI_t^{REDE} + CO_t^{REDE}) \right] + \left[(1 - \Gamma) \sum_{t \in \Omega^T} (CI_t^{ECVE} + CO_t^{ECVE}) \right] \right\} \quad (5.42)$$

$$CI_t^{REDE} = \frac{\delta_{|\Omega^T|-t+1}^F}{(1 + \alpha)^{\delta_t^I}} \left\{ \sum_{ij \in \Omega^C} \sum_{a \in \Omega^L} (v_{a,a}^L l_{ij} \chi_{ij,a,t}^L + v_a^{RT} \chi_{ij,a,t}^{RT}) \right. \\ \left. + \sum_{i \in \Omega^N} [(J^{BC} \chi_{i,t}^{BC} + v^{BC} \psi_{i,t}^{BC})] \right\} \quad (5.43)$$

$$CO_t^{REDE} = \frac{1}{(1 + \alpha)^{\delta_t^I}} \left[\frac{(1 + \alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)} - 1}{\alpha(1 + \alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)}} \right] \sum_{s \in \Omega^S} \left[\sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^E \Delta_s^T P_{i,t,s}^{SS} \right. \\ \left. + \sum_{i \in \Omega^N} \sum_{q \in \Omega^G} \varsigma_q^{GS} \Delta_s^T P_{i,q,t,s}^{GS} \right. \\ \left. + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma^{PV} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{PV} + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma^{WT} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{WT} + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma^{BB} \Delta_s^T P_{i,t,s}^{BB^d} \right] \quad (5.44)$$

$$CI_t^{ECVE} = \frac{\delta_{|\Omega^T|-t+1}^F}{(1 + \alpha)^{\delta_t^I}} \left\{ \sum_{i \in \Omega^N} \sum_{\vartheta \in \Omega^V} J_{i,\vartheta}^{ECVE} \chi_{i,\vartheta,t}^{ECVE} + \sum_{i \in \Omega^N} [(v^{CR} \psi_{i,t}^{CR} + v^{CL} \psi_{i,t}^{CL} + v^{BB} \psi_{i,t}^{BB})] \right\} \quad (5.45)$$

$$CO_t^{ECVE} = \frac{1}{(1 + \alpha)^{\delta_t^I}} \left[\frac{(1 + \alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)} - 1}{\alpha(1 + \alpha)^{(\delta_t^F - \delta_t^I)}} \right] \sum_{s \in \Omega^S} \left[\sum_{i \in \Omega^N} \varsigma_s^{ECVE} \Delta_s^T (P_{i,t,s}^{VE^f} + P_{i,t,s}^{VE^s} + P_{i,t,s}^{ETB^c}) \right. \\ \left. - \sum_{i \in \Omega^N} \Delta_s^T (\varsigma^f P_{i,t,s}^{CR} + \varsigma^s P_{i,t,s}^{CL} + \varsigma^{ETB^v} P_{i,t,s}^{ETB^v} + \varsigma_s^{ETB^r} P_{i,t,s}^{ETB^r}) + \sum_{i \in \Omega^N} \varsigma^d \Delta_s^T P_{i,t,s}^{ETB^c} \right] \quad (5.46)$$

Sujeito a:

Operação em regime permanente da rede de distribuição

$$(4.4), (4.4), (4.6) - (4.20) \quad (5.47)$$

Limites operacionais do sistema de distribuição

$$(4.21) - (4.25) \quad (5.48)$$

Investimento em substituição de condutores sobrecarregados

$$(4.26) - (4.29) \quad (5.49)$$

Investimento em reguladores de tensão

$$(4.30) - (4.35) \quad (5.50)$$

Investimento em bancos de capacitores

(4.36)–(4.49) (5.51)

Operação de geração distribuída despachável

(5.9)–(5.12) (5.52)

Operação de sistemas de geração PV

(5.13)–(5.16) (5.53)

Operação de sistemas de geração WT

(5.17)–(5.20) (5.54)

Investimento em infraestrutura para o carregamento de veículos elétricos

(5.21)–(5.34) (5.55)

Investimento em infraestrutura para a troca de baterias dos veículos elétricos

(5.35)–(5.41) (5.56)

5.5 TESTES E RESULTADOS

O modelo matemático proposto para abordar o problema de PSDEE e ECVE com proprietários independentes foi escrito na linguagem de programação AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003), e resolvido usando o revolvedor CPLEX v20.1.0 (IBM, 2018). As simulações foram realizadas em um computador com processador Intel® Core™ i7–8700 de 3,20 GHz e 32 GB de RAM.

Os testes foram executados usando o sistema de distribuição de 69 nós, o qual é constituído por 1 nó de subestação, 66 nós de carga, 2 nós de transferência e 68 circuitos. Esse sistema foi adaptado de (BARAN; WU, 1989). Considera-se que, inicialmente, todos os circuitos do sistema teste estão construídos com condutores do tipo I. A tensão nominal do sistema é de 13,20 kV. Os limites de magnitude de tensão inferior e superior são 0,95 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente. O horizonte de planejamento é de seis anos, dividido em três períodos de dois anos. A demanda do sistema é estimada considerando um crescimento médio por estágio de 5%. A taxa de juros anual usada para trazer os custos para valor presente é de 10%. O número de blocos usados na linearização por partes é $\Lambda = 10$. Para analisar o impacto de considerar incerteza na taxa de adoção de VEs plugáveis no PSDEE, consideram-

se três cenários de adoção de VEs plugáveis ($N = 3$), cenário pessimista, cenário conservador e cenário otimista.

No cenário pessimista, considera-se que 1.000 VEs plugáveis são considerados no ano inicial do horizonte de planejamento. Além disso, considera-se uma taxa de incremento de VEs plugáveis adotados de 3% por estágio. Finalmente considera-se que a probabilidade de ocorrência desse cenário é de 30%

No cenário conservador, considera-se que 1.500 VEs plugáveis são adotados no ano inicial do horizonte de planejamento. Ainda, considera-se uma taxa de incremento de VEs plugáveis adotados de 5% por estágio, e a probabilidade de ocorrência desse cenário é de 40%

No cenário otimista, considera-se que 2.000 VEs plugáveis são adotados no ano inicial. Igualmente, considera-se uma taxa de crescimento da adoção de VEs plugáveis de 8% por estágio. A probabilidade de ocorrência desse cenário é de 30 %.

Três casos de estudo são propostos para avaliar a abordagem proposta.

- No Caso de estudo I, o problema de PSDEE e ECVE é desenvolvido sem considerar as estações de troca de baterias e sem considerar a possibilidade de injeção de potência à rede através das estações de troca de baterias.
- No Caso de estudo II, o problema de PSDEE e ECVE é desenvolvido considerando as estações de troca de baterias, porém, sem considerar a possibilidade de injeção de potência à rede através das ECVE.
- No Caso de estudo III, o problema de PSDEE e ECVE é desenvolvido considerando as estações de troca de baterias e considerando a possibilidade de injeção de potência à rede através das estações de troca de baterias.

Para os três casos de estudo, o parâmetro Γ é variado com os valores: $\Gamma = 0,001$, $\Gamma = 0,5$ e $\Gamma = 0,999$. Lembre-se que o parâmetro Γ é usado para dar um peso ao objetivo de cada agente no problema global. O intuito de variar Γ é determinar os locais que são mais interessantes para cada agente para a instalação das ECVE. Visto que, lugares que são interessantes para a empresa de distribuição, porque o impacto no custo de planejamento é baixo, podem não o ser para o proprietário das

ECVE porque o custo dos terrenos é caro, e vice-versa. Assim, com $\Gamma = 0,001$ o modelo da prioridade ao objetivo do proprietário dos ECVE, ou seja, independente do impacto na rede, os ECVE serão instalados nos nós do sistema onde os terrenos são mais baratos. Com $\Gamma = 0,5$ o modelo corresponde a uma abordagem centralizada, os ECVE serão instalados onde seja mais conveniente para ambos proprietários. Com $\Gamma = 0,999$ o modelo prioriza o objetivo da distribuidora, ou seja, os ECVE são instalados nos nós onde causem menor impacto no custo de planejamento da rede.

Os detalhes técnicos e econômicos das alternativas de investimento consideradas nos quatro casos de estudos estão disponíveis nos anexos desse documento.

5.5.1 Caso de estudo I. Sem considerar estações de troca de baterias e sem considerar a possibilidade de injetar potência à rede através das estações de troca de baterias

No Caso de estudo I, o problema de PSDEE e ECVE é resolvido sem considerar as estações de troca de baterias e sem considerar a possibilidade de injeção de potência à rede através das ECVE. Os resultados obtidos para cada valor de Γ são como segue.

5.5.1.1 Resultados para o Caso de estudo I e $\Gamma = 0,001$

A estratégia de planejamento para cada agente, em cada estágio, é como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 06-07, 07-08, 08-09, 09-10 e 10-11 por um condutor do tipo III, e substituir o condutor dos circuitos: 05-06 e 11-12 por um condutor do tipo II. Instalar um RT do tipo III no circuito 07-08, e um RT do tipo I nos circuitos 14-15, 23-24, 53-54 e 61-62. Instalar quatro BCs de 300 kVAR nos nós 19, 52 e 60, e instalar três BCs de 300 kVAR no nó 69.

Estágio 2: não instala nada.

Estágio 3: instalar um BC de 300 kVAR no nó 69.

Proprietário das estações de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar 28 carregadores lentos no nó 27, 10 no nó 35, 30 no nó 46, 38 no nó 65, e 53 no nó 69. Instalar 12 carregadores rápidos no nó 27, 10 no nó 35, 32 no nó 46, 27 no nó 65 e 12 no nó 69.

Estágio 2: Instalar nove carregadores lentos no nó 23, vinte e seis no nó 27 e três no nó 35. Instalar um carregador rápido no nó 23, dois no nó 27 e dezenove no nó 35.

Estágio 3: Instalar quinze carregadores lentos no nó 23, doze carregadores lentos no nó 35, seis carregadores lentos no nó 41 e cinco carregadores lentos no nó 67. Instalar treze carregadores rápidos no nó 35 e nove carregadores rápidos no nó 67.

Os resultados obtidos para o caso I e $\Gamma = 0,001$ são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo I com $\Gamma = 0,001$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	365,716,0	-	1,137,7	366,853,8
Custo de condutores (US\$):	157,732,0	-	-	157,732,0
Custo de BC (US\$) :	93,510,0	-	1,137,7	94,647,7
Custo de RT (US\$) :	114,474,0	-	-	114,474,0
Custo Ope. Rede (US\$):	10,769,216,7	8,612,421,5	6,925,468,8	26,307,107,0
Custo Inv. ECVE (US\$):	724,634,4	91,803,8	37,815,5	854,253,7
Custo dos Terrenos (US\$):	73,934,4	13,769,7	8,313,1	96,017,2
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	292,950,0	34,933,8	13,207,5	341,091,3
Cst. Carr. Lent.(US\$):	357,750,0	43,100,1	16,294,9	417,145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	-	-	-	-
Custo Ope. ECVE (US\$):	-1,244,130,7	-1,116,621,5	-977,317,9	-3,338,070,3
Comp. Ene. na Rede (US\$)	1,122,838,2	1,007,604,7	881,802,8	3,012,245,8
Venda total energia (US\$)	2,366,969,0	2,124,226,3	1,859,120,7	6,350,316,1
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	-	-	-	-

Fonte: Próprio autor

O fato de que o custo de operação das ECVE seja negativo significa lucro para o proprietário das ECVE

5.5.1.2 Resultados para o Caso de estudo I e $\Gamma = 0,5$

Os resultados do caso de estudo I e $\Gamma = 0,5$ são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo I com $\Gamma = 0,5$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	331.309,7	9.098,8	2.275,5	342.684,1
Custo de condutores (US\$):	137.611,7	9.098,8	-	146.710,5
Custo de BC (US\$) :	76.590,0	-	2.275,5	78.865,5
Custo de RT (US\$) :	117.108,0	-	-	117.108,0
Custo Ope. Rede (US\$):	10.252.554	8.234.860,3	6.643.246,5	25.130.661,8

Custo Inv. ECVE (US\$):	825.905,1	98.497,0	37.062,1	961.464,3
Custo dos Terrenos (US\$):	175.205,1	20.463,0	7.559,7	203.227,8
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	292.950,0	34.933,8	13.207,5	341.091,3
Cst. Carr. Lent.(US\$):	357.750,0	43.100,1	16.294,9	417.145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	-	-	-	-
Custo Ope. ECVE (US\$):	-1.244.130	-1.116.621,5	-977.317,9	-3.338.070,3
Comp. Ene. na Rede (US\$)	1.122.838	1.007.604,7	881.802,8	3.012.245,8
Venda total energia (US\$)	2.366.969	2.124.226,3	1.859.120,7	6.350.316,1
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	-	-	-	-

Fonte: Próprio autor

A estratégia de planejamento para cada etapa é como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 08-09, 09-10 e 10-11 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 07-08, 14-15, 23-24, 53-54 e 61-62. Instalar quatro BCs de 300 kVAr nos nós 19 e 60, instalar um BC de 300kVAr nos nós 35 e 52, e instalar dois BCs no nó 69.

Estágio 2: substituir o condutor dos circuitos: 11-12 por um condutor do tipo III.

Estágio 3: Instalar dois BCs de 300 kVAr no nó 52.

Proprietário das estações de carregamento de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar 49 carregadores lentos no nó 35, vinte e um no nó 41, trinta e um no nó 46, vinte e um no nó 50, seis no nó 65 e trinta e um no nó 69. Instalar dois carregadores rápidos no nó 47 e sete carregadores rápidos no nó 62. Instalar dezesseis no nó 04, treze no nó 30, dezoito no nó 35, dezesseis no nó 37, seis no nó 46, oito no nó 50, um no nó 65 e quinze carregadores rápidos no nó 69.

Estágio 2: Instalar quatro carregadores lentos no nó 30, cinco no nó 46, dez no nó 65 e dezenove no nó 19. Instalar nove carregadores rápidos no nó 04, quatro no nó 30, nove no nó 46.

Estágio 3: Instalar três carregadores lentos no nó 08, vinte e um carregadores lentos no nó 52 e quatorze carregadores lentos no nó 65. Instalar dez carregadores rápidos no nó 08, onze carregadores rápidos no nó 46 e um carregador rápido no nó 65.

5.5.1.3 Resultados para o Caso de estudo I e $\Gamma = 0,999$

A estratégia de planejamento para cada agente, em cada etapa, é como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 08-09, 09-10 e 10-11 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 07-08, 14-15, 23-24, 53-54 e 61-62. Instalar quatro BCs de 300 kVAr nos nós 19 e 60, instalar um BC de 300kVAr nos nós 35 e 52, e instalar dois BCs no nó 69.

Estágio 2: substituir o condutor dos circuitos: 11-12 por um condutor do tipo III.

Estágio 3: Instalar dois BCs de 300 kVAr no nó 52.

Proprietário das estações de carregamento de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar quarenta e nove carregadores lentos no nó 35, vinte e um no nó 41, trinta e um no nó 46, vinte e um no nó 50, seis no nó 65 e trinta e um no nó 69. Instalar dois carregadores rápidos no nó 47 e sete no nó 62. Instalar dezesseis no nó 04, treze no nó 30, dezoito no nó 35, dezesseis no nó 37, seis no nó 46, oito no nó 50, um no nó 65 e quinze carregadores rápidos no nó 69.

Estágio 2: Instalar quatro carregadores lentos no nó 30, cinco no nó 46, dez no nó 65 e dezenove no nó 19. Instalar nove carregadores rápidos no nó 04, quatro no nó 30, e nove no nó 46.

Estágio 3: Instalar três carregadores lentos no nó 08, vinte e um carregadores lentos no nó 52 e quatorze carregadores lentos no nó 65. Instalar dez carregadores rápidos no nó 08, onze carregadores rápidos no nó 46 e um no nó 65.

Os resultados obtidos para o caso I e $\Gamma = 0,999$ são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo I com $\Gamma = 0,999$

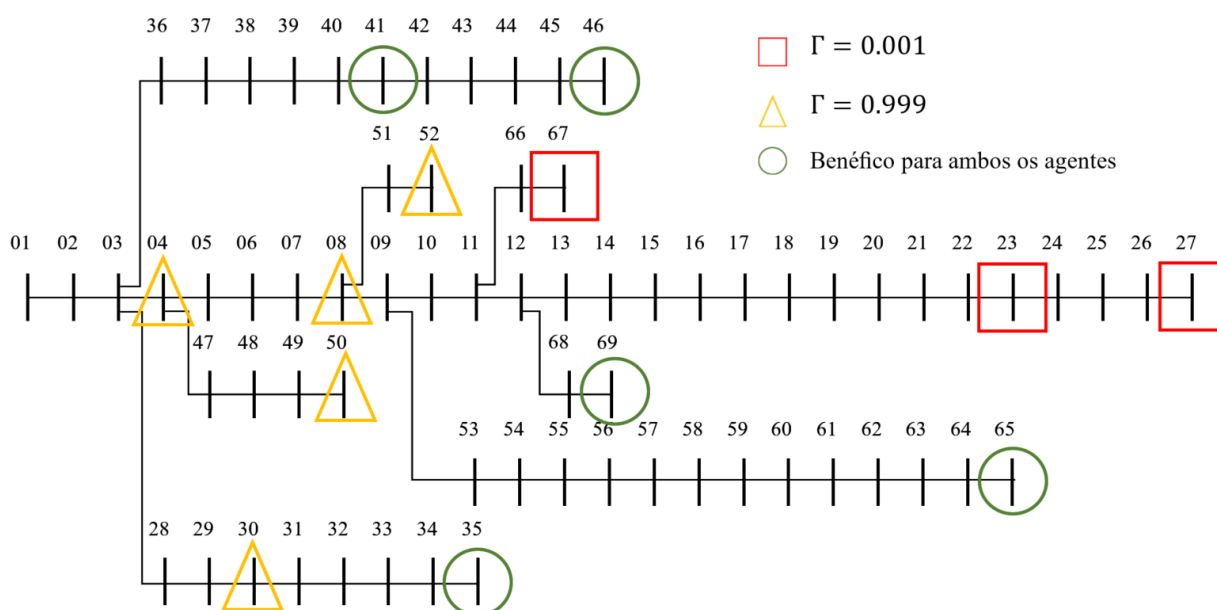
	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	331.309,7	9.098,8	2.275,5	342.684,1
Custo de condutores (US\$):	137.611,7	9.098,8	-	146.710,5
Custo de BC (US\$) :	76.590,0	-	2.275,5	78.865,5
Custo de RT (US\$) :	117.108,0	-	-	117.108,0
Custo Ope. Rede (US\$):	10.252.554,9	8.234.860,3	6.643.246,5	25.130.661,8

Custo Inv. ECVE (US\$):	825.905,1	98.497,0	37.062,1	961.464,3
Custo dos Terrenos (US\$):	175.205,1	20.463,0	7.559,7	203.227,8
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	292.950,0	34.933,8	13.207,5	341.091,3
Cst. Carr. Lent.(US\$):	357.750,0	43.100,1	16.294,9	417.145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	-	-	-	-
Custo Ope. ECVE (US\$):	-1.244.130,7	-1.116.621,5	-977.317,9	-3.338.070,3
Comp. Energia na Rede (US\$)	1.122.838,2	1.007.604,7	881.802,8	3.012.245,8
Venda total energia (US\$)	2.366.969,0	2.124.226,3	1.859.120,1	6.350.316,1
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	-	-	-	-

Fonte: Próprio autor

A Figura 15 mostra a melhor localização para instalas as ECVEs considerando as condições estabelecidas para o Caso I, e para os diferentes valores de Γ

Figura 15 – Localização das estações de carregamento de veículos elétricos para o caso de estudo I



Fonte: adaptado de Baran e Wu (1989)

5.5.2 Caso de estudo II. Considerando as estações de troca de baterias e sem considerar a possibilidade de injetar potência à rede através das estações de troca de baterias

No Caso de estudo II, o problema de PSDEE e ECVE é resolvido considerando as estações de troca de baterias, mas sem considerar a possibilidade de injeção de potência à rede através das ECVE. Os resultados obtidos para cada valor de Γ são apresentados a seguir.

5.5.2.1 Resultados para o Caso de estudo II e $\Gamma = 0,001$

Os resultados obtidos para o caso II e $\Gamma = 0,001$ são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo II com $\Gamma = 0,001$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	369.273,6	9.838,9	1.366,3	380.478,9
Custo de condutores (US\$):	132.177,6	-	1.366,3	133.543,9
Custo de BC (US\$) :	100.470,0	-	-	100.470,0
Custo de RT (US\$) :	136.626,0	9.838,9	-	146.464,9
Custo Ope. Rede (US\$):	10.702.657,4	8.521.067,5	6.796.686,6	26.020.411,6

Custo Inv. ECVE (US\$):	673.990,5	87.908,9	34.454,8	796.354,4
Custo dos Terrenos (US\$):	82.197,1	17.132,6	4.479,6	103.809,5
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	226.800,0	26.994,3	10.205,8	264.000,1
Cst. Carr. Lent.(US\$):	357.750,0	43.100,1	16.294,9	417.145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	7.243,3	681,7	3.474,4	11.399,6
Custo Ope. ECVE (US\$):	-1.410.788,5	-1.266.164,7	-1.111.489,9	-3.788.443,2
Comp. Energia na Rede (US\$)	1.074.912,1	964.609,0	840.875,2	2.880.396,3
Venda total energia (US\$)	2.497.183,3	2.241.078,1	1.961.383,0	6.699.644,5
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	11.482,7	10.304,3	9.017,8	30.804,9

Fonte: Próprio autor

As estratégias de planejamento para cada agente, em cada etapa, são as seguintes:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 08-09, 10-11 e 11-12 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 07-08, 14-15, 31-32, 41-42, 53-54, 61-62 e 12-68. Instalar três BCs de 300 kVAr nos nós 19 e 69, dois BCs de 300 kVAr no nó 35 e quatro BCs de 300 kVAr nos nós 52 e 60.

Estágio 2: Instalar um RT do tipo I no circuito 23-24. Instalar um BC de 300 kVAr nos nós 22 e 60.

Estágio 3: substituir o condutor do circuito: 02-03 por um condutor do tipo III.

Proprietário das estações de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar trinta carregadores lentos no nó 27, sete no nó 35, um no nó 37, catorze no nó 46, cinquenta e quatro no nó 65 e cinquenta e três no nó 69. Instalar seis carregadores rápidos no nó 27, trinta e três no nó 35, sete no nó 41, três no nó 46, onze no nó 65 e doze no nó 69.

Estágio 2: Instalar um carregador lento no nó 27, vinte e sete carregadores lentos no nó 35 e dez carregadores lentos no nó 46. Instalar doze carregadores rápidos no nó 27, três carregadores rápidos no nó 46 e dois carregadores rápidos no nó 67.

Estágio 3: Instalar doze carregadores lentos no nó 27, vinte carregadores lentos no nó 46 e seis carregadores lentos no nó 67. Instalar quatro carregadores rápidos no nó 46 e treze carregadores rápidos no nó 67.

5.5.2.2 Resultados para o Caso de estudo II e $\Gamma = 0,5$

A estratégia de planejamento para cada agente, em cada etapa, é como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 09-10, 10-11 e 11-12 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 07-08, 14-15, 23-24, 31-32, 53-54 e 61-62. Instalar quatro BCs de 300 kVAr nos nós 19 e 60, um BC de 300 kVAr nos nós 35 e 69, e dois BCs no nó 52.

Estágio 2: Instalar um RT do tipo I no circuito 41-42. Instalar um BC de 300 kVAr no nó 46.

Estágio 3: substituir o condutor do circuito 08-09 por um condutor do tipo III. Instalar dois BCs de 300 kVAr no nó 69.

Proprietário das estações de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar doze carregadores lentos no nó 30, vinte e cinco carregadores lentos no nó 35, vinte carregadores lentos no nó 41, cinquenta e sete carregadores lentos no nó 46, dezessete carregadores lentos no nó 50 e vinte e oito carregadores

lentos no nó 69. Instalar vinte e cinco carregadores rápidos no nó 04, dois carregadores rápidos no nó 30, quinze carregadores rápidos no nó 35, dezesseis carregadores rápidos no nó 37, um carregador rápido no nó 41, quatro carregadores rápidos no nó 46 e nove no nó 69.

Estágio 2: Instalar um carregador lento nos nós 30 e 69, treze carregadores lentos no nó 35, doze carregadores lentos no nó 50 e onze carregadores lentos no nó 52. Instalar nove carregadores rápidos no nó 08, cinco carregadores rápidos no nó 30, um carregador rápido nos nós 46 e 52, e 69.

Estágio 3: Instalar dez carregadores lentos no nó 08, um carregador lento nos nós 30 e 52, seis carregadores lentos no nó 35 e vinte carregadores lentos no nó 69. Instalar três carregadores rápidos no nó 08, oito no nó 35 e seis no nó 69.

Os resultados obtidos para o caso II e $\Gamma = 0.5$ são apresentados na Tabela 20

Tabela 20 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo II com $\Gamma = 0,5$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	334.887,5	13.347,4	5.033,7	353.268,7
Custo de condutores (US\$):	141.189,5	-	2.758,1	143.947,7
Custo de BC (US\$) :	76.590,0	3.508,5	2.275,5	82.374,0
Custo de RT (US\$) :	117.108,0	9.838,9	-	126.946,9
Custo Ope. Rede (US\$):	10.163.981,8	8.152.952,4	6.593.932,8	24.910.867,1
Custo Inv. ECVE (US\$):	769.550,3	102.572,3	32.855,2	904.977,9
Custo dos Terrenos (US\$):	168.859,7	28.930,0	5.659,2	203.449,1
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	226.800,0	26.994,3	10.205,8	264.000,1
Cst. Carr. Lent.(US\$):	357.750,0	43.100,1	16.294,9	417.145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	16.140,6	3.547,7	695,2	20.383,6
Custo Ope. ECVE (US\$):	-1.413.838,0	-1.269.944,1	-1.111.489,9	-3.795.272,1
Comp. Energia na Rede (US\$)	1.071.862,5	960.829,6	840.875,2	2.873.567,4
Venda total energia (US\$)	2.497.183,3	2.241.078,1	1.961.383,0	6.699.644,5
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	11.482,7	10.304,3	9.017,8	30.804,9

Fonte: Próprio autor

5.5.2.3 Resultados para o Caso de estudo II e $\Gamma = 0,999$

Os resultados obtidos para o caso II e $\Gamma = 0,999$ são apresentados na

Tabela 21. A Figura 16 mostra a melhor localização para instalas as ECVEs considerando as condições estabelecidas para o caso de estudo I, e para os diferentes valores de Γ

Tabela 21 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo II com $\Gamma = 0,999$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	334.887,5	13.347,4	5.033,7	353.268,7
Custo de condutores (US\$):	141.189,5	-	2.758,1	143.947,7
Custo de BC (US\$) :	76.590,0	3.508,5	2.275,5	82.374,0
Custo de RT (US\$) :	117.108,0	9.838,9	-	126.946,9
Custo Ope. Rede (US\$):	10.163.544,5	8.152.925,6	6.593.890,3	24.910.360,4
Custo Inv. ECVE (US\$):	773.131,0	104.334,1	32.890,1	910.355,3
Custo dos Terrenos (US\$):	168.859,7	28.930,0	5.659,2	203.449,1
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	226.800,0	26.994,3	10.205,8	264.000,1
Cst. Carr. Lent.(US\$):	357.750,0	43.100,1	16.294,9	417.145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	19.721,3	5.309,5	730,0	25.760,9
Custo Ope. ECVE (US\$):	-1.414.999,9	-1.269.944,1	-1.111.449,6	-3.796.393,6
Comp. Ene na Rede (US\$)	1.070.700,6	960.829,6	840.915,5	2.872.445,8
Venda total energia (US\$)	2.497.183,3	2.241.078,1	1.961.383,0	6.699.644,5
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	11.482,7	10.304,3	9.017,8	30.804,9

Fonte: Próprio autor

A estratégia de planejamento para cada agente são como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 09-10, 10-11 e 11-12 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 07-08, 14-15, 23-24, 31-32, 53-54 e 61-62. Instalar quatro BCs de 300 kVAr nos nós 19 e 60, um BC de 300 kVAr nos nós 35 e 69, e dois no nó 52.

Estágio 2: Instalar um RT do tipo I no circuito 41-42. Instalar um BC de 300 kVAr no nó 46.

Estágio 3: substituir o condutor do circuito 08-09 por um condutor do tipo III. Instalar dois BCs de 300 kVAr no nó 69.

Proprietário das estações de veículos elétricos

Estágio 2: Instalar um carregador lento nos nós 30 e 60, treze carregadores lentos

Estágio 3: Instalar dez carregadores lentos no nó 08, um carregador lento nos nós

Figura 16 – Localização das estações de carregamento de veículos elétricos



No Caso de estudo III, o problema de PSDEF e ECVE é resolvido considerando

através das estações de troca de baterias. Os resultados obtidos para cada valor de Γ são apresentados a seguir.

5.5.3.1 Resultados para o Caso de estudo III e $\Gamma = 0,001$

A estratégia de planejamento para cada agente, em cada etapa, é como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 07-08, 08-09, 09-10, 10-11 e 11-12 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo III no circuito 07-08, um RT do tipo I nos circuitos 14-15, 53-54 e 61-62. Instalar dois BCs de 300 kVAr no nó 19, instalar um BC de 300 kVAr nos nós 35, 46 e 69, e instalar quatro BCs no nó 40.

Estágio 2: não instala nada.

Estágio 3: não instala nada.

Proprietário das estações de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar dezenove carregadores lentos no nó 4, nove carregadores lentos no nó 08, dezenove carregadores lentos no nó 30, vinte e cinco carregadores lentos no nó 35, quatro carregadores lentos no nó 37, quinze carregadores lentos no nó 41, trinta e quatro carregadores lentos no nó 46, onze carregadores lentos no nó 50, vinte e um carregadores lentos no nó 52 e dois carregadores lentos no nó 67. Instalar três carregadores rápidos nos nós 04 e 08, instalar dois carregadores rápidos no nó 30, instalar doze carregadores rápidos no nó 37, instalar seis carregadores rápidos no nó 41, instalar vinte e oito carregadores rápidos no nó 46 e dezoito carregadores rápidos no nó 50. Instalar uma capacidade de 1092 kW para a troca de baterias no nó 04, uma capacidade de 650 kW para a troca de baterias no nó 08, uma capacidade de 877 kW para a troca de baterias no nó 30, uma capacidade de 600 kW para a troca de baterias no nó 35, uma capacidade de 672 kW para a troca de baterias no nó 37, uma capacidade de 862 kW para a troca de baterias no nó 41, uma capacidade de 1297 kW para a troca de baterias no nó 46, uma capacidade de 1090 kW para a troca de baterias no nó 50, uma capacidade de 1032 kW para a troca de baterias no nó 52, uma capacidade de 750 kW para a troca de baterias no nó 67 e uma capacidade de 255 kW para a troca de baterias no nó 69

Estágio 2: Instalar quatro carregadores lentos nos nós 35 e 54, instalar treze carregadores lentos no nó 67, e instalar dezessete carregadores lentos no nó 69. Instalar três carregadores rápidos no nó 04 e sete carregadores rápidos nos nós 08 e 35. Instalar uma capacidade de 255 kW para a troca de baterias no nó 08, uma capacidade de 210 kW para a troca de baterias no nó 35 e uma capacidade de 212 kW no nó 54.

Estágio 3: Instalar vinte carregadores lentos no nó 35, três carregadores lentos no nó 54, instalar um carregador lento no nó 65 e catorze carregadores lentos no nó 69. Instalar onze carregadores rápidos no nó 35, quatro carregadores rápidos no nó 54 e dois no nó 69. Instalar uma capacidade de 297 kW para a troca de baterias no nó 35, uma capacidade de 550 kW no nó 54, e uma capacidade de 210 kW nos nós 65 e 69.

Os resultados para o caso III e $\Gamma = 0,001$ são apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo III com $\Gamma = 0,001$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	320.513,3	-	-	320.513,3
Custo de condutores (US\$):	166.877,3	-	-	166.877,3
Custo de BC (US\$) :	58.680,0	-	-	58.680,0
Custo de RT (US\$) :	4.956,0	-	-	94.956,0
Custo Ope. Rede (US\$):	11.707.573,9	9.510.837,1	7.658.718,0	28.877.129,1
Custo Inv. ECVE (US\$):	854.036,1	81.374,0	33.800,8	969.210,9
Custo dos Terrenos (US\$):	230.942,7	9.846,1	6.285,9	247.074,7
Cst. Carr. Rápido. (US\$):	226.800,0	26.994,3	10.205,8	264.000,1
Cst. Carr. Lento (US\$):	357.750,0	43.100,1	16.294,9	417.145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	38.543,4	1.433,3	1.014,1	40.990,9
Custo Ope. ECVE (US\$):	-2.070.665,7	-1.786.317,5	-1.500.659,5	-5.357.642,8
Comp. Ene. na Rede (US\$)	2.678.793,7	2.234.613,0	1.836.374,2	6.749.781,0
Venda total energia (US\$)	4.924.625,7	4.160.467,1	3.445.954,8	12.531.047,6
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	175.166,2	139.536,5	108.921,0	423.623,7

Fonte: Próprio autor

5.5.3.2 Resultados para o Caso de estudo III e $\Gamma = 0,5$

Os resultados do caso de estudo III e $\Gamma = 0,5$ são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Custo de planejamento para ambos os proprietários Caso III com $\Gamma = 0,5$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	344.857,7	3.009,4	3.440,0	351.307,2
Custo de condutores (US\$):	137.611,7	-	3.440,0	141.051,7
Custo de BC (US\$) :	70.620,0	3.009,4	-	73.629,4
Custo de RT (US\$) :	136.626,0	-	-	136.626,0
Custo Ope. Rede (US\$):	10.126.491,6	8.150.055,2	6.543.401,6	24.819.948,6

Custo Inv. ECVE (US\$):	812.760,3	91.350,0	32.582,5	936.692,9
Custo dos Terrenos (US\$):	201.482,0	20.623,5	6.081,7	228.187,3
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	226.800,0	26.994,3	10.205,8	264.000,1
Cst. Carr. Lent.(US\$):	357.750,0	43.100,1	16.294,9	417.145,1
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	26.728,3	631,9	-	27.360,2
Custo Ope. ECVE (US\$):	-1.468.048,8	-1.305.592,6	-1.138.862,0	-3.912.503,5
Comp. Ene na Rede (US\$)	1.173.728,5	1.030.210,5	899.167,7	3.103.106,8
Venda total energia (US\$)	2.664.416,3	2.353.652,9	2.053.246,2	7.071.315,4
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	22.638,8	7.849,7	15.216,4	55.705,0

Fonte: Próprio autor

A estratégia de planejamento para cada agente, em cada etapa, é como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 08-09, 09-10 e 10-11 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 07-08, 14-15, 23-24, 31-32, 41-42, 53-54 e 61-62. Instalar três BCs de 300 kVAr no nó 19, instalar um BC nos nós 35 e 46, instalar dois BCs no nó 52 e quatro BC no nó 60.

Estágio 2: Instalar um BC de 300 kVAr no nó 52.

Estágio 3: substituir o condutor dos circuitos: 11-12 por um condutor do tipo III.

Proprietário das estações de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar cinco carregadores lentos no nó 23, dezoito carregadores lentos no nó 30, trina e quatro carregadores lentos no nó 35, vinte carregadores lentos no nó 41, vinte e quatro carregadores lentos no nó 46, vinte e nove carregadores lentos no nó 50, catorze carregadores lentos no nó 65 e quinze carregadores lentos no nó 69. Instalar vinte e cinco carregadores rápidos no nó 04, três no nó 30, treze no nó 35, dezesseis no nó 37, um nos nós 41 e 65, onze no nó 46 e dois no nó 69. Instalar

uma capacidade de 1092 kW para a troca de baterias no nó 04, uma capacidade de 280 kW para a troca de baterias no nó 23, uma capacidade de 340 kW para a troca de baterias no nó 27, uma capacidade de 877 kW para a troca de baterias no nó 30, uma capacidade de 323 kW para a troca de baterias no nó 35, uma capacidade de 672 kW para a troca de baterias no nó 37, uma capacidade de 862 kW para a troca de baterias no nó 41, uma capacidade de 159 kW para a troca de baterias no nó 46, uma capacidade de 1090 kW para a troca de baterias no nó 50, uma capacidade de 600 kW para a troca de baterias no nó 65 e uma capacidade de 69 kW para a troca de baterias no nó 69.

Estágio 2: Instalar três carregadores lentos no nó 08, catorze carregadores lentos no nó 35, dois carregadores lentos no nó 46 e dezenove carregadores lentos no nó 52. Instalar dez carregadores rápidos no nó 08, um carregador rápido no nó 27 e seis carregadores rápidos no nó 35. Instalar uma capacidade de 70 kW para a troca de baterias no nó 08, uma capacidade de 63 kW para a troca de baterias no nó 35 e uma capacidade de 166 kW para a troca de baterias no nó 46.

Estágio 3: Instalar dois carregadores lentos no nó 52 e trinta e seis carregadores lentos no nó 69. Instalar seis carregadores rápidos no nó 08, dez carregadores rápidos no nó 46 e um carregador rápido no nó 69.

5.5.3.3 Resultados para o Caso de estudo III e $\Gamma = 0,999$

Os resultados do caso de estudo III e $\Gamma = 0,999$ são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 – Custo de planejamento para ambos os proprietários
Caso de estudo III com $\Gamma = 0,999$

	Estágio_1	Estágio_2	Estágio_3	Total
Custo Inv. Rede (US\$):	362.907,5	3.009,4	1.137,7	367.054,8
Custo de condutores (US\$):	155.661,5	-	-	155.661,5
Custo de BC (US\$) :	70.620,0	3.009,4	1.137,7	74.767,2
Custo de RT (US\$) :	136.626,0	-	-	136.626,0
Custo Ope. Rede (US\$):	10.076.676,2	8.114.380,4	6.521.962,6	24.713.019,3

Custo Inv. ECVE (US\$):	1.055.367,0	66.193,5	27.975,6	1.149.536,1
Custo dos Terrenos (US\$):	328.248,5	12.407,5	4.394,5	345.050,5
Cst. Carr. Rapi. (US\$):	248.850,0	19.054,8	12.607,1	280.511,9
Cst. Carr. Lent.(US\$):	452.250,0	32.892,2	10.291,5	495.433,8
Cst. Bate. VEs plugáveis (US\$):	26.018,4	1.838,9	682,3	28.539,8

Custo Ope. ECVE (US\$):	-1.422.739,9	-1.274.996,0	-1.114.650,3	-3.812.386,2
Comp. Ene na Rede (US\$)	1.083.443,0	972.743,4	849.673,0	2.905.859,6
Venda total energia (US\$)	2.519.181,8	2.259.447,3	1.974.328,5	6.752.957,7
Deg. Bat. VEs plugáveis (US\$)	12.998,8	1.707,8	10.005,1	34.711,7

Fonte: Próprio autor

A estratégia de planejamento para cada agente, em cada etapa, é como segue:

Empresa de distribuição

Estágio 1: substituir o condutor dos circuitos: 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 08-09, 09-10, 10-11 e 11-12 por um condutor do tipo III. Instalar um RT do tipo I nos circuitos 07-08, 14-15, 23-24, 31-32, 41-42, 53-54 e 61-62. Instalar três BCs de 300 kVAR no nó 19, um BC de 300kVAR nos nós 35 e 46, dois BCs de 300 kVAR no nó 52 e quatro BCs de 300 kVAR no nó 60.

Estágio 2: Instalar um BC de 300 kVAR no nó 52.

Estágio 3: Instalar um BC de 300 kVAR no nó 19.

Proprietário das estações de veículos elétricos

Estágio 1: Instalar um carregador lento no nó 04, dezessete nos nós 08 e 30, quarenta e nove no nó 35, dezenove no nó 41, três no nó 46, vinte e seis no nó 50, vinte e um no nó 52, vinte e três no nó 54 e vinte e cinco no nó 67. Instalar vinte e quatro no nó 04, onze carregadores rápidos no nó 08, quatro carregadores rápidos no nó 30, oito carregadores rápidos no nó 35, dezesseis carregadores rápidos no nó 37, dois carregadores rápidos no nó 41, três carregadores rápidos nos nós 50 e 54, seis carregadores rápidos no nó 52 e dois carregadores rápidos no nó 67. Instalar uma capacidade de 1.092 kW para a troca de baterias no nó 04, uma capacidade de 57 kW para a troca de baterias no nó 08, uma capacidade de 1015 kW para a troca de baterias no nó 27, uma capacidade de 877 kW para a troca de baterias no nó 30, uma capacidade de 672 kW para a troca de baterias no nó 37, uma capacidade de 862 kW para a troca de baterias no nó 41, uma capacidade de 1.090 kW para a troca de baterias no nó 50 e uma capacidade de 530 kW para a troca de baterias no nó 65.

Estágio 2: Instalar treze carregadores lentos no nó 13 e dezesseis carregadores lentos no nó 46. Instalar dez carregadores rápidos no nó 35, um carregador rápido

proprietário das ECVE é quem escolhe o local (nó da rede) onde as ECVE serão instaladas. Tal consideração equivale a fixar $\Gamma = 0,001$ no método proposto neste trabalho. Os resultados mostram que fixar $\Gamma = 0,001$ beneficia os proprietários das ECVE e prejudica a empresa de distribuição que é quem outorga a permissão para que as ECVE sejam instaladas na rede. Em contrapartida, a abordagem proposta tem o objetivo de ponderar os interesses econômicos de ambos os proprietários, e servir como ferramenta de suporte para chegar a um consenso com relação aos locais onde as ECVE devem ser instaladas para beneficiar os interesses de ambos os agentes.

Os resultados mostram que a localização das ECVE impacta significativamente ambos os agentes econômicos. Por um lado, comparando os resultados apresentados nas Tabela 16 e Tabela 18 pode-se verificar que o custo total de planejamento do sistema de distribuição pode aumentar até 4,50%, quando as ECVE são instaladas em locais que convém para os proprietários dos ECVE ($\Gamma = 0,001$). Por outro lado, essas tabelas também mostram que o lucro do proprietário dos ECVE poderia ser afetado até 4,32% a menos quando as ECVE são instaladas em locais que convém para a empresa de distribuição $\Gamma = 0,999$. Similar aos resultados do caso de estudo I, os resultados do caso de estudo II também mostram que dependendo do local na rede onde as ECVE sejam instaladas podem impactar de forma diferente ambos os agentes. Por um lado, comparando os resultados apresentados nas Tabela 19 e

Tabela 21 pode-se verificar que o custo total de planejamento do sistema de distribuição pode aumentar até 4,31%. Por outro lado, essas tabelas também mostram que o lucro do proprietário dos ECVE poderia ser afetado até 3,54% a menos. Os resultados obtidos para o caso de estudo III também mostram que a localização das ECVE na rede afeta a ambos os agentes do m. As Tabela 22 e Tabela 24 mostram que, o custo total de planejamento do sistema de distribuição pode aumentar até 14,10%, enquanto o lucro do proprietários dos ECVE poderia ser afetado até 39,32% a menos em função do local onde as ECVE sejam instaladas.

Comparando os resultados do caso de estudo I, mostrados na Tabela 16, versus o caso de estudo II, mostrados na Tabela 19, e com $\Gamma = 0,001$, pode-se observar

que considerar as estações de troca de baterias traz benefícios para ambos os agentes, visto que, o custo de planejamento do sistema de distribuição diminui em 1,03%. O mesmo acontece quando é comparado ambos os casos com $\Gamma = 0,5$, o custo de planejamento do sistema de distribuição diminui em 0,83%. Para $\Gamma = 0,999$, o custo de planejamento do sistema de distribuição diminui em 0,83%. Essa redução no custo de planejamento acontece porque uma parte do número total de carregadores rápidos, que têm maior demanda de potência (10 kW), são substituídos por infraestrutura para o carregamento das baterias, que operam com menor potência (5 kW). Além disso, essas baterias podem ser carregadas em períodos de menor congestão da rede (preço da energia mais barata), o que resulta em uma redução do pico de demanda. Por outro lado, comparando os resultados do caso de estudo I versus o caso de estudo II e com $\Gamma = 0,001$, o lucro do proprietários das ECVE aumenta em 16,99%. O mesmo acontece quando são comparado ambos os casos e com $\Gamma = 0,5$, o lucro do proprietários das ECVE aumenta em 17,77%. Para $\Gamma = 0,999$, o lucro do proprietários das ECVE aumenta em 17,65%. Esse aumento no lucro do proprietário das ECVE é devido que esse agente pode carregar as baterias quando o preço da energia na rede é mais barato e vender a energia armazenada a um preço mais alto para os usuários de VEs plugáveis. Além disso, comparando os resultados mostrados na Tabela 16, versus os resultados da Tabela 24 pode-se observar que considerar as estações de troca de baterias, assim como a possibilidade do proprietário das ECVE vender energia à rede através dessas estações, traz benefícios para ambos os agentes, porém esse benefício também depende do local onde as ECVE sejam instaladas na rede. Por um lado, comparando os resultados do caso de estudo I versus o caso de estudo II e com $\Gamma = 0,001$, o custo de planejamento do sistema de distribuição aumenta em 8,64%, enquanto o lucro do proprietários das ECVE aumenta em 43,40%, porque com $\Gamma = 0,001$, as ECVE são instaladas nos locais que é conveniente para o proprietário das ECVE. O contrário acontece quando é comparado ambos os casos com $\Gamma = 0,5$, o custo de planejamento do sistema de distribuição diminui em 1,20%, e o lucro do proprietários das ECVE aumenta em 20,14%. Finalmente, para $\Gamma = 0,999$, o custo de planejamento do sistema de distribuição diminui em 1,57%, enquanto o lucro do proprietários das ECVE aumenta em 10,75%.

No método proposto ajuda-se a identificar os locais na rede onde a instalação das ECVE é benéfica para ambos os agentes. Como mostra as Figura 15, Figura 16 e Figura 17 existem locais na rede onde independentemente do agente que tem maior peso na função objetivo do problema global, o modelo recomenda instalar as ECVE nesses nós. Além disso, o método proposto também ajuda ambos os agentes a negociar os nós onde pode ser conflitante para ambos a instalação das ECVE.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foram apresentadas duas propostas para abordar e resolver o problema de planejamento de redes de distribuição de energia elétrica considerando a instalação de estações de carregamento de veículos elétricos e fontes renováveis de geração distribuída. Este problema, que é originalmente um problema de programação não linear inteiro misto, foi manipulado algebricamente através de técnicas de linearização para obter um problema de programação linear inteiro misto. Além disso, para considerar as incertezas associadas à demanda de energia, preço da energia comprada na rede de subtransmissão, irradiação solar, velocidade do vento, perfis de demanda dos veículos elétricos e taxa de adoção de veículos elétricos, os modelos propostos foram estendidos para uma formulação estocástica baseada em cenários. Finalmente, para avaliar a robustez e aplicabilidade dos métodos propostos, dois sistemas de distribuição de 69 e 134 nós foram usados para fazer testes. As conclusões, bem como as sugestões de futuras pesquisas são apresentadas a seguir.

6.1 CONCLUSÕES

O planejamento de ECVE por zonas leva a maiores custos de investimentos, mas garante uma maior cobertura para o carregamento de veículos elétricos (VEs), o que se reflete nos resultados com um maior número de ECVE disponíveis, porém com igual número de carregadores instalados. Por fim, ao considerar as emissões de CO₂ da rede, obtém-se um plano de investimento mais caro quando comparado com o custo de planejamento sem considerar limite de emissões de CO₂ para a rede, mas que pode ajudar a evitar penalidades monetárias por ultrapassar os limites de emissões permitidos. O plano de investimento obtido ajuda a evitar que o carregamento dos VEs plugáveis se torne um problema de emissões da rede.

Os resultados mostram que o número total de VEs plugáveis adotados tem um impacto significativo no custo total de planejamento, portanto é relevante considerar essa incerteza no modelamento matemático do problema.

Por outro lado, quando as ECVEs são de propriedade de agentes externos à empresa de distribuição, é necessário chegar a um consenso entre a distribuidora e o proprietário dessa infraestrutura, visto que, dependendo dos nós onde os ECVEs são instaladas na rede pode causar maior custo de investimento para a distribuidora, ou em contrapartida menor lucro para o proprietário das ECVE.

Os resultados também mostram que as estações de troca de baterias são uma opção adequada para enfrentar os desafios do planejamento de infraestrutura para o carregamento de VEs plugáveis. Por um lado, a troca de baterias é uma tarefa que pode ser realizada em um curto período de tempo, e essas baterias podem ser carregadas em períodos de menor operação das estações de troca de baterias.

Finalmente, os resultados mostram que quando se considera a possibilidade de injetar potência elétrica à rede por meio das estações de troca de baterias, é, mais lucrativo para a distribuidora e para o proprietário dos ECVEs. Além disso, é mais viável essa opção, injetar potência elétrica à rede por meio das estações de troca de baterias, dado que essa prática evita que o proprietário das ECVEs dependa dos proprietários de VEs plugáveis para poder realizar essa injeção de potência à rede.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Visando aprimorar os métodos propostos neste trabalho, sugestões de novas pesquisas são apresentadas a seguir:

- Estender os métodos propostos para fazer uma análise de risco das soluções obtidas, e assim oferecer informações mais completas.
- Abordar o problema de planejamento de sistemas de distribuição e estações de carregamento de veículos elétricos usando a otimização binível. Visto que, esse tipo de otimização pode ser mais adequado para tratar problemas que envolvam vários agentes.
- Abordar o problema de planejamento integrado de sistemas de distribuição, estações de carregamento de veículos elétricos e fontes renováveis de geração distribuída considerando os interesses de três agentes diferentes, a saber, o proprietário da rede, o proprietário das ECVE e o proprietário das fontes renováveis de geração distribuída.

REFERÊNCIAS

- A. SANTOS, N. MCGUCKIN, H.Y. NAKAMOTO, D. GRAY, AND S. L. **Summary of travel trends: 2009 national household travel survey** June. Washington, DC: [s.n.]. Disponível em: <<https://nhts.ornl.gov/2009/pub/stt.pdf>>.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- AHMADIAN, A.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; ELKAMEL, A. (EDS.). **Electric vehicles in energy systems: modelling, integration, analysis, and optimization**. 1. ed. New York, NY, USA: Springer International Publishing, 2020. 393 p.
- BAÑOL ARIAS, N. et al. Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 884–894, 2018.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989.
- BARINGO, L.; BOFFINO, L.; OGGIONI, G. Robust expansion planning of a distribution system with electric vehicles, storage and renewable units. **Applied Energy**, London, v. 265, n. 1, p. 114679, 2020.
- BIN HUMAYD, A. S.; BHATTACHARYA, K. Distribution system planning to accommodate distributed energy resources and PEVs. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 145, p. 1–11, 2017.
- BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to Stochastic Programming**. 2 ed. New York, NY, USA: Springer New York, 2011. 512 p.
- CARLEY, S. et al. Intent to purchase a plug-in electric vehicle: A survey of early impressions in large US cities. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, Oxford, v. 18, n. 1, p. 39–45, 2013.
- CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.
- CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. **Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets**. 1 ed. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 153, 542 p.
- DE QUEVEDO, P. M.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J. Impact of electric vehicles on the expansion planning of distribution systems considering renewable energy, storage, and charging stations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 794–804, 2019.
- EHSAN, A.; YANG, Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. **Applied Energy**, London, v. 210, n. 1, p. 44–59, 2018.

EHSAN, A.; YANG, Q. State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review. **Applied Energy**, London, v. 239, n.1, p. 1509–1523, 2019.

EHSAN, A.; YANG, Q. Active distribution system reinforcement planning with EV charging stations—part I: uncertainty modeling and problem formulation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 11, n. 2, p. 970–978, 2020.

FARIA MACEDO POSSAGNOLO, L. H. **planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando restauração do fornecimento**. 2019. 174 f. Tese (Doutorado em Engenharia elétrica) - Universidade estadual paulista “júlio de mesquita filho” - UNESP, Ilha Solteira, SP, 2019.

FARIVAR, M.; LOW, S. H. Branch Flow Model: Relaxations and Convexification-Part I. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 3, p. 2554–2564, 2013.

FASCILOLO, E. et al. Distribution network planning in presence of fast charging stations for EV. In: International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 22., 2013, **Anais...**Institution of Engineering and Technology, 2013 disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2013.1264>>

FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K. Optimal Distribution System Horizon Planning—Part I: Formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 2, p. 791–799, 2007.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **AMPL: a modeling language for mathematical programming**. 2. ed. Duxbury: Thomson, 2003.

FRANCO, J. F. et al. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v. 48, n. 1, p. 123–130, 2013.

FU, Y. et al. Factors affecting sustainable process technology adoption: A systematic literature review. **Journal of Cleaner Production**, Amsterdam, v. 205, n. 1, p. 226–251, 2018.

GALLEGO, L. A.; PADILHA-FELTRIN, A. **Voltage regulator modeling for the three-phase power flow in distribution networks**. In: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008. **Anais...**IEEE.

GONÇALVES, R. R.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 9, n. 3, p. 256–266, 2015.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. 2 ed. New York, USA: Boca Raton: CRC Press, 2008.

GÜNTER, N.; MARINOPOULOS, A. Energy storage for grid services and applications: Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 8, p. 226–234, 2016.

HAJAGOS, L. M.; DANAI, B. Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 13, n. 2, p. 584–592, 1998.

HOME-ORTIZ, J. M. et al. Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v. 107, n. 1, p. 298–310, 2019a.

HOME-ORTIZ, J. M. et al. A stochastic mixed-integer convex programming model for long-term distribution system expansion planning considering greenhouse gas emission mitigation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v. 108, n. 1, p. 86–95, 2019b.

HOME-ORTIZ, J. M. **Análise Comparativa de um Modelo de Programação Convexa e MetaHeurística para o Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Fontes de Geração Distribuída Renováveis e não Renováveis**. 2019. 173 f. Tese (Doutorado em Engenharia elétrica) - Universidade estadual paulista “júlio de mesquita filho” - UNESP, Ilha Solteira, SP, 2019.

HU, Z.; SONG, Y. Distribution network expansion planning with optimal siting and sizing of electric vehicle charging stations. **Proceedings of the Universities Power Engineering Conference**, p. 1–6, 2012.

IBM, “IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 20.1.0 documentation,” 2021. [Online]. Available: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_20.1.0/COS_KC_home.html. [Accessed: 01-Feb-2021].

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3 ed. [s. l.] CRC Press, 2012.

LACEY, G.; PUTRUS, G.; BENTLEY, E. Smart EV charging schedules: Supporting the grid and protecting battery life. **IET Electrical Systems in Transportation**, Stevenage, v. 7, n. 1, p. 84–91, 2017.

LIN, X. et al. Distribution network planning integrating charging stations of electric vehicle with V2G. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Oxford, v. 63, n. 1, p. 507–512, 2014.

LÓPEZ QUIZHPI, J. C. **planejamento de reativos em sistemas elétricos de potência multi-área através de modelos estocásticos**. 2014. 131 f. Tese (Doutorado em Engenharia elétrica) - Universidade estadual paulista “júlio de mesquita filho” - UNESP, Ilha Solteira, SP, 2014.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D. et al. Voltage-dependent load model-based short-term distribution network planning considering carbon tax surplus. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 13, n. 17, p. 3760–3770, 2019.

MELGAR DOMINGUEZ, O. D. et al. Optimal siting and sizing of renewable energy sources, storage devices, and reactive support devices to obtain a sustainable electrical distribution systems. **Energy Systems**, Metals Park, v. 9, n. 3, p. 529–550, 11, 2018.

MONTOYA-BUENO, S.; MUNOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A stochastic investment model for renewable generation in distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 6, n. 4, p. 1466–1474, 2015.

MORADIJOZ, M.; PARSA MOGHADDAM, M.; HAGHIFAM, M.-R. A Flexible Distribution System Expansion Planning Model: A Dynamic Bi-Level Approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 6, p. 5867–5877, 2018.

MOZAFFARI, M. et al. Joint Expansion Planning Studies of EV Parking Lots Placement and Distribution Network. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Piscataway, v. 16, n. 10, p. 6455–6465, 2020.

NEJADFARD-JAHROMI, S.; RASHIDINEJAD, M.; ABDOLLAHI, A. Multistage distribution network expansion planning under smart grids environment. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Oxford, v. 71, p. 222–230, 2015.

PEREIRA JÚNIOR, B. **Planejamento de médio e longo prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos (GDs) considerando custos de confiabilidade, operação e expansão**. 2014. 194 f. Tese (Doutorado em Engenharia elétrica) - Universidade estadual paulista “júlio de mesquita filho” - UNESP, Ilha Solteira, SP, 2014.

PEREIRA JUNIOR, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective Short-Term Planning of Electric Power Distribution Systems Using NSGA-II. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, [s. l.], v. 24, n. 3, p. 286–299, 2013.

RODRIGUES, J. L. et al. Spatiotemporal model for estimating electric vehicles adopters. **Energy**, London, v. 183, n.1, p. 788–802, 2019.

ROGELJ, J. et al. Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C. **Nature**, [s. l.], v. 534, n. 7609, p. 631–639, 2016.

SCHNEIDER, K. P. et al. **Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level**. Richland, WA (United States): [s.n.]. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/990131-cl5Lrc/>>.

SHAPIRO, A.; PHILPOTT, A. **tutorial on stochastic programming**. Disponível em: <<http://stoprog.org/>>.

SHU, Z.; JIRUTITIJAROEN, P. Optimal Operation Strategy of Energy Storage System for Grid-Connected Wind Power Plants. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 5, n. 1, p. 190–199, 2014.

WANG, G. et al. Traffic-Constrained Multiobjective Planning of Electric-Vehicle Charging Stations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 28, n. 4, p. 2363–2372, 2013.

WANG, S. et al. Stochastic collaborative planning of electric vehicle charging stations and power distribution system. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Piscataway, v. 14, n. 1, p. 321–331, 2018.

WANG, S. et al. Expansion planning of active distribution networks with multiple distributed energy resources and EV sharing system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 11, n. 1, p. 602–611, 2020.

WANG, X. et al. Coordinated planning strategy for electric vehicle charging stations and coupled traffic-electric networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 34, n. 1, p. 268–279, 2019.

WANG, X.; NIE, Y.; CHENG, K.-W. E. Distribution system planning considering stochastic EV penetration and V2G behavior. **IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems**, New York, v. 21, n. 1, p. 149–158, 2020.

WILLIS, H. L. **Power Distribution Planning Reference Book**. 2 ed. [s. l.] Boca Raton: CRC Press, 2004.

WU, J. **Advances in K-means Clustering: A Data Mining Thinking**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012.

XIE, S.; HU, Z.; WANG, J. Scenario-based comprehensive expansion planning model for a coupled transportation and active distribution system. **Applied Energy**, London, v. 255, n. 1, p. 113782, 2019.

XIE, S.; HU, Z.; WANG, J. Two-stage robust optimization for expansion planning of active distribution systems coupled with urban transportation networks. **Applied Energy**, London, v. 261, n. 1, p. 114412, 2020.

YAO, W. et al. A multi-objective collaborative planning strategy for integrated power distribution and electric vehicle charging systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 29, n. 4, p. 1811–1821, 2014.

YAO, W. et al. Scenario-based comprehensive expansion planning for distribution systems considering integration of plug-in electric vehicles. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 31, n. 1, p. 317–328, 2016.

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

ANEXO A. Cenários de operação

Bloco	Subloco	Horas representadas	Preço da energia (USD/kWh)	Fator de demanda	Velocidade do vento (m/s)	Irradiação solar (W/m2)
Inverno	Dia	120	0,0745	0,671	0,0936	0,4537
		109	0,0754	0,679	0,0782	0,4278
		153	0,0853	0,768	0,0534	0,3019
		138	0,0842	0,758	0,0572	0,2766
		89	0,0638	0,574	0,1083	0,2737
		110	0,0628	0,565	0,1061	0,2356
		122	0,0889	0,800	0,0504	0,1798
		119	0,0584	0,526	0,1065	0,1716
		72	0,0890	0,801	0,0527	0,1077
	Noite	97	0,0653	0,588	0,0930	-
		158	0,0416	0,374	0,1412	-
		199	0,0383	0,345	0,1489	-
		158	0,0670	0,603	0,0848	-
		87	0,0436	0,392	0,1277	-
		78	0,0570	0,513	0,1278	-
		61	0,0601	0,541	0,1250	-
		88	0,0684	0,616	0,0717	-
		232	0,0414	0,373	0,1417	-
Primavera	Dia	136	0,0855	0,770	0,0603	0,6832
		97	0,0842	0,758	0,0602	0,6765
		134	0,0923	0,831	0,0424	0,4510
		110	0,0737	0,663	0,1029	0,4263
		92	0,0690	0,621	0,1157	0,3657
		135	0,0951	0,856	0,0393	0,3311
		164	0,0964	0,868	0,0360	0,3113
		108	0,0663	0,597	0,1242	0,2966
		53	0,0531	0,478	0,1510	0,0751
	Noite	156	0,0455	0,410	0,2040	-
		100	0,0709	0,638	0,1555	-
		85	0,0649	0,584	0,1922	-
		96	0,0543	0,489	0,2098	-
		124	0,0746	0,671	0,1319	-
		217	0,0413	0,372	0,2017	-
		91	0,0746	0,671	0,1322	-
		230	0,0453	0,408	0,2042	-
		62	0,0648	0,583	0,1917	-

Estação	Bloco	Horas representadas	Preço da energia (USD/kWh)	Fator de demanda	Velocidade do vento (m/s)	Irradiação solar (W/m²)
Verão	Dia	110	0,1092	0,983	0,1034	0,6214
		127	0,0931	0,838	0,1685	0,5879
		63	0,0733	0,660	0,2190	0,5863
		156	0,1016	0,914	0,1276	0,5294
		225	0,1057	0,951	0,1046	0,4423
		149	0,0774	0,697	0,2064	0,4033
		94	0,0943	0,849	0,1339	0,3153
		79	0,0727	0,654	0,2088	0,2871
		66	0,0597	0,537	0,2396	0,0747
	Noite	148	0,0502	0,452	0,2594	-
		99	0,0794	0,715	0,1914	-
		77	0,0392	0,353	0,2611	-
		172	0,0506	0,455	0,2609	-
		163	0,0814	0,733	0,1780	-
		93	0,0672	0,605	0,2504	-
		222	0,0502	0,452	0,2594	-
		77	0,0855	0,770	0,1907	-
		71	0,0727	0,654	0,1923	-
Outono	Dia	83	0,0916	0,824	0,1164	0,4593
		153	0,0962	0,866	0,0973	0,4340
		119	0,0832	0,749	0,1624	0,3209
		132	0,1025	0,923	0,0774	0,2945
		96	0,0768	0,691	0,1622	0,2546
		156	0,1042	0,938	0,0689	0,2330
		102	0,0726	0,653	0,1780	0,2026
		132	0,1088	0,979	0,0502	0,1641
		62	0,0608	0,547	0,1907	0,0681
	Noite	101	0,0788	0,709	0,1478	-
		153	0,0499	0,449	0,1996	-
		86	0,0676	0,608	0,1946	-
		231	0,0456	0,410	0,2012	-
		36	0,0591	0,532	0,1891	-
		166	0,0807	0,726	0,1375	-
		180	0,0465	0,419	0,2011	-
		76	0,0652	0,587	0,1931	-
		125	0,0805	0,725	0,1384	-

ANEXO B, Dados dos sistemas testes

Dados do sistema de distribuição de 69 nós

Nó de envio	Nó de recebo	Cumprimento (km)	Tipo de condutor
1	2	0,170	1
2	3	0,109	1
3	4	0,109	1
4	5	0,170	1
5	6	0,190	1
6	7	0,380	1
7	8	0,279	1
8	9	0,460	1
9	10	0,350	1
10	11	0,489	1
11	12	0,649	1
12	13	0,609	1
13	14	0,279	1
14	15	0,489	1
15	16	0,440	1
16	17	0,619	1
17	18	0,359	1
18	19	0,279	1
19	20	0,430	1
20	21	0,430	1
21	22	0,279	1
22	23	0,420	1
23	24	0,579	1
24	25	0,489	1
25	26	0,359	1
26	27	0,430	1
3	28	0,529	1
28	29	0,489	1
29	30	0,430	1
30	31	0,489	1
31	32	0,320	1
32	33	0,489	1
33	34	0,450	1
34	35	0,609	1

Nó de envio	Nó de recebo	Cumprimento (km)	Tipo de condutor
3	36	0,559	1
36	37	0,430	1
37	38	0,430	1
38	39	0,579	1
39	40	0,350	1
40	41	0,430	1
41	42	0,430	1
42	43	0,350	1
43	44	0,629	1
44	45	0,480	1
45	46	0,430	1
4	47	0,489	1
47	48	0,470	1
48	49	0,489	1
49	50	0,440	1
8	51	0,430	1
51	52	0,489	1
9	53	0,430	1
53	54	0,350	1
54	55	0,350	1
55	56	0,350	1
56	57	0,489	1
57	58	0,489	1
58	59	0,750	1
59	60	0,359	1
60	61	0,559	1
61	62	0,489	1
62	63	0,649	1
63	64	0,350	1
64	65	0,350	1
11	66	0,350	1
66	67	0,350	1
12	68	0,489	1
68	69	0,569	1

Dados do sistema de distribuição de 134 nós

Nó de envio	Nó de recebo	Cumprimento (km)	Tipo de condutor	Nó de envio	Nó de recebo	Cumprimento (km)	Tipo de condutor
1	2	0,20	1	67	69	0,12	1
2	3	0,25	1	69	70	0,13	1
2	4	0,10	1	67	71	0,25	1
4	5	0,20	1	71	72	0,24	1
5	6	0,20	1	72	73	0,25	1
6	7	0,20	1	73	74	0,16	1
7	8	0,20	1	74	75	0,11	1
8	9	0,05	1	63	76	0,17	1
9	10	0,25	1	76	77	0,15	1
10	11	0,10	1	77	78	0,25	1
11	12	0,18	1	78	79	0,21	1
12	13	0,15	1	79	80	0,21	1
13	14	0,16	1	80	81	0,15	1
11	15	0,15	1	81	82	0,15	1
15	16	0,05	1	82	83	0,25	1
16	17	0,10	1	82	84	0,25	1
17	18	0,20	1	84	85	0,15	1
18	19	0,20	1	128	86	0,15	1
19	20	0,25	1	86	87	0,13	1
18	21	0,15	1	78	88	0,13	1
10	22	0,15	1	78	89	0,25	1
22	23	0,21	1	89	90	0,25	1
23	24	0,25	1	90	91	0,18	1
24	25	0,10	1	91	92	0,14	1
25	26	0,15	1	92	93	0,15	1
26	27	0,18	1	92	94	0,21	1
27	28	0,20	1	92	95	0,15	1
28	29	0,10	1	95	96	0,26	1
29	30	0,12	1	95	97	0,25	1
28	31	0,15	1	97	98	0,18	1
26	32	0,15	1	98	99	0,11	1
32	33	0,02	1	98	100	0,25	1
33	34	0,12	1	100	101	0,11	1
23	35	0,05	1	95	102	0,18	1
35	36	0,21	1	102	103	0,24	1
36	37	0,05	1	103	104	0,15	1
37	38	0,05	1	103	105	0,15	1
38	39	0,21	1	105	106	0,21	1
38	40	0,18	1	106	107	0,15	1
40	41	0,18	1	107	108	0,16	1
40	42	0,25	1	108	109	0,17	1
42	43	0,05	1	109	110	0,15	1
40	44	0,15	1	110	111	0,18	1
44	45	0,28	1	107	112	0,17	1
38	46	0,18	1	112	113	0,11	1
46	47	0,17	1	113	114	0,11	1
47	48	0,12	1	113	115	0,50	1
48	49	0,25	1	115	116	0,34	1
49	50	0,16	1	116	117	0,53	1

50	51	0,17	1
48	52	0,15	1
52	53	0,18	1
53	54	0,15	1
54	55	0,13	1
52	56	0,14	1
56	57	0,24	1
57	58	0,25	1
57	59	0,18	1
59	60	0,16	1
48	61	0,27	1
61	62	0,05	1
62	63	0,25	1
63	64	0,15	1
64	65	0,16	1
65	66	0,15	1
66	67	0,15	1
67	68	0,15	1

117	118	0,66	1
90	119	0,21	1
119	120	0,21	1
120	121	0,21	1
119	122	0,27	1
122	123	0,13	1
123	124	0,18	1
123	125	0,19	1
125	126	0,54	1
126	127	0,23	1
85	128	0,15	1
128	129	0,18	1
104	130	0,21	1
130	131	0,18	1
130	132	0,19	1
132	133	0,25	1
133	134	0,22	1

ANEXO C. Informações técnicas e financeiras das alternativas de planejamento

Os dados técnicos e financeiros usados foram extraídas de diferentes trabalhos presentes na literatura. Alguns desses custos foram convertidos de moeda: de euros (MONTROYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015) e/ou reais (PEREIRA JÚNIOR, 2014) para dólares. Assim, todos os custos usados neste trabalho estão em dólares.

Informações técnicas e financeiras de reguladores de tensão (RT)

O tipo de regulador de tensão que será instalado depende da corrente que ele suporta. As especificações técnicas e financeiras desses equipamentos estão especificadas na Tabela 25. Todos os RTs usados têm 32 passos do *tap*, e o intervalo de regulação é $\pm 10\%$. A estratégia de planejamento considera que o número máximo de RT que podem ser instalados no sistema é três.

Tabela 25 – Custos associados à instalação de reguladores de tensão

Tipo de RT	Corrente máx. (A)	Custo do RT (USD)
Tipo 1	150	11.350,00
Tipo 2	250	14.500,00
Tipo 3	350	17.000,00
Tipo 4	450	20.000,00

Fonte: Gonçalves, Franco, and Rider (2015)

Informações técnicas e financeiras de bancos de capacitores (BC)

O custo de instalação é considerado para representar que é mais caro instalar dois módulos de capacitores em barras diferentes. Por outro lado, a estratégia de planejamento considera que o número máximo de módulos BC que podem ser instalados em uma mesma barra são quatro, e o número máximo de barras nas que os BC podem ser instalados são oito.

Tabela 26 – Custos associados à instalação de bancos de capacitores

Custos associados à instalação de BCs	
Custo de um módulo BC:	1.000,00 USD
Custo de instalação:	900,00 USD

Fonte: Home-Ortiz et al. (2019)

Informações técnicas e financeiras para a substituição de condutores

A Tabela 27 mostra os dados técnicos e financeiros dos condutores disponíveis para serem instalados no sistema. Lembre-se que, o recondutoramento de circuitos considera apenas a substituição da bitola de condutores existentes e não a construção de novos circuitos.

Tabela 27 – Custos associados ao recondutoramento de circuitos

Tipo	R (Ω)	X (Ω)	$\bar{I}_a$ (A)
1	0,3655	0,2520	150
2	0,2921	0,2466	250
3	0,2359	0,2402	350
4	0,1932	0,2279	450

Custo de substituição de condutores			
	2 (USD/km)	3 (USD/km)	4 (USD/km)
1	5.800,00	6.800,00	7.800,00
2	-	6.800,00	7.800,00
3	-	-	7.800,00

Fonte: Gonçalves, Franco, and Rider (2015)

Informações técnicas e financeiras de módulos de geração PV

As informações técnicas e financeiras dos módulos de geração PV considerados neste trabalho são descritas na Tabela 28. O número máximo de módulos PV que

podem ser instalados em uma mesma barra é cinco, enquanto o número máximo de barras nas que os módulos PVs podem ser instalados é oito.

Tabela 28 – Custos associados à instalação de módulos de geração PV

P(kW)	$\underline{fp}^{PV}$	$\overline{fp}^{PV}$	Custo (USD)	T_{amb}^0 (°C)	k_v^0 (%/°C)	$G(W/m^2)$
100	0,90	0,90	153.460,00	20	45	-0,0045

Fonte: Montoya-Bueno, Munoz, and Contreras (2015)

Informações técnicas e financeiras de geradores despacháveis

A Tabela 29 informa os dados dos tipos de geradores despacháveis usados neste trabalho como alternativa de investimento em GD despachável. Além disso, a formulação matemática limita o número máximo de geradores síncronos que podem ser instalados no sistema a dez geradores.

Tabela 29 – Custos associados à instalação de geradores síncronos

Tipo	$\overline{S}_g^{GS}$ (kVA)	$\underline{fp}_g^{GS}$	$\overline{fp}_g^{GS}$	Custo (USD)
1	200	0,85	0,85	190.000,00
2	400	0,90	0,90	350.000,00

Fonte: Home-Ortiz (2019)

Informações técnicas e financeiras de módulos de geração WT

As especificações das turbinas de geração WT empregadas neste trabalho são apresentadas na Tabela 30. O número máximo de turbinas WT que podem ser instalados em uma mesma barra é sete, entretanto, o número máximo de barras nas que as turbinas WT podem ser instalados são quinze.

Tabela 30 – Custos associados à instalação de sistemas de geração WT

P(kW)	$\underline{fp}^{WT}$	$\overline{fp}^{WT}$	Custo (USD)	v_i (m/s)	v_I (m/s)	v (m/s)
100	0,85	0,85	139.378,87	3,0	17,0	25,0

Fonte: Montoya-Bueno, Munoz, and Contreras (2015)

Informações técnicas e financeiras de bancos de baterias

A Tabela 31 apresenta as informações dos bancos de baterias. O número máximo de banco de baterias que podem ser instalados em uma mesma barra é seis, entretanto, o número máximo de bancos de baterias que podem ser instalados na rede é 18.

Tabela 31 – Custos associados à instalação de bancos de baterias

Custos associados à instalação de Baterias	
Custo de um módulo:	118.950,00 USD
Custo do carregador:	80.000,00 USD
Custo de instalação:	1.000,00 USD
Fonte: Home-Ortiz (2019)	

Tabela 32 – Número de consumidores residências e veículos no sistema de 69 nós

Sistema 69 Barras	Zona	Barra	Demanda de Potência Ativa P(kW)			Consumidores Residências		
			Residencial	Comercial	Industrial	P(kW) NC	Lares	Veículos
1	1	1	-	-	-	-	0	0
1	1	2	-	-	-	-	0	0
1	1	3	-	-	-	-	0	0
1	1	4	54,23	-	-	169,47	67	201
1	1	5	75,00	-	-	234,38	93	279
1	1	6	-	165,80	-	-	0	0
1	1	7	40,23	-	-	125,72	50	150
1	1	8	73,00	-	-	228,13	91	273
1	1	9	54,23	-	-	169,47	67	201
1	1	10	75,00	-	-	234,38	93	279
1	1	11	-	145,90	-	-	0	0
1	1	12	-	145,00	-	-	0	0
1	1	13	80,23	-	-	250,72	100	300
1	1	14	80,23	-	-	250,72	100	300
1	1	15	75,00	-	-	234,38	93	279
1	1	47	79,00	-	-	246,88	98	294
1	1	48	79,00	-	-	246,88	98	294
1	1	49	-	65,80	-	-	0	0
1	1	50	-	159,77	-	-	0	0
1	1	51	40,00	-	-	125,00	50	150
1	1	52	40,23	-	-	125,72	50	150
1	1	66	75,00	-	-	234,38	93	279
1	1	67	40,23	-	-	125,72	50	150
1	1	68	75,00	-	-	234,38	93	279

1	69	75,00	-	-	234,38	93	279
2	16	185,50	-	-	579,69	289	578
2	17	-	160,00	-	-	0	0
2	18	-	160,00	-	-	0	0
2	19	76,00	-	-	237,50	118	236
2	20	189,00	-	-	590,63	295	590
2	21	176,00	-	-	550,00	275	550
2	22	-	146,53	-	-	0	0
2	23	89,00	-	-	278,13	139	278
2	24	79,00	-	-	246,88	123	246
2	25	89,00	-	-	278,13	139	278
2	26	176,00	-	-	550,00	275	550
2	27	190,00	-	-	593,75	296	592
3	28	139,00	-	-	434,38	241	482
3	29	153,75	-	-	480,47	266	532
3	30	103,75	-	-	324,22	180	360
3	31	114,00	-	-	356,25	197	394
3	32	-	46,25	-	-	0	0
3	33	114,00	-	-	356,25	197	394
3	34	175,00	-	-	546,88	303	606
3	35	-	140,00	-	-	0	0
4	36	165,00	-	-	515,63	343	343
4	37	65,00	-	-	203,13	135	135
4	38	75,00	-	-	234,38	156	156
4	39	123,00	-	-	384,38	256	256
4	40	163,00	-	-	509,38	339	339
4	41	85,00	-	-	265,63	177	177
4	42	-	-	33,78	-	0	0
4	43	45,00	-	-	140,63	93	93
4	44	75,00	-	-	234,38	156	156
4	45	145,00	-	-	453,13	302	302
4	46	155,00	-	-	484,38	322	322
5	53	160,00	-	-	500,00	500	500
5	54	65,00	-	-	203,13	203	203
5	55	75,00	-	-	234,38	234	234
5	56	85,00	-	-	265,63	265	265
5	57	65,00	-	-	203,13	203	203
5	58	90,00	-	-	281,25	281	281
5	59	90,00	-	-	281,25	281	281
5	60	75,00	-	-	234,38	234	234
5	61	-	-	894,66	-	0	0
5	62	160,00	-	-	500,00	500	500
5	63	112,00	-	-	350,00	350	350
5	64	127,00	-	-	396,88	396	396
5	65	79,44	-	-	248,25	248	248

Fonte: próprio autor

NC: Demanda não coincidente:

Tabela 33 – Informações gerais do sistema de 69 nós

Zona	Demanda Total		Demanda de Potência Ativa			Consumidores Residências		Total de Veículos	
	P(kW)	Q(kVAr)	Residencial	Comercial	Industrial	Demanda Lar (KW)	Lares	Veículos / Lar	Veículos
Zona_1	1,792.88	825.50	1,110.61	682.27	-	2.5	1,379	3	4,137
Zona_2	1,716.03	758.16	1,249.50	466.53	-	2.0	1,949	2	3,898
Zona_3	985.75	421.50	799.50	186.25	-	1.8	1,384	2	2,768
Zona_4	1,329.78	608.45	1,096.00	-	233.78	1.5	2,279	1	2,279
Zona_5	2,078.10	1,138.66	1,183.44	-	894.66	1.0	3,695	1	3,695
Sistema	7,902.54	3,752.27	5,439.05	1,335.05	1,128.44		10,686		16,777

Fonte: próprio autor