

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Vinícius Amorim Botelho**

**Análise do impacto da infraestrutura de recarga de veículos elétricos no  
planejamento da expansão dos sistemas de distribuição**

Juiz de Fora

2020



Vinícius Amorim Botelho

**Análise do impacto da infraestrutura de recarga de veículos elétricos no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: sistemas de energia elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2020

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Botelho, Vinícius Amorim.

Análise do impacto da infraestrutura de recarga de veículos elétricos no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição / Vinícius Amorim Botelho. – 2020.

95 f. : il.

Orientador: Bruno Henriques Dias

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

1. Sistemas de energia elétrica - Distribuição. 2. Redes elétricas - Análise. 3. Veículos elétricos. I. Dias, Bruno Henriques, orient. II. Oliveira, Leonardo Willer, coorient. III. Título.



Vinícius Amorim Botelho

**Análise do impacto da infraestrutura de recarga de veículos elétricos no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: sistemas de energia elétrica.

Aprovada em 18 de agosto de 2020

BANCA EXAMINADORA



---

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora



---

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora



---

Prof. Dr. Bruno Soares Moreira César Borba  
Universidade Federal Fluminense



---

Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo  
Universidade Federal de Juiz de Fora



## AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus, sem ele eu nada seria.

Agradeço a CAPES, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e à todos os meus professores que durante essa trajetória, contribuíram de forma única para o meu crescimento pessoal e profissional.

Aos meus pais, meu irmão e minha namorada, pelo apoio e compreensão nos momentos difíceis.

Ao meu orientador Bruno Dias e meu coorientador Leonardo Willer, por todas as orientações e palavras de sabedoria, sendo que sem eles esse trabalho não seria cumprido.

Aos meus amigos e colegas, por toda a ajuda dentro e fora da universidade.



## RESUMO

Com a crescente penetração dos veículos elétricos (VEs), a necessidade de proporcionar uma infraestrutura de carregamento adequada será indispensável. Logo, é natural que o planejamento da expansão do sistema de distribuição (PESD) considere esse novo incremento da demanda associada à recarga dos VEs, pois é necessário determinar o investimento que garanta o atendimento da demanda com custos competitivos. Portanto, métodos que auxiliem o sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) a lidar com esse novo desafio devem ser desenvolvidos, considerando as incertezas associadas à demanda convencional, demanda dos VEs e geração renovável. Além disso, outras características devem ser observadas em relação a inserção dos VEs nos SDEEs, como o local da conexão e tipo de carregamento. Neste contexto, o presente trabalho apresenta um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) estocástico de dois estágios, investimento e operação, baseado em cenários para resolução do problema de planejamento da expansão do sistema de distribuição estático. O planejamento da expansão avalia a construção e/ou reforço de subestações e circuitos, assim como também a alocação de unidades de geração distribuída, bancos de capacitores e estações públicas de carregamento dos VEs (EPVEs). Com o objetivo de representar as características estocásticas e a correlação entre demanda (convencional e dos VEs) e geração (eólica e fotovoltaica), considera-se um conjunto de dados históricos. Para representar adequadamente os dados de demanda dos VEs, utilizou-se um conjunto de modelos de mistura Gaussiana que modelam as principais métricas de recarga dos VEs. Para reduzir o número de cenários, o trabalho utiliza o método de clusterização *k-means*. Por fim, avalia-se a importância de considerar as incertezas associadas às demandas dos VEs no PESD. Como o desenvolvimento da infraestrutura de recarga de VEs em áreas públicas é estratégico e alguns governos vêm adotando medidas para instalação das EPVEs, o trabalho também aborda o impacto do perfil de implementação das EPVEs no PESD. Para isso, duas novas restrições são propostas para compor a modelagem matemática do dimensionamento das EPVEs dentro do problema de planejamento da expansão do sistema de distribuição multiestágio. Nesta abordagem, considera-se um modelo de PLIM determinístico que avalia as decisões de investimento ao longo horizonte de planejamento, e para avaliar o resultado da inclusão das novas restrições é proposto um estudo de caso. Ambos os modelos, determinístico e estocástico, utilizam o sistema teste de 18 barras nas simulações. Os resultados ressaltaram a importância de considerar as características em relação a inserção dos VEs nos SDEEs, visando obter planos de expansão mais adaptados às condições reais.

Palavras-chave: Estação de carregamento. Planejamento da expansão. Programação linear inteira mista. Sistemas de distribuição. Veículos elétricos.



## ABSTRACT

With the increasing penetration of electric vehicles (EVs) the necessary charging infrastructure deployment becomes imperative. Thus, it is necessary to consider the increase in the demand associated with the EVs charging in the distribution systems expansion planning (DSEP), determining the necessary investments to meet the demand with competitive costs. In this way, methodologies to support the distribution system must be developed, considering the uncertainties related to both the conventional and the EV demand. Furthermore, other characteristics must be observed in relation to the insertion of EVs on the EDSs such as their location of connection and the charging type. In this context, the present work shows a two-stage stochastic model of mixed-integer linear programming (MILP) to solve the static expansion planning of distribution power system problem. The expansion planning assesses the construction and/or reinforcement of substations and circuits as well as the allocation of distributed generation units, capacitors banks, and electric vehicles public recharging stations (EVPS). The construction of scenarios considers a set of historic data to represent the stochastic features and the correlation between conventional and EV demand, wind and solar generation. To properly represent the historic EV demand data the Gaussian mixture models (GMM) methodology is used, modeling the main metrics of EVs recharge. To reduce the number of scenarios the present work makes use of the k-means clustering method generates. Finally, the importance of considering the uncertainties associated with the EVs demand in the DSEP is evaluated. As the recharge infrastructure development for EVs in public places is strategic some governments have embraced actions to install PSEVs. So, the present work also address the impact of the implementation profile of PSEVs on the DSEP. In this regard, two new constraints are proposed to compose the mathematical model of sizing the PSEVs inside the multistage expansion planning of distribution systems. This approach considers a deterministic MILP model that assesses the investment decisions over the considered planning horizon. To evaluate the results of the inclusion of those constraints a case of study is proposed. Both deterministic and stochastic models use the 18-bus test system in the simulations. The results show the importance of considering the characteristics concerning the insertion of EVs in the distribution systems, aiming to obtain expansion plans more adapted to the real conditions.

Key-words: Charging Station. Distribution Network. Electric Vehicle. Expansion Planning. Mixed-integer linear programming.





## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Química das baterias dos VEs comerciais produzidos em 2017. . . . .	32
Tabela 2 – Métodos de recarga para VEs, SAE J1772. . . . .	35
Tabela 3 – Tipos de alternativas para os circuitos. . . . .	61
Tabela 4 – Custos de construção e reforço de subestações e circuitos (US\$10 <sup>3</sup> ). . . . .	62
Tabela 5 – Características dos carregadores das EPVEs. . . . .	64
Tabela 6 – Custos finais do plano de expansão (US\$10 <sup>3</sup> ). . . . .	65
Tabela 7 – Decisões de investimento. . . . .	66
Tabela 8 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs. . . . .	67
Tabela 9 – Custos finais do plano de expansão (US\$10 <sup>3</sup> ). . . . .	67
Tabela 10 – Alocação e dimensionamento das EPVEs, caso base. . . . .	69
Tabela 11 – Decisões de investimento por estágio, caso base. . . . .	70
Tabela 12 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs, caso A. . . . .	70
Tabela 13 – Decisões de investimento por estágio, caso A. . . . .	70
Tabela 14 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs, caso B. . . . .	71
Tabela 15 – Decisões de investimento por estágio, caso B. . . . .	71
Tabela 16 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs, caso C. . . . .	71
Tabela 17 – Decisões de investimento por estágio, caso C. . . . .	72
Tabela 18 – Dados do sistema de distribuição de 18 barras. . . . .	81



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BC	Banco de Capacitores
BEVs	<i>Battery Electric Vehicles</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Custo da energia fornecida pela subestação e pelas unidades de GD
COS	Custo de operação das subestações
EPVEs	Estações Públicas de Carregamento dos VEs
E-REV	<i>Extended Range Electric Vehicle</i>
FC	<i>Fast Charger</i>
FCEV	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
FDP	Funções de Densidade de Probabilidade
GD	Geração Distribuída
GMM	<i>Gaussian Mixture Models</i>
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicles</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IC	Investimentos em circuitos
IBC	Investimentos em banco de capacitores
IEPVE	Investimentos em EPVEs
IGD	Investimentos em geração distribuída
IS	Investimentos em subestações
Li-Íon	Íons de lítio
MCI	Motor a Combustão Interna
NiMH	Hidreto metálico de níquel
OSD	Operador do Sistema de Distribuição
PESD	Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição
PESDE	Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição Estático
PESDM	Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição Multi-estágio
PHEVs	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicles</i>
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
RPEV	<i>Road Powered Electric Vehicle</i>
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SC	<i>Slow Charger</i>
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SOC	<i>State of Charge</i>
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
VEs	Veículos Elétricos (carros)



## LISTA DE SÍMBOLOS

### Índices

$(h, t)$	Índices das alternativas de investimento nas subestações
$(a, b)$	Índices das alternativas de investimento nos circuitos
$s$	Índice das barras com subestações
$p$	Índice das barras disponíveis para alocação das EPVEs
$m$	Índice das barras disponíveis para alocação de unidades de GD
$bc$	Índice das barras disponíveis para alocação do BC
$i$	Índice das barras do SDEE
$hr$	Índice dos blocos de tempo
$w$	Índice dos cenários
$ij$	Índice dos circuitos do SDEE
$d$	Índice dos dias
$u$	Índice dos estágios do horizonte de planejamento
$st$	Índice dos semestres
$e$	Índice dos tipos de carregadores
$g$	Índice dos tipos de GD
$v$	Índice dos tipos de VEs

### Conjuntos

$\Omega_T$	Conjunto das alternativas de investimento nas subestações
$\Omega_A$	Conjunto das alternativas de investimento nos circuitos
$\Omega_{SE}$	Conjunto das barras com subestações
$\Omega_P$	Conjunto das barras disponíveis para alocação das EPVEs
$\Omega_M$	Conjunto das barras disponíveis para alocação de unidades de GD
$\Omega_{BC}$	Conjunto das barras disponíveis para alocação do BC
$\Omega_N$	Conjunto das barras do SDEE
$\Omega_{NT}$	Conjunto de barras de transferência
$\Omega_H$	Conjunto dos blocos de tempo
$\Pi$	Conjunto dos cenários
$\Omega_L$	Conjunto dos circuitos do SDEE
$\Omega_D$	Conjunto dos dias
$\Omega_U$	Conjunto dos estágios do horizonte de planejamento
$\Omega_{ST}$	Conjunto dos semestres
$\Omega_E$	Conjunto dos tipos de carregadores
$\Omega_G$	Conjunto dos tipos de GD
$\Omega_V$	Conjunto dos tipos de VEs

### Parâmetros

$l_{ij}$	Comprimento do circuito $ij$
$c^e$	Custo da energia fornecida pela subestação

$c^{egd}$	Custo da energia fornecida pelas unidades de GD
$c^c$	Custo de construção/recondutoramento de circuitos
$c^s$	Custo de construção/reforço de subestações
$c^{cs}$	Custo de instalação da EPVEs
$c^{gd}$	Custo de instalação da unidade de GD
$c^{bc}$	Custo de instalação de um BC
$c^{vs}$	Custo de operação das subestações
$c^{ch}$	Custo por carregador instalado em cada EPVE
$c^{mod}$	Custo por módulo instalado em cada BC
$P^{DCH}$	Demanda de potência ativa dos VEs por barra
$P^D$	Demanda de potência ativa por barra
$Q^D$	Demanda de potência reativa por barra
$K$	Duração em anos de cada estágio
$\theta^{cir}$	Estado inicial do circuito
$\theta^{sub}$	Estado inicial da subestação
$E^{req}$	Energia requerida por tipo de VE
$\phi_{soc}^{inicial}$	Fator conjunto do SOC dos VEs no momento de chegada na EPVE
$\phi_{soc}^{final}$	Fator conjunto do SOC dos VEs no momento de saída da EPVE
$\phi_{soc}^{max}$	Fator conjunto do SOC máximo para o VE
$\phi^l$	Fator de carga
$f^{GD}$	Fator de geração da unidade de GD
$\phi^s$	Fator de perdas
$\phi^{gd}$	Fator de potência das unidades de GD
$f^D$	Fator percentual da demanda
$Z_a$	Impedância por comprimento do condutor tipo a
$\bar{I}_a$	Limite da corrente em termos da capacidade do condutor tipo a
$\bar{S}$	Limite da potência máxima de geração
$\bar{V}$	Limite máximo de tensão
$\underline{V}$	Limite mínimo de tensão
$N$	Número de barras do sistema
$\Gamma$	Número de discretizações usadas na função $f$
$\alpha$	Número de horas durante um ano
$SE$	Número de subestações do sistema
$\bar{M}$	Número máximo de BCs que podem ser alocados em todo o sistema
$\bar{C}$	Número máximo de carregadores instalados em cada EPVE
$\bar{N}$	Número máximo de módulos permitidos em cada BC
$\bar{GD}$	Número máximo de unidades de GD que podem ser alocadas em todo o sistema
$\%_0^{gd}$	Porcentagem de penetração das unidades de GD
$\gamma^{ch}$	Percentual total de carregadores rápidos instalados
$S^{GD}$	Potência aparente por tipo de GD
$P^{GD}$	Potência ativa máxima por tipo de GD

$P^{ch}$	Potência nominal por tipo de carregador
$Q^{bc}$	Potência reativa de cada módulo do BC
$\pi$	Probabilidade do cenário
$\delta^{ch}$	Proporção entre carregadores nas EPVEs por VEs
$X_a$	Reatância por comprimento do condutor tipo a
$R_a$	Resistência por comprimento do condutor tipo a
$\tau$	Taxa de juros
$dw^{cs}$	Tempo de operação das EPVEs
$N^{VE}$	Valor médio do número de VEs

## Variáveis

### Binárias

$x^{sub}$	Variável de decisão sobre construção e/ou reforço de uma subestação
$x^{cir}$	Variável de decisão sobre construção e/ou recondutoramento de um circuito
$\varnothing$	Indica a utilização da barra de transferência
$y_{s,t,u}^{sub}$	Variável de decisão sobre operação da subestação
$y_{i,j,a,u}^{cir}$	Variável de decisão sobre operação do circuito
$x_{p,u}^{cs}$	Variável de decisão sobre instalação de EPVE
$x^{gd}$	Variável de decisão sobre instalação de unidades de GD
$x^{bc}$	Variável de decisão sobre instalação do BCs
$y^+, y^-$	Variáveis auxiliares

### Inteiras

$n^{chi}$	Número de carregadores instalados em cada EPVE
$n^{cho}$	Número de carregadores operando em cada EPVE
$n^{bci}$	Número de módulos instalados em cada BC
$n^{bco}$	Número de módulos operando em cada BC
$n^{ve}$	Número de VEs que são atribuídos a diferentes tipos de carregadores

### Contínuas

$P$	Fluxo de potência ativa no circuito
$Q$	Fluxo de potência reativa no circuito
$P^{GD}$	Potência ativa gerada por unidade de GD
$P^S$	Potência ativa total fornecida por subestação
$Q^{GD}$	Potência reativa suprida por unidade de GD
$Q^S$	Potência reativa total suprida por subestação
$I^2$	Quadrado da corrente
$S^2$	Quadrado da potência aparente total suprida pela subestação
$V^2$	Quadrado da tensão





## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>21</b>
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	24
1.1.1	<b>Planejamento da expansão dos SDEEs . . . . .</b>	24
1.1.2	<b>Integração dos VEs no PESD . . . . .</b>	25
1.2	MOTIVAÇÃO DA PESQUISA . . . . .	26
1.3	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES . . . . .	27
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO . . . . .	28
<b>2</b>	<b>VEÍCULOS ELÉTRICOS E O PLANEJAMENTO DOS SIS- TEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA . .</b>	<b>29</b>
2.1	VEÍCULOS ELÉTRICOS: CONCEITOS E CARACTERÍSTICAS . . .	29
2.1.1	<b>Tipos de veículos elétricos . . . . .</b>	29
2.1.2	<b>Baterias . . . . .</b>	31
2.1.3	<b>Infraestrutura de recarga . . . . .</b>	32
2.1.3.1	<i>Tipos de Carregamento . . . . .</i>	33
2.1.3.2	<i>Padrões de recarga das baterias dos VEs . . . . .</i>	34
2.2	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SDEE . . . . .	37
2.2.1	<b>Contextualização dos impactos associados à conexão dos VEs no SDEE . . . . .</b>	38
<b>3</b>	<b>PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SDEE CONSIDE- RANDO VE . . . . .</b>	<b>41</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES PARA MODELAGEM . . . . .	41
3.1.1	<b>Integração das EPVEs . . . . .</b>	43
3.2	PLANEJAMENTO ESTÁTICO DA EXPANSÃO DO SDEE . . . . .	44
3.2.1	<b>Modelagem das incertezas . . . . .</b>	46
3.2.1.1	<i>Demanda de carregamento dos VEs . . . . .</i>	46
3.2.1.1.1	Modelo de Misturas Gaussianas . . . . .	50
3.2.1.2	<i>Matriz de cenários . . . . .</i>	51
3.2.1.2.1	Método: K-Means . . . . .	51
3.2.2	<b>Modelagem matemática do PESDE . . . . .</b>	53
3.2.2.1	<i>Função objetivo . . . . .</i>	53
3.2.2.2	<i>Restrições fundamentais dos SDEEs . . . . .</i>	54
3.2.2.3	<i>Restrições da Geração Distribuída . . . . .</i>	55
3.3	PLANEJAMENTO MULTI-ESTÁGIO DA EXPANSÃO DO SDEE . .	56
3.3.1	<b>Modelagem matemática do PESDM . . . . .</b>	57
3.3.1.1	<i>Restrições do dimensionamento de EPVE . . . . .</i>	58
<b>4</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS . . . . .</b>	<b>61</b>
4.1	SISTEMA TESTE 18 BARRAS . . . . .	61

4.2	INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS . . . . .	63
4.3	RESULTADOS PESDE . . . . .	64
4.4	RESULTADOS PESDM . . . . .	66
4.4.1	Caso base . . . . .	69
4.4.2	Caso A . . . . .	69
4.4.3	Caso B . . . . .	70
4.4.4	Caso C . . . . .	71
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>73</b>
5.1	CONCLUSÕES . . . . .	73
5.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS . . . . .	74
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>75</b>
	<b>APÊNDICE A – SISTEMA DE 18 BARRAS . . . . .</b>	<b>81</b>
	<b>APÊNDICE B – MODELO DE PLIM DETERMINÍSTICO .</b>	<b>83</b>
B.1	RESTRIÇÕES E FUNÇÃO OBJETIVO . . . . .	83
B.1.1	Função objetivo . . . . .	83
B.1.2	Restrições fundamentais dos SDEEs . . . . .	84
B.1.3	Restrições operacionais . . . . .	85
B.1.4	Restrições da operação radial dos SDEE . . . . .	86
B.1.5	Restrições lógicas associadas aos circuitos . . . . .	87
B.1.6	Restrições lógicas associadas às subestações . . . . .	88
B.1.7	Restrições operacionais dos BCs . . . . .	88
B.1.8	Restrições operacionais das unidades de GD . . . . .	89
B.1.9	Modelagem matemática das EPVEs . . . . .	90
B.2	LINEARIZAÇÕES . . . . .	91
	<b>APÊNDICE C – LINEARIZAÇÃO POR PARTES . . . . .</b>	<b>95</b>

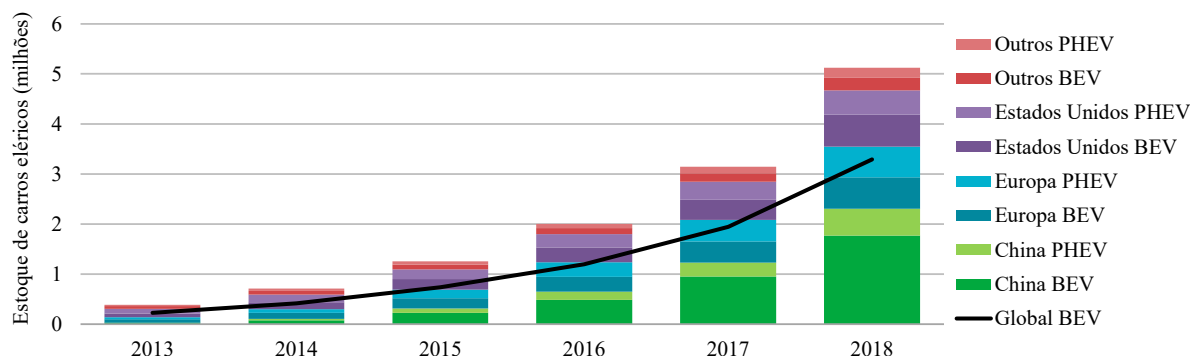
## 1 INTRODUÇÃO

Preocupações com a redução dos impactos ambientais e dependência dos combustíveis fósseis vêm beneficiando o desenvolvimento de novas tecnologias mais sustentáveis, além de contribuir com outras que já vêm se destacando no cenário mundial, como as fontes de energia renovável. Atualmente, grande parte da população mundial está exposta a níveis excessivos de poluentes atmosféricos, essencialmente oriundos do setor de energia. Em locais com um forte crescimento urbano o setor de transporte tende a contribuir ainda mais com a taxa de emissões (TOLEDO, 2019). Neste contexto, dada a importância de descarbonização das economias mundiais e da atuação do setor de transportes neste sentido, os VEs vêm ganhando destaque e assumindo um papel importante para o desenvolvimento sustentável (DELGADO et al., 2017). Além das questões ambientais, segundo Consoni et al. (2018), um estudo desenvolvido no âmbito Promob-e, analisou o sistema de governança dos países que lideram a produção e/ou venda de VEs e identificou os principais fatores que os motivaram, entre eles estão: saúde pública; desenvolvimento técnico e econômico do setor automobilístico; e oportunidade de desenvolvimento de setores industriais inovadores. Portanto, a mobilidade elétrica representa também novas oportunidades de desenvolvimento do setor automotivo, do setor elétrico e novos modelos de negócios.

Segundo o estudo da *International Energy Agency* (IEA), em 2018, o estoque global de VEs atingiu 5,1 milhões de unidades, um aumento de 63% do ano anterior. A taxa de crescimento se manteve próxima aos anos de 2017 e 2016 que obtiveram um crescimento de 57% e 60%, respectivamente (IEA, 2019). Os VEs a bateria (BEVs) representam 64% dos carros elétricos do mundo. O Gráfico 1 mostra o comportamento do estoque de VEs dos últimos anos, apresentando uma tendência ascendente da adoção dos VEs. Além disso, com a redução de custo e aumento da eficiência dos dispositivos de armazenamento de energia é esperado um incremento ainda maior no uso de VEs nos próximos anos e incentivos pra o uso de energia renovável, principais opções para atingir o objetivo de redução das emissões e dependência dos combustíveis fósseis (ARIAS, 2019).

Apesar dos benefícios existem desafios a serem superados para viabilizar a popularização dos VEs, um desses desafios é a criação de uma infraestrutura de recarga adequada às particularidades desses veículos. Medidas para adaptar a infraestrutura já existente devem ser tomadas, mantendo à conveniência e interoperabilidade oferecida pela atual estrutura de reabastecimento de veículos com MCI. Do ponto de vista operacional, a recarga de um VE difere do abastecimento de veículos com MCI em dois aspectos: o ambiente em que a recarga pode ser realizada e o tempo necessário para realizar a operação. O tempo de recarga de um veículo elétrico é consideravelmente maior que o tempo de abastecimento de um veículo a combustão, esse tempo pode variar sensivelmente dependendo da potência disponibilizada pelo ponto de recarga. Já o ambiente de recarga apresenta uma diversidade

Gráfico 1 - Evolução do estoque dos VEs nos principais mercados, 2013-18.



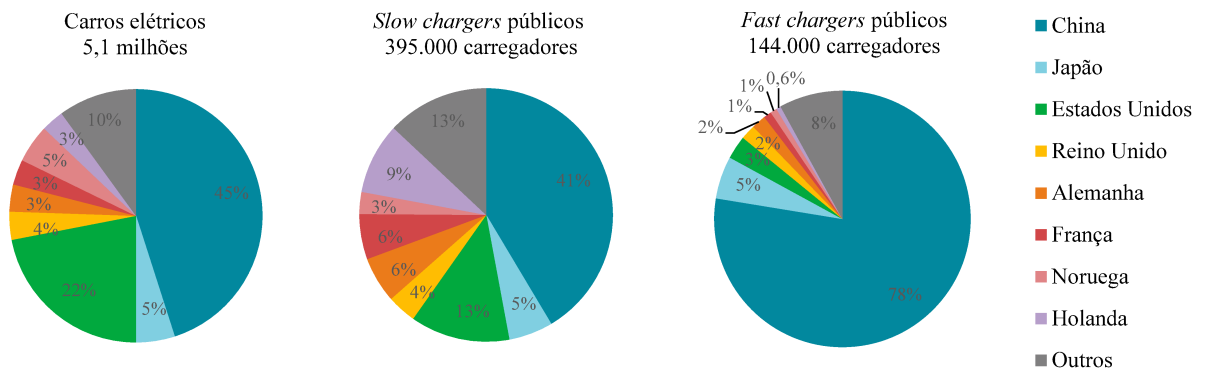
Fonte: Adaptado de IEA (2019).

muito maior, as estações de recarga podem ser instaladas em zonas residenciais ou em EPVEs que também são conhecidas como *Parking Lots* ou eletropostos. Além disso, as políticas de incentivo em infraestrutura de recarga adotadas pelos diversos países ainda tem grande influência no desenvolvimento da mobilidade elétrica, e variam de acordo a necessidades de cada país (IEA, 2018).

A infraestrutura de recarga dos VEs em áreas públicas, apesar de ser considerada como complemento da recarga domiciliar tem seu desenvolvimento considerado como estratégico. Pois, permite que os usuários consigam se adaptar com o novo paradigma tecnológico e também fornece uma opção aos usuários que não possuem estacionamento privativo, caso que ocorre principalmente em países com alta densidade populacional (DELGADO et al., 2017; IEA, 2018). No final do ano de 2018, o número global de carregadores acessíveis ao público totalizavam 539.000, um aumento de 24% em relação aos níveis de 2017. Sendo que, aproximadamente, um terço dos carregadores acessíveis ao público instalados eram carregadores rápidos, 144.000 carregadores rápidos e 395.000 carregadores lentos. No Gráfico 2, apresenta-se a distribuição percentual desses carregadores por país.

Alguns governos como o da China e da União Europeia, líderes na transição para a mobilidade elétrica, definiram medidas políticas e metas relacionadas à implantação da infraestrutura de recarga pública (IEA, 2019). Como a Diretiva de Infraestrutura de Combustíveis Alternativos da União Europeia, que requer para os países da União Europeia uma definição de metas para implantação dos carregadores acessíveis ao público em 2020, 2025 e 2030 como parte do seus quadros políticos nacionais (IEA, 2019). O número global de carregadores acessíveis ao público por VE, no final de 2018, foi superior a 1 carregador por 10 VEs, proporção recomendada pela Diretiva de Infraestrutura de Combustíveis Alternativos da União Europeia (IEA, 2019). Entretanto, cada país opta pelo modelo que melhor atenda às suas especificidades locais, e muitos países líderes em

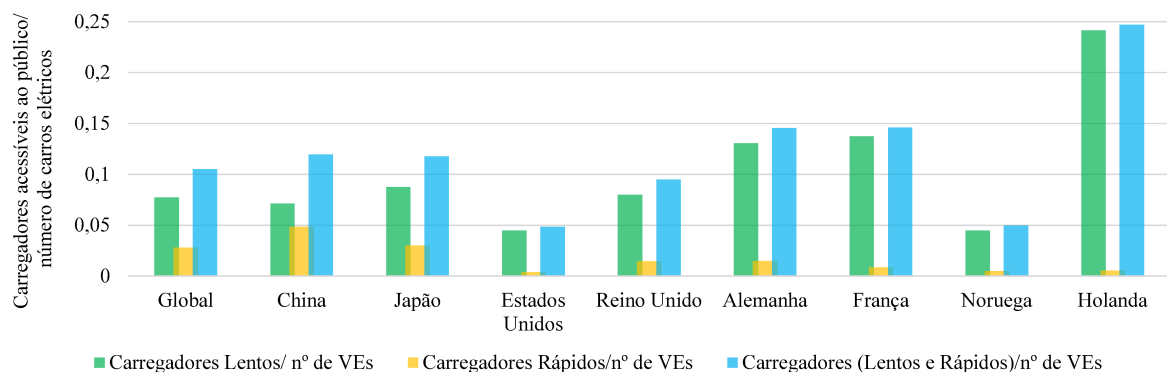
Gráfico 2 - Estoque de VEs e carregadores acessíveis ao público por país, 2018.



Fonte: Adaptado de IEA (2019).

termos de implantação de carros elétricos permanecem abaixo do nível global média de 1 carregador por 10 carros elétricos, como é o caso da Noruega e dos Estados Unidos. Por outro lado, a Holanda e a Dinamarca têm um número relativamente alto de carregadores acessíveis ao público por VEs. O Gráfico 3 apresenta o perfil de implementação de EPVEs dos países líderes em termos de implantação de VEs.

Gráfico 3 - Perfil de implementação das EPVEs por país, 2018.



Fonte: Adaptado de IEA (2019).

O perfil de implementação deve ser capaz de satisfazer as necessidades dos usuários e incentivar ainda mais o uso dos VEs. Entretanto, a implementação de uma infraestrutura de recarga deve ser discutida e elaborada cuidadosamente, pois o incremento da carga dos VEs associado com a demanda convencional pode provocar impactos prejudiciais para os SDEEs. Problemas na operação da rede tais como a elevação dos picos de carga e operação fora dos limites técnicos aceitáveis, são alguns dos problemas identificados na literatura (PINTO, 2017). Assim, os operadores do sistema de distribuição devem estar preparados

para lidar com uma penetração em grande escala de VEs que poderá provocar grandes modificações nas suas redes.

Uma das maneiras de evitar os possíveis impactos resultantes da integração dos VEs nas redes de distribuição está relacionada com o reforço do SDEE (PINTO, 2017), já que a rede existente pode não estar adequadamente dimensionada para atender demandas adicionais e manter o serviço com os mesmos padrões de qualidade. Neste contexto, integrar a demanda dos VEs no PESD é vantajoso, já que o planejamento adequado da rede pode evitar futuros problemas na operação do sistema e minimizar os custos de investimento. Esta proposta têm despertado o interesse de pesquisas recentes e diferentes modelos matemáticos têm sido desenvolvidos para o PESD, considerando abordagens distintas para representar a demanda dos VEs.

## 1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O problema de PESD consiste em determinar o plano de expansão ótimo para o SDEE visando atender as demandas futuras de energia, respeitando restrições operacionais do sistema (ARIAS, 2019). O planejamento para a expansão é um processo que culmina com a tomada de decisões e elaboração do projeto da rede, identificando os investimentos necessários como a construção e/ou reforço de subestações e circuitos para suprir essas demandas. O crescimento contínuo da demanda de energia elétrica e o surgimento de novas cargas obrigam as empresas de distribuição de energia elétrica a expandirem seus sistemas.

Nesta seção, apresenta-se uma breve revisão bibliográfica das diferentes metodologias propostas para modelar e resolver o problema clássico de PESD. Posteriormente, serão apresentadas importantes pesquisas relacionadas a integração dos VEs no PESD que serviram de base para o aprendizado e desenvolvimento deste trabalho

### 1.1.1 Planejamento da expansão dos SDEEs

O desenvolvimento de modelos matemáticos e aplicação de técnicas eficientes para solução do PESD, são de grande importância para as empresas distribuidoras para atender a crescente demanda com qualidade e a custos competitivos. O PESD tem sido resolvido através de diferentes técnicas de solução, como algoritmos heurísticos, metodologias de otimização baseadas em meta-heurísticas, assim como técnicas de otimização clássica que incluem programação linear, não linear, cônica. O trabalho Tabares et al. (2016) fez uma abordagem geral sobre as principais características das metodologias propostas para resolver o PESD. A seguir são apresentados alguns dos trabalhos que utilizam técnicas de otimização clássica.

Em Lavorato et al. (2012) é apresentado um modelo de PNLIM para o PESD que é resolvido usando técnicas de otimização clássica. O trabalho é focado principalmente

na incorporação de restrições para consideração da radialidade nos SDEEs e mostra as principais alterações que devem ser levadas em consideração nos modelos para casos particulares, como na presença de várias subestações, unidades de GD e barras de transferência de carga.

Em Tabares et al. (2016) os autores propõem um modelo de PNLIM para resolver o problema de PESDM, que é transformado em um modelo de PLIM através de técnicas de linearização. O modelo considera as tradicionais ações de planejamento como a construção e/ou reforço de subestações e circuitos, assim como a reconfiguração do sistema, além de considerar também alocação e operação de BCs, unidades de GD e RTs. Onde o objetivo principal é minimizar os custos totais de investimento e operação do sistema durante o horizonte de planejamento, o modelo foi resolvido utilizando o solver comercial CPLEX.

Já o trabalho apresentado em Franco, Rider, Romero (2016) é proposto um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista para resolver o problema de PESDM. Considera a construção de subestações com demandas estocásticas, usa restrições probabilísticas para garantir os limites na capacidade das subestações. A função objetivo visa minimizar o custo total esperado do plano de expansão definido pelos custos fixos de investimentos, custos variáveis de operação e perdas de potência e pelo custo esperado da energia não suprida devido a falhas nas subestações e nos circuitos.

No trabalho Haghghat, Zeng (2018) os autores desenvolveram um modelo cônico inteiro misto estocástico com dois estágios, para a resolução do planejamento da expansão considerando incertezas nas cargas e nos preços de energia. Para enfrentar o desafio computacional, o trabalho também desenvolve um algoritmo baseado na decomposição rápida de Benders e faz a comparação do tempo de resolução do problema com um solver comercial.

### 1.1.2 Integração dos VEs no PESD

Os custos de investimentos e de operação envolvidos ressaltam a importância do planejamento adequado da expansão destes sistemas considerando aspectos econômicos e técnicos Sousa (2013). Logo, incluir a demanda dos VEs e as incertezas associadas ao processo é crucial para a solução do PESD, visando obter planos de expansão mais eficientes e adaptados às condições reais dos SDEEs. A seguir serão apresentados alguns trabalhos que integram os VEs no problema de PESD.

No trabalho apresentado em Hu, Song (2012) é proposto um modelo de PLIM para resolver o problema de PESDM levando em consideração a alocação e o dimensionamento das estações de carregamento. Porém, a demanda associada aos VEs é considerada como uma carga adicional à demanda convencional. O método proposto aloca a demanda de recarga das estações entre os locais candidatos de maneira otimizada, minimizando os custos totais de investimento e operação do SDEE. Dentro da formulação considera-se a

construção e/ou reforço de subestações, circuitos e as restrições associadas aos limites de operação e radialidade.

Em Quevedo, Muñoz-Delgado, Contreras (2017) os autores apresentam um modelo matemático baseado em programação estocástica para o problema de PESDM que considera além dos investimentos tradicionais, investimentos em fontes renováveis (eólica e fotovoltaica), baterias e estações de recarga. Este trabalho considera a demanda dos VEs, mas não inclui diferentes tipos de estações de recarga, o que não viabiliza explorar cenários práticos. As incertezas associadas às fontes renováveis e a demandas são tratadas através da geração de cenários, aplicando o método de clusterização *k-means++*.

O trabalho Arias et al. (2018) apresentou um modelo matemático de PLIM para o planejamento robusto da expansão de SDEEs com estações de carregamento de VEs. Considerou-se a demanda dos VEs alocando e dimensionando as EPVEs ao longo do horizonte de planejamento, com possibilidade de carregadores rápidos e lentos. Além das ações tradicionais de investimento e alocação de BC e unidades de GD.

Já o trabalho Ehsan, Yang (2020a) apresenta um modelo estocástico para o PESDM, sendo este modelo adaptado do trabalho Arias et al. (2018) para integrar a matriz de cenários elaborada. A matriz de cenários segue uma metodologia para correlacionar os dados da demanda convencional, demanda dos VEs, geração eólica e fotovoltaica. Sendo a demanda dos VEs determinada pela análise Markoviana através dos padrões de condução dos VEs e demanda de carregamento. Os resultados deste modelo estocástico baseado na matriz de cenários são apresentados e discutidos em Ehsan, Yang (2020b).

## 1.2 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA

Conforme o panorama geral apresentado, o uso de VEs promete ser cada vez mais comum no futuro, o que torna necessário um conhecimento abrangente dos seus impactos no SDEE. Com isso, é possível notar que a integração dos VEs no PESD vem sendo abordada em pesquisas recentes, sob diferentes perspectivas, apresentando um grau de relevância para pesquisa. Com a pesquisa bibliográfica acerca do tema, encontrou-se destaque na referência Arias (2019), que propõe e explora um método robusto baseado em um modelo de PLIM para auxiliar a integração de VEs no SDEE. Avaliando o modelo apresentado, observou-se pontos a serem explorados tanto no caso de carregamento residencial, como no caso do carregamento em estações públicas.

Desse modo, utilizando o modelo de Arias (2019) como referência, o presente trabalho se concentra na modelagem e avaliação do planejamento das redes de distribuição integrando a demanda dos VEs, bem como seus impactos no respectivo sistema. Além disso, busca contribuir com uma abordagem que possibilite a utilização de um perfil de demanda realista e avalie cenários práticos do perfil de implementação das EPVEs, considerando tipos diferentes de VEs e carregadores (*slow charger* e *fast charger*), abordando de maneira



diferenciada alguns aspectos já tratados em outros trabalhos.

### 1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O presente trabalho tem como objetivo avaliar o impacto dos VEs no PESDE através de um modelo estocástico de dois estágios, baseando-se no modelo descrito em Arias (2019). Para tanto, são propostas adaptações para incluir a natureza incerta do carregamento em ambiente residencial dos VEs por meio de GMMs encontradas na literatura (QUIRÓS-TORTÓS et al., 2018). Nesta proposta também são incluídas unidades de GD renováveis, que são fontes de incerteza devido a sua variabilidade. Com isso, além de adicionar os dados da demanda de VE, o modelo estocástico deverá considerar dados históricos da geração eólica e fotovoltaica, juntamente com dados associados à demanda convencional. A matriz de cenários utilizada será construída com os dados horários desses parâmetros incertos, aplicando o método de clusterização *k-means* ao conjunto de dados.

O trabalho ainda busca contribuir com a proposta de compor um conjunto de ações dentro do PESDM que sejam coerentes e alinhados aos objetivos e metas da implantação das EPVEs. Para isso, partindo do modelo de referência descrito em Arias (2019), será utilizado um modelo determinístico para o PESDM que considera novas restrições para inclusão do perfil de implementação das EPVEs. Assim, o modelo deve considerar dois novos parâmetros para o dimensionamento das EPVEs, que são: (i) uma proporção entre carregadores acessíveis ao público por número de VE; e (ii) um percentual total de carregadores rápidos que devem ser instalados. Para avaliar o impacto da inclusão do perfil de implementação das EPVEs, será considerado um estudo de caso, baseado em três cenários observados nos países líderes em termos de implantação dos VEs, vide Gráfico 3.

As principais contribuições deste trabalho, partindo do modelo base, estão nos pontos explorados para o carregamento residencial e público de VE, realizando novas análises da integração dos VEs no PESD. As contribuições podem ser sintetizadas nos seguinte pontos:

- Um modelo de programação estocástica de dois estágios baseado em cenários, aplicado para levar em consideração as incertezas da demanda de carregamento dos VEs, demanda convencional e geração das unidades distribuídas de energia eólica e fotovoltaica dentro do PESDE. A modelagem das incertezas é detalhada, apresentando uma metodologia para construção do conjunto de cenários através da clusterização dos dados;
- Por esse modelo estocástico é avaliado a importância de considerar as incertezas associadas às demandas dos VEs no PESD, incluindo as fontes de incerteza associadas à variabilidade da geração e da demanda;

- Duas novas restrições são elaboradas para compor a modelagem matemática do dimensionamento das EPVEs dentro do modelo determinístico para o problema de PESDM;
- Uma nova análise, com o modelo determinístico, que avalia a integração dos VEs nos SDEEs mensurando o impacto das EPVEs no PESDM, através de um estudo de caso com perfis de implementação das EPVEs observados nos países líderes em termos de adoção dos VEs.

#### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está composta por cinco capítulos, incluindo a introdução e três apêndices descritos como segue:

No capítulo 2, é feita uma contextualização das principais tecnologias relacionadas com os VEs, as baterias, a infraestrutura e os padrões mundiais de carregamento. Além disso, é abordado os principais aspectos do PESD e sua classificação em relação ao período de planejamento. Posteriormente, apresenta-se uma breve abordagem sobre os impactos agravados pela conexão massiva dos VEs no SDEE e as principais classes de solução.

No capítulo 3, é apresentado o modelo estocástico e o modelo determinístico desenvolvidos para a resolução do problema de PESD. Deste modo, são definidos todos os passos da modelagem matemática e a proposta de solução dos modelos. Assim, aborda-se os detalhes para construção da matriz de cenários considerada no modelo estocástico PLIM para o PESDE. Já para o modelo determinístico PLIM do PESDM, são abordadas as principais considerações para incluir novas restrições ao modelo base, compondo o dimensionamento das EPVEs.

No capítulo 4, são apresentados resultados das simulações realizadas utilizando os modelos propostos, considerando um estudo de caso específico para cada modelo, com foco em avaliar e mensurar os principais impactos dos VEs dentro do PESD. Em todas as simulações realizadas utiliza-se um sistema teste de 18 barras.

No Capítulo 5, estão as principais conclusões deste trabalho, considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

No Apêndice A são apresentados os dados dos sistemas de 18 barras, utilizado para verificar a eficiência dos modelos/metodologia explorados neste trabalho. Já no Apêndice B é abordado em detalhes o modelo base deste trabalho, incluído as restrições, função objetivo e linearizações para formação do modelo PLIM equivalente. O Apêndice C apresenta a estrutura geral da função de linearização por partes que foi aplicada em algumas das restrições para obter o modelo final de PLIM.

## 2 VEÍCULOS ELÉTRICOS E O PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Existem diversos aspectos que devem ser compreendidos para integração dos VEs no PESD. Este capítulo tem por finalidade apresentar os conceitos básicos relacionados aos tipos de VEs, baterias e a infraestrutura de recarga. Além disso, são abordados os conceitos envolvidos no PESD e sua caracterização em função do horizonte de planejamento. Posteriormente, apresenta-se os impactos agravados pela conexão massiva dos VEs no SDEE e as principais classes de soluções identificadas na literatura.

### 2.1 VEÍCULOS ELÉTRICOS: CONCEITOS E CARACTERÍSTICAS

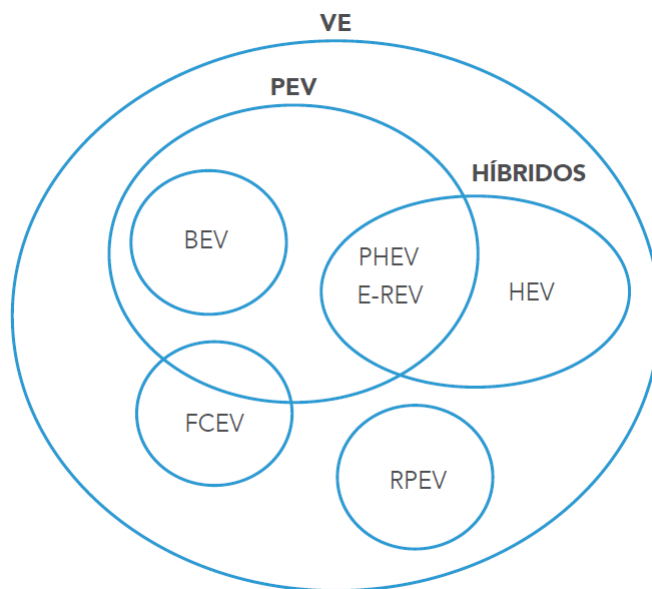
#### 2.1.1 Tipos de veículos elétricos

Os VEs são atualmente definidos como veículos automotores que utilizam um ou mais motores elétricos, em parte ou completamente, para propulsão (DELGADO et al., 2017; ARIOLI, 2016). São caracterizados, principalmente, pela eficiência energética e baixa ou nula emissão de poluentes e ruídos. Embora a família de VEs seja diversificada, esta dissertação foca em VEs rodoviários leves (veículos de passeio), para o transporte de passageiros.

A Figura 1 apresenta as classes e subclasses dos tipo de VEs. No contexto do presente trabalho, VEs representam os que incorporam a tecnologia *plug-in* (PEV, *plug-in electric vehicles*), utilizando a rede de energia elétrica como principal fonte de reabastecimento. Dentro dos PEVs também incluem alguns VEs híbridos, que são aqueles que utilizam ambos motores elétrico e à combustão interna para propulsão. As características e tecnologias dos veículos puramente elétricos (*all-electric*) e híbridos *plug-in* serão abordadas em maiores detalhes a seguir.

- Híbrido *Plug-in* (PHEV, da sigla em inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*): apresenta um MCI e um motor elétrico, duas fontes de energia disponíveis, os modos de gerenciamento de energia do PHEV definem como o veículo controla a fonte de energia que tracionará o veículo (SIMON, 2013). O veículo pode recarregar a bateria por meio de frenagem regenerativa, como o HEV ou pode ser recarregada em uma fonte externa de energia elétrica através da tecnologia *plug-in*. Como também utiliza combustíveis tradicionais, fósseis ou biocombustíveis, quando comparado ao BEV, o PHEV geralmente garante uma maior autonomia (DELGADO et al., 2017).
- Híbrido de longo alcance (EREV, da sigla em inglês *Extended Range Electric Vehicle*): basicamente é um PHEV série e/ou paralelo, possuindo autonomia estendida com o MCI. O EREV opera no modo puramente elétrico até o momento que a bateria

Figura 1 - Classificação por tipo de VE.



Fonte: Retirado de Delgado et al. (2017).

atinge o limite mínimo de *SOC*, então o MCI é ligado e fornece energia para o veículo, fazendo com que o EREV tenha alcance estendido (ARIOLI, 2016).

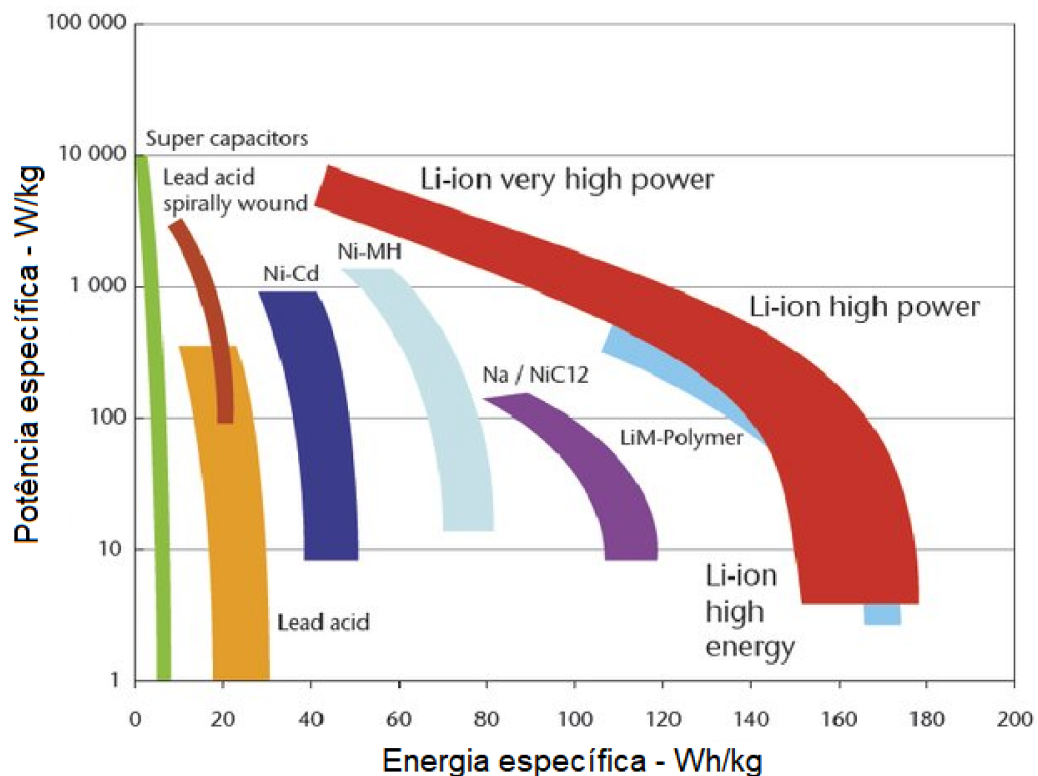
- Elétrico puro (BEV, da sigla em inglês *Battery Electric Vehicles*): sua propulsão ocorre somente por um motor elétrico e não possui MCI. É um veículo puramente elétrico, sua alimentação é fornecida exclusivamente por um conjunto de baterias que é recarregado majoritariamente por uma fonte externa ao veículo e também pela frenagem regenerativa, quando o motor elétrico opera como gerador (DELGADO et al., 2017; ARIOLI, 2016). A sua eficiência é mais elevada, principalmente na arrancada em baixas velocidades (SIMON, 2013).

Pode-se considerar que os BEVs representam um passo além na possível transição dos PHEVs. Para viabilizar a utilização de forma mais competitiva do BEV uma série de desafios técnicos, econômicos e culturais devem ser superados. Segundo Arioli (2016), os maiores desafios a serem superados para viabilizar a utilização de forma mais competitiva do BEV estão na capacidade de armazenamento das baterias que devem proporcionar maior autonomia, e no tempo de recarga que deve ser realizada em um período de tempo relativamente curto. No entanto, à medida que a tecnologia avança e os tempos de recarga diminuem, as faixas de BEV se estenderão ainda mais. Consequentemente, teremos uma expansão da infraestrutura de recarga que também está diretamente relacionada com o sucesso e maior adoção dos VEs.

### 2.1.2 Baterias

Diversos tipos de baterias podem ser utilizados em aplicações veiculares. Os primeiros veículos elétricos da era moderna utilizavam baterias de chumbo ácido, que posteriormente passaram a ser substituídas por baterias de níquel-hidreto metálico (*NiMH*) (RODRIGUES et al., 2014). Em 1997, o Japão lançou o primeiro veículo híbrido produzido em massa, o Toyota Prius, este VEH utilizava as baterias de *NiMH*. Porém, essas baterias não alcançavam os valores de energia necessários para VE puramente elétricos. As baterias se desenvolveram durante os anos seguintes e as de íons de lítio substituíram as de *NiMH*. No Gráfico 4, apresenta-se a potência específica em função da energia específica de diversos dispositivos de armazenamento de energia.

Gráfico 4 - Potência específica em função da energia específica de diferentes dispositivos.



Fonte: Retirado de Ziemann et al. (2013).

As baterias de íons de lítio foram bem aceitas pelos vários modelos de VEs, o que se deve principalmente pela maior energia específica e maior taxa de carga suportada por tal tipo de bateria, além do fato de serem mais leves (RODRIGUES et al., 2014; SANTOS, 2018). A bateria Li-Íon do VE é composta pela associação de várias unidades (células galvânicas) de modo a alcançar a tensão e a corrente necessária para cada projeto. O gerenciamento do funcionamento dessas células é realizado pelo Sistema de Controle e Monitoração da Bateria (*Battery Management System – BMS*), que controla a operação

das células individualmente, buscando evitar condições de risco como sobrecarga, subcarga e temperatura elevada (SANTOS, 2018). As baterias de íons de lítio abrangem uma família de químicas que surgem através da combinação de materiais no ânodo e cátodo, sendo que cada uma dessas combinações tem suas vantagens e desvantagens. A tecnologia de íons de lítio mais utilizada em VE são: óxido de alumínio-níquel-cobalto (NCA), óxidos de níquel-mangânês-cobalto (NMC) e fosfato de ferro (LFP) (ARIOLI, 2016). As químicas das baterias de alguns dos veículos comerciais produzidos em 2017 estão na Tabela 1. A bateria é um dos componentes mais caros, representa um terço do custo total do VE, mas com os avanços tecnológicos nos últimos anos, tem sido observada uma redução nos custos e espera-se que os custos continuem diminuindo (ARIAS, 2019).

Tabela 1 – Química das baterias dos VEs comerciais produzidos em 2017.

Fabricante	Modelo	Tipo	Química da bateria (íons de lítio)
BYD	BYD E6	BEV	LFP
General Motors	Chevrolet Volt	PHEV	NMC
Nissan	Nissan Leaf	BEV	NMC
Tesla	Tesla Model SP100D	BEV	NCA
Toyota	Toyota Prius Prime	PHEV	NMC

Fonte: Adaptado de Santos (2018).

O processo de recarga do banco de baterias de um VE varia com o tipo de bateria utilizado e com a capacidade de disponibilização de energia pela rede elétrica, o tempo e a forma de reabastecimento do VE devem ser compatíveis com o tipo de bateria existente no VE, garantindo a segurança do processo de recarga e evitando que seu banco de baterias tenha sua vida útil reduzida. Logo, a duração de recarga do banco de baterias de um VE depende não só da capacidade e do SOC do banco de baterias, mas também da taxa de carga suportada pelo tipo de bateria utilizado, além da potência disponível nos alimentadores (RODRIGUES et al., 2014).

### 2.1.3 Infraestrutura de recarga

Há várias possibilidades para a caracterização dos carregadores de baterias para VEs, de forma geral, podem ser classificados como *on-board* e *off-board* com fluxo de energia unidirecional ou bidirecional (YILMAZ; KREIN, 2012). Os carregadores unidirecionais permitem o fluxo direto para recarga das baterias. Já os bidirecionais permitem o fluxo de potência direto e inverso, conceito este conhecido como V2G (YILMAZ; KREIN, 2012).

As técnicas de conexão disponíveis atualmente no mercado são a condutiva e a indutiva. Nos carregadores condutivos o fluxo de energia elétrica é realizado por meio do contato elétrico entre o conector do veículo e os terminais do plugue do cabo de conexão, seja o carregador *on-board* ou *off-board*. Na recarga condutiva é o motorista que

deve efetuar essa conexão, sendo necessário levar em consideração uma série de questões relacionadas à segurança do sistema e do usuário (RODRIGUES et al., 2014). Já os carregadores indutivos, nos quais o fluxo de potência entre a rede elétrica e o banco de baterias do VE é realizado magneticamente. Neste tipo de carregador há a possibilidade da recarga indutiva ser realizada com o VE estacionado ou em movimento (RODRIGUES et al., 2014).

### 2.1.3.1 *Tipos de Carregamento*

Os tipos de carregamento de VEs possui diferentes definições quanto à sua duração, entretanto, de forma geral, é possível classificar a recarga como: “carga lenta” e “carga rápida” (RODRIGUES et al., 2014). Não há definições padronizadas, por isso serão apresentadas as características pontuais da carga lenta e rápida conforme a literatura técnica (ARIOLI, 2016; RODRIGUES et al., 2014; CPFL, 2020c). Em alguns trabalhos a carga lenta é designada por “recarga em Nível 1” e/ou “recarga em Nível 2”, enquanto a carga rápida é citada como “recarga em Nível 3”, referenciando aos métodos de recarga definidos nas primeiras versões da SAE J1772 (RODRIGUES et al., 2014).

- Carga lenta: pode ser definida como a recarga completa do banco de baterias de um VE com tempo de duração superior a 6 horas (RODRIGUES et al., 2014). É geralmente realizada com a conexão do VE à rede elétrica, com alimentação em corrente alternada (monofásica ou bifásica), não sendo necessária uma infraestrutura específica (ARIOLI, 2016). Este tipo pode ser aplicado para uso privado e público, pois é apropriado tanto para às recargas noturna como para às recargas de oportunidade, aproveitando o longo período que os VEs permanecem estacionados, com alimentação em corrente alternada (monofásica ou bifásica) e potência aparente entre 1 kVA e 6,6 kVA (RODRIGUES et al., 2014).
- Carga rápida: é uma solução para um dos obstáculos para difundir a utilização de VE, que é o tempo de recarga. De acordo com (BOTSFORD; SZCZEPANEK, 2009), a “*California Air Resources Board*” em seu programa “*Zero Emissions Vehicle*” definiu a carga rápida como uma recarga de 10 minutos que seja capaz de garantir que o VE trafegue 100 milhas (160,9 km). Uma estação de recarga rápida deve ser instalada em um ponto específico para esse fim, pois exige uma infraestrutura que suporte uma grande demanda de energia elétrica, indo além da capacidade de uma instalação residencial. Geralmente é associada às estações de recarga nos pontos públicos e comerciais, com uma atuação similar aos postos de gasolina. Usualmente, a carga rápida é realizada com a conexão do VE a uma alimentação em corrente contínua, com energia fornecida por rede trifásica por meio de retificadores, com potência na faixa de 50 kW a 400 kW (RODRIGUES et al., 2014).

### 2.1.3.2 Padrões de recarga das baterias dos VEs

A padronização dos processos e conectores utilizados na recarga das baterias dos VEs é importante para consolidação da tecnologia, em todo o mundo existem alguns padrões a serem seguidos, variando de região para região (XAVIER, 2020). Atualmente, três padrões de conectores de recarga condutiva vem sendo internacionalmente estabelecidos (RODRIGUES et al., 2014). Nos Estados Unidos da América, a SAE (*Society of Automotive Engineers*) define o padrão J1772 utilizado. No Japão, vem sendo utilizado o padrão comumente denominado CHAdeMO. Já na Europa, há os padrões IEC (*International Electrotechnic Commission*) 61851 e 62196, sendo adotadas no Brasil pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) onde o comitê de normativas para VE se baseia na tradução e adequação destas normas. Nesta seção os três padrões de conectores dos VEs serão abordados.

- IEC 61851 (NBR/IEC 61851) e IEC 62196 (NBR/IEC 62196)

Existem dois padrões definidos pela IEC relacionados à recarga condutiva: “IEC 61851 - *Electric Vehicle Conductive Charging System*”, trata dos equipamentos para recarga de VEs em corrente alternada e em corrente contínua; “IEC 62196 - *Plugs, Sockets Outlets, Vehicle Coupler and Vehicles Inlets - Conductive Charging of Electric Vehicles*” aborda os requisitos dos conectores utilizados na recarga de VEs. Estes padrões foram adotados pela ABNT sob os nomes : “NBR/IEC 61851 - Sistema de Recarga Condutiva para Veículos Elétricos” e “NBR/IEC 62196 - Plugues, Tomadas, Tomadas Móveis para Veículo Elétrico e Plugues Fixos de Veículos Elétricos - Recarga Condutiva para Veículos Elétricos” (RODRIGUES et al., 2014).

Conforme apresentado em Arioli (2016) e Rodrigues et al. (2014), na primeira parte do padrão IEC 61851 (NBR/IEC 61851), quatro modos de recarga condutiva para veículos elétricos são definidos. Descritos de forma resumida a seguir.

- Modo 1: Carregadores com baixa corrente conectados em uma tomada comum (XAVIER, 2020), este modo de recarga é totalmente dependente das características da instalação elétrica local, pois não há nenhuma interface e proteção entre o VE e a rede elétrica (ARIOLI, 2016). Pelo potencial risco de acidente na ocorrência de alguma falha no sistema, este modo de carga não está mais sendo utilizado pelos fabricantes (XAVIER, 2020).
- Modo 2: Também foi desenvolvido para permitir que o VE possa ser recarregado em uma tomada residencial, mas traz proteção incorporada ao cabo de conexão ao VE. Possui uma caixa de controle que aprimora a segurança, comparada ao modo 1. Os carregadores convertem CA em CC e controlam o carregamento da bateria. Em geral, carregadores a 2,4kW (10A) (XAVIER, 2020).



- Modo 3: Pontos de recarga com o uso de SAVE (Sistema de Alimentação para VE) dedicado, terminal exclusivamente para recarga de VE, com função piloto e proteção contra choque elétrico (GUEDES, 2019). Garante a segurança dos usuários durante a recarga, mesmo na ocorrência de falhas humanas ou nos dispositivos, requer uma caixa montada na parede ou similares com as proteções e circuitos de comando e controle necessários. Nas EPVEs o SAVE possui um medidor de energia embutido e sistema de pagamento (ARIOLI, 2016).
- Modo 4: Neste modo o VE é recarregado por uma conexão indireta com a rede elétrica, requer uma infraestrutura robusta em comparação aos outros modos. A energia é transferida diretamente da estação de recarga para a bateria do veículo, por meio de um carregador *off-board* que realiza a conversão de CA para CC (ARIOLI, 2016; GUEDES, 2019). As funções de controle e proteção, assim como o cabo de recarga, são permanentemente instalados na parte de infraestrutura (GUEDES, 2019). Este modo é usualmente utilizado para recarga rápida, com características técnicas de intensidade de corrente de 400 A e potência máxima de 240 kW (GUEDES, 2019).

Segundo Rodrigues et al. (2014), na parte 2 da IEC 62196, são definidos três tipos de conectores. O conector de interface “Tipo 1” é utilizado para alimentação monofásica em corrente alternada de até 250 V/32 A. O conector “Tipo 2” é utilizado para alimentação CA monofásica (até 250 V/70 A) ou trifásica (380 V–480 V/63 A). Para o conector “Tipo 3”, que apresenta características nominais semelhantes às do conector “Tipo 2”, há uma capa de proteção que realiza a cobertura de seus contatos quando desconectado da tomada.

- SAE J1772

A SAE (Sociedade de Engenheiros Automotivos), adotada amplamente nos Estados Unidos e Japão, elaborou a norma "J1772 - *Electric Vehicle and Plug-in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler*", que traz especificações dos conectores utilizados na recarga condutiva de VEs, além de definir diferentes níveis para a recarga de baterias. Os métodos de recarga definidos pela SAE J1772 são sintetizados na Tabela 2.

Tabela 2 – Métodos de recarga para VEs, SAE J1772.

Método	Tensão [V]	Corrente [A]
CA Nível 1	120	12 - 16
CA Nível 2	208 - 240	32 - 80
CC Nível 1	200 - 500	$\leq 80$
CC Nível 2	200 - 500	$\leq 200$

Fonte: Retirado de Sausen (2017).

Figura 2 - Conectores padrão IEC 62196-2.



(i) “Tipo 1” (fabricante: Yazaki)



(ii) “Tipo 2” (fabricante: Mennekes)



(iii) “Tipo 3” (fabricante: SCAME)

Fonte: Retirado de SMMT (2010).

Existem dois tipos de conectores definidos no padrão SAE J1772 para recarga de baterias dos VEs (RODRIGUES et al., 2014). O primeiro conector é estabelecido nas versões até 2010 desta prática recomendada, equivalente ao conector “tipo 1” na parte 2 da IEC 62196, que suporta os métodos de recarga “CA Nível 1” e “CA Nível 2”, sendo também utilizado para recarga “CC Nível 1”. Além deste, há também o conector “combo” que suporta adicionalmente o método de recarga “CC Nível 2”, e está disponível em dois modelos: Combo Tipo 1 e Combo Tipo 2 (GUEDES, 2019).

- CHAdeMO

O método de recarga rápida em corrente contínua considerado mais importante atualmente é chamado CHAdeMO (*Charge de Move* – recarregue para o movimento), muito utilizado no Japão e EUA, principalmente pelo fato de ser pioneiro para recargas rápidas em CC (CPFL, 2020a) - (RODRIGUES et al., 2014). Elaborado por uma associação formada no Japão, composta por diversas empresas dos setores automotivo, de energia e de equipamentos elétricos, sendo liderados por montadoras de automóveis japonesas e francesas (Nissan/Renault, Mitsubishi, Fuji Heavy Industries/Subaru e Toyota) e a empresa de energia de Tóquio (TEPCO) (RODRIGUES et al., 2014).

Este padrão de conexão realiza a comunicação entre a estação de carga e o VE via protocolo CAN (*Controller Area Network*) (CPFL, 2020a). O conector utilizado é definido pelo “*Japan Electric Vehicle Standard (JEVS)*” G105-1993, também denominado

Figura 3 - Conectores padrão SAE J1772.



(i) Métodos de recarga “CA Nível 1”, “CA Nível 2” e “CC Nível 1” .



(ii) "Combo Tipo 1".



(iii) "Combo Tipo 2".

Fonte: Retirado de CPFL (2020d,b).

como “conector TEPCO”, permite a recarga CC em até 500 V/125 A (RODRIGUES et al., 2014). Essa primeira versão pode fornecer potência até 62,5 kW, mas o protocolo CHAdeMO 2.0 permite carregar até 400 kW (XAVIER, 2020).

Figura 4 - Conector CHAdeMO (fabricante: Yazaki).



Fonte: Retirado de CPFL (2020a).

## 2.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SDEE

O principal objetivo da solução do problema de PESD é satisfazer de forma adequada o crescimento da demanda, seja um sistema de distribuição de energia elétrica

novo ou existente que deve atender um conjunto de consumidores, respeitando um conjunto de restrições técnicas e operacionais do sistema (SOUSA, 2013). A necessidade de atender a demanda com qualidade exige a expansão da rede com a construção de novos circuitos e/ou troca dos alimentadores existentes por outras de maior capacidade, construção de subestações e ampliação das existentes. O objetivo clássico do PESD é minimizar os custos relacionados a expansão, satisfazendo um conjunto de restrições operacionais, físicas e econômicas que constituem o problema de planejamento da expansão conforme Gonen, Ramirez-Rosado (1986). O resultado do PESD culmina com a tomada de decisões e elaboração do projeto da rede. Através desse processo busca-se identificar o melhor plano de expansão da rede de distribuição para alcançar as metas das empresas distribuidoras, que podem incluir diferentes critérios, tais como: técnico, econômico/financeiro e sociais.

Um dos primeiros aspectos que deve ser considerado para realizar o planejamento da expansão do SDEE é definir o período de tempo que este planejamento deve abranger. Em função desse período de tempo, definido como horizonte de planejamento, o problema de PESD pode ser dividido em dois tipos: curto-prazo e longo-prazo. Com o horizonte de planejamento definido, pode-se distinguir duas possíveis abordagens: estático e multiestágio (ARIAS, 2019; SOUSA, 2013). Na abordagem estática, considera-se que todo planejamento é realizado com os dados da demanda prevista no final de um horizonte de planejamento. Já na abordagem do planejamento multiestágio, o período do planejamento é dividido em vários estágios, sendo os investimentos realizados ao longo desses  $n$  estágios do horizonte previsto. Outra possível abordagem que pode ser encontrada na literatura é uma adaptação do planejamento multiestágio, modelo pseudo-dinâmico, que pode ser resolvido através de técnicas de programação com vários modelos de planejamento estáticos consecutivos, sendo cada estágio resolvido como se fosse único e, assim, o estágio seguinte do planejamento é inicializado com os reforços que foram propostos no estágio anterior (SOUSA, 2013).

Durante os últimos anos, a complexidade do planejamento do SDEE tem aumentado devido à inclusão de novos elementos nas redes de distribuição. Os VEs, por exemplo, representam novas cargas que devem ser atendidas pelas empresas de distribuição, representando novos desafios para os SDEEs. Além disso, o comportamento estocástico associado aos diferentes elementos presentes nos SDEEs faz com que o problema seja ainda mais complexo.

### 2.2.1 Contextualização dos impactos associados à conexão dos VEs no SDEE

O planejador do SDEE deve estar atento a possíveis mudanças de comportamento no padrão de consumo de energia por parte dos usuários e ao surgimento de novas tecnologias com grande potencial de demanda de energia dos sistemas elétricos (PINTO, 2017). Como é o caso dos VEs *plug-in* que são um novo tipo de carga conectada ao SDEE em níveis de média e baixa tensão. Com o avanço da sua inserção no mercado, refletida através do uso

das estações de carregamento (públicas e privadas), uma nova demanda de energia será gradativamente introduzida aos SDEE. O local da alocação das estações de carregamento dos VEs reflete em diferentes impactos ao SDEE, a alocação em zonas residenciais causa um incremento distribuído da demanda. Já com as EPVEs o incremento da demanda é concentrado em alguns pontos específicos da rede (ARIAS, 2019). Assim, a infraestrutura poderá sofrer maiores ou menores impactos de acordo o perfil de implementação das estações de carregamento visto que o SDEE deve satisfazer a demanda de energia de acordo com a necessidade dos usuários. Com a inserção dos VEs a nova curva de carga modificará as condições operacionais e de planejamento da rede elétrica, podendo provocar impactos prejudiciais para os SDEEs dado que o consumo de potência de um VE em algumas horas do dia pode ser mais que o dobro do consumo de potência de uma residência no mesmo horário (QUIRÓS-TORTÓS et al., 2016).

Alguns trabalhos têm identificado e caracterizado os impactos dos VEs nos SDEEs, entre os potenciais problemas na operação da rede estão as sobrecargas, operação fora dos limites técnicos aceitáveis e incremento das perdas de energia (PINTO, 2017; ARIOLI, 2016; SIMON, 2013). Adicionalmente, os equipamentos utilizados na rede possuem limites de operação, caso estes limites não sejam respeitados, tem-se o encurtamento do tempo de vida útil, resultando em elevados custos à concessionária. Além do risco de piorar a qualidade do serviço prestado e acarretar em penalidades impostas pelas entidades reguladoras. Com foco em mitigar esses impactos técnicos, são identificadas na literatura três classes de soluções podem ser utilizadas: (i) reforço de infraestrutura da distribuição; (ii) utilização de tarifas horosazonais; e (iii) recargas inteligentes de veículos elétricos (PINTO, 2017). Sendo que a eficácia das soluções (ii) e (iii) dependem de ações regulatórias e/ou da taxa de adesão dos consumidores.

Os reforços de infraestrutura são as ações que mais dependem da concessionária, assim, é necessário que os OSDs estejam preparados para lidar com o aumento do nível penetração de VEs e das demandas convencionais, que poderão provocar modificações nas suas redes. Integrar a demanda de VEs no planejamento da expansão é propício, já que o planejamento adequado da rede pode evitar futuros problemas na operação do sistema e minimizar os custos de investimento, assegurando simultaneamente a qualidade do fornecimento de energia com um baixo custo para os consumidores. A taxa com que os VEs se difundirem no mercado influenciará no grau em que as distribuidoras precisam atuar na mitigação dos impactos. Neste contexto, fica claro que é importante tanto analisar as projeções de crescimento do nível de penetração dos VEs, como o perfil da infraestrutura de recarga dos VEs que ditam o grau de impacto no SDEE.



### 3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SDEE CONSIDERANDO VE

A taxa com que os VEs se difundirem no mercado influenciará no grau em que as distribuidoras precisam atuar na mitigação dos impactos. Neste contexto, o desenvolvimento de modelos matemáticos que forneçam uma solução adequada ao problema de PESD, são de grande importância para as empresas distribuidoras. O problema de PESD tem como objetivo determinar o ajuste ótimo de um conjunto de variáveis de controle existentes num sistema para que uma determinada função objetivo seja minimizada, respeitando um conjunto de restrições técnicas e operacionais do sistema. Neste capítulo, partindo do modelo base, vide Apêndice B, são apresentados dois modelos matemáticos para realizar novas análises da integração dos VEs no PESD.

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES PARA MODELAGEM

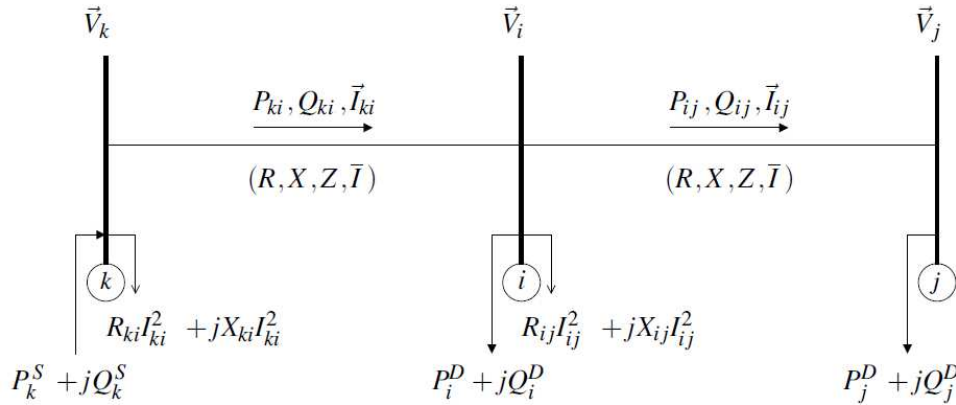
O modelo matemático base apoia-se no trabalho apresentado em Arias (2019), onde o PESD é naturalmente modelado como um problema de PNLIM, mas segue as linearizações apresentadas em Tabares et al. (2016), exibidas na seção B.2 do Apêndice B, para obter um modelo de PLIM equivalente. Vale ressaltar ainda que algumas dessas equações são linearizadas a partir da técnica de linearização por partes, vide Apêndice C, conforme apresentada em Gonçalves (2013) e Arias (2019). O desenvolvimento dos modelos estocástico e determinístico apresentados neste capítulo partem do modelo PLIM equivalente, as características herdadas do modelo base são apresentadas nessa seção.

O fluxo de potência é modelado matematicamente assumindo que: as cargas são representadas como demandas de potência ativa e reativa constantes; o sistema é balanceado e pode ser representado por um equivalente monofásico (GONÇALVES, 2013). Além disso, para todo o horizonte de planejamento os valores das demandas futuras em cada barra são conhecidos. Estas considerações são mostradas na Figura 5, para um sistema ilustrativo de três barras.

Dentro do modelo matemático as variáveis de operação associadas ao estado de operação do SDEE são representadas por variáveis contínuas, já os diferentes tipos de investimento considerados são representados por variáveis binárias e/ou inteiras. Como no modelo base, a solução dos modelos matemáticos desenvolvidos deve fornecer as seguintes ações de planejamento:

- Construção e/ou reforço de subestações, sendo o reforço um incremento da capacidade das subestações;
- Construção e/ou recondutoramento de circuitos, em que o recondutoramento refere-se à substituição do condutor;
- Alocação de Bancos de Capacitores (BCs);

Figura 5 - Sistema de três barras.



Fonte: Adaptado de Gonçalves (2013).

- Alocação de unidades de Geração Distribuída (GDs);
- Reconfiguração da topologia da rede;
- Integração da demanda dos VEs, incluindo alocação e dimensionamento das EPVEs.

Os investimentos a serem realizados no SDEE devem manter a operação adequada do sistema atendendo tanto o aumento esperado da demanda convencional como os requisitos de carga pelos VEs, dado o nível de penetração dos VEs para o horizonte de planejamento desejado. Para garantir a adequada coordenação entre os investimentos e a operação do PESD as seguintes restrições são estruturadas:

- Restrições fundamentais dos SDEEs que representam as leis de *Kirchhoff*, consideradas no fluxo de potência;
- Restrições operacionais do sistema como os limites de tensão, capacidade de corrente nos alimentadores, radialidade da topologia;
- Restrições lógicas que permitem a coordenação entre os investimentos e a operação do sistema;
- Restrições operacionais dos BCs e das unidades de GD;
- Restrições associadas à alocação e dimensionamento das EPVEs.

Dentro dessa proposta, considera-se que as unidades de GD e as EPVES que serão alocadas pertencem ao OSD. A integração dos VEs desta dissertação é baseada na metodologia apresentada em Arias (2019), mas inclui considerações presentes em



Quirós-Tortós et al. (2018). Com isso, o trabalho integra a demanda de VEs aceitando as seguintes considerações:

- Uma parcela dos VEs é carregada nas residências, adotando a estimativa de um carregador privado por cada VE, somando-se à demanda convencional;
- Outra parcela é carregada em EPVE, assumindo que todos os carregadores públicos estão conectados simultaneamente e demandam sua potência nominal.

Destaca-se que nessa modelagem, os VEs são considerados como cargas, ou seja, as baterias somente podem ser carregadas e não estão habilitadas para fornecer potência à rede (V2G). Na próxima subseção apresenta-se a abordagem geral para estruturar as restrições de alocação e dimensionamento das EPVEs dentro do problema de PESD, tendo também como referência a metodologia propostas em Arias (2019) e os conceitos descritos em Quirós-Tortós et al. (2018).

### 3.1.1 Integração das EPVEs

Dado o nível de penetração dos VEs, é definido um percentual de usuários que utiliza as EPVEs, que serve como base para o dimensionamento de EPVEs. Considere-se que a alocação de cada EPVE é proposta pelo operador do SDEE, como também foi considerado em Arias (2019), Liu, Wen, Ledwich (2013) e Zheng et al. (2014). Para formular o modelo matemático do problema de PESDE considerando EPVEs, as seguintes considerações são feitas:

- A operação das EPVEs é simplificada, assumindo que a potência correspondente às EPVEs é demandada de forma agregada, durante um período de tempo específico. Ou seja, as EPVEs operam de forma similar aos postos de gasolina convencionais, considerando um horário fixo de atendimento aos usuários;
- Devido ao comportamento dos usuários e outros aspectos, os VEs possuem diferentes SOC ao chegar e também ao sair das EPVEs. Assim, é definido um fator conjunto para representação do SOC final e outro para o inicial, sendo estes fatores correspondentes ao valor médio do SOC seguindo os GMMs apresentados em Quirós-Tortós et al. (2018);
- O processo de carregamento dos VEs segue a sequência “*first come, first serve*”, a qual é uma das políticas adotadas na teoria de filas (ADAN; RESING, 2002). Logo, se um VE chega e todos os carregadores estão sendo usados, então o VE terá de esperar até algum dos carregadores ficar disponível.

- As EPVEs podem ser equipadas com dois tipos de carregadores: carregadores de nível 2 (comumente conhecidos como carregadores lentos) e carregadores de nível 3 (comumente conhecidos como carregadores rápidos).

A solução fornecida pelo modelo indicará a alocação e dimensionamento das EPVEs, considerando os investimentos que devem ser feitos na expansão do SDEE para atender à demanda total ao final do horizonte de planejamento.

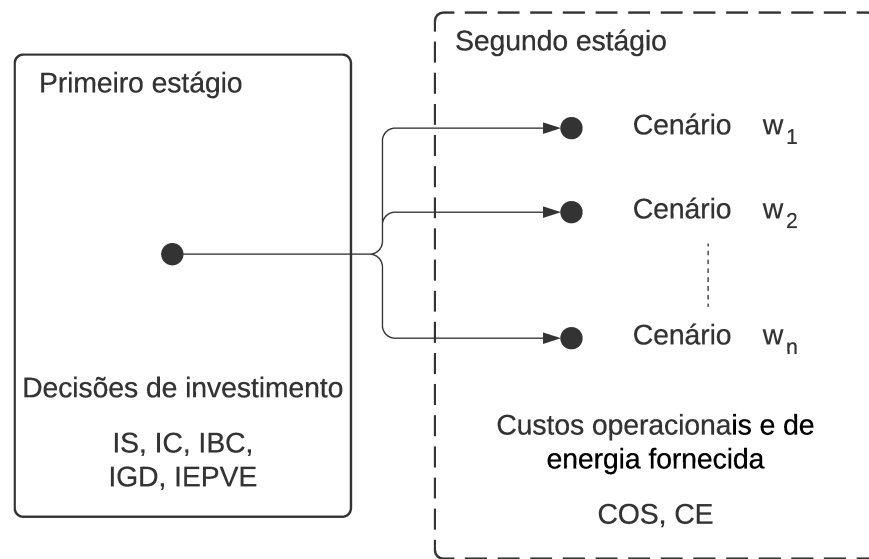
### 3.2 PLANEJAMENTO ESTÁTICO DA EXPANSÃO DO SDEE

Alguns dos elementos considerados no modelo matemático base do PESD possuem parâmetros incertos e são sensíveis a alterações, considerando que esses diferentes elementos interatuam com os SDEEs, existem diversos cenários possíveis de operação. Nesta seção o modelo matemático do PESD segue uma abordagem estática, considerando as fontes de incerteza associadas à variabilidade das unidades de GD renováveis e da demanda (convencional e dos VEs) dentro do modelo estocástico baseando-se na geração de cenários. O modelo estocástico pode apresentar uma solução mais adequada, visto que considera um conjunto de cenários simultaneamente, cada um com uma probabilidade de ocorrência associada, enquanto o modelo determinístico permite calcular a solução ótima para cada um dos cenários separadamente. Entretanto, considerar o comportamento estocástico associado aos diferentes elementos (geração e demanda) faz com que o problema seja mais complexo em relação ao determinístico.

Na construção do modelo de PLIM estocástico as variáveis de decisão são divididas em dois estágios, conforme sintetizado pelo Esquema 1. No primeiro estágio, as decisões de expansão relacionadas a investimentos em subestações, circuitos, BC, unidades de GD renováveis e EPVEs são realizadas antes que as incertezas sejam contempladas (decisões *here and now*). No segundo estágio, o custo operacional esperado do PESD é calculado de acordo com a realização das incertezas (decisões *wait-and-see*).

Ao incluir essa abordagem no modelo base é possível avaliar e mensurar os impactos de VEs dentro do problema de PESD através de cenários de demanda, modelando o comportamento de carregamento dos VEs. Entretanto, para incluir essa demanda é necessário representar de forma adequada a operação das estações de carregamento, que dependem de informações altamente incertas. Considerar essa informação dentro do problema de planejamento de forma detalhada resulta em um modelo ainda mais complexo. No entanto, existe a possibilidade de implementar uma metodologia que permita simular a operação dos VEs, visando caracterizar a demanda associada para depois considerá-la dentro do problema de PESD. Neste contexto, o trabalho apresentado em Quirós-Tortós et al. (2018) propõe o uso de FDPs baseados em GMMs para estatisticamente representar as principais métricas da recarga dos VEs, com estes GMMs combinados o trabalho apresenta

Esquema 1 - Primeiro e segundo estágios do modelo estocástico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

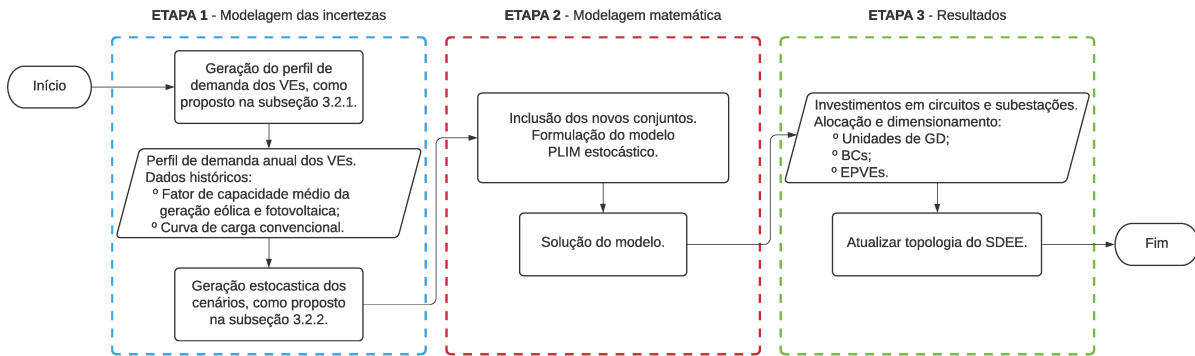
uma metodologia para produzir um perfil de demanda diário dos VEs. Assim, baseado na metodologia apresentada em Quirós-Tortós et al. (2018) e partindo das considerações apresentadas na seção 3.1, o modelo estocástico integra a demanda de VEs com as seguintes considerações:

- Uma parcela dos VEs é carregada nas residências considerando o comportamento estocástico associado à demanda destes VEs, assumindo que estes são carregados ao menos uma vez ao dia;
- Outra parcela é carregada em EPVE, para representar o pior caso na operação do SDEE, assume-se que todos os carregadores públicos estão conectados simultaneamente e demandam sua potência nominal.

Por fim, a metodologia proposta para solução do PESDE através do modelo estocástico pode ser dividida em três principais etapas para determinar o planejamento da expansão do SDEE, conforme apresentado no Fluxograma 1. Na etapa 1, o primeiro passo é gerar o perfil de demanda anual dos VEs, os dados horários são construídos através de um conjunto de GMM, essa modelagem é explorada na subseção 3.2.1.1. Posteriormente, os dados da demanda dos VEs são anexados aos dados históricos de fator de capacidade médio da geração (eólica e fotovoltaica) e da curva de carga horária, adotando a abordagem descrita na subseção 3.2.1.2. Aplica-se o método *k-means* para clusterizar os dados e gerar uma matriz de cenários das condições operacionais. Então, na etapa 2, integra-se a matriz de cenários ao modelo PLIM estocástico e, utiliza-se *solvers* comerciais para obter a solução

do modelo matemático. Por fim, na etapa 3, a solução desse modelo é representada por uma nova topologia do SDEE, consequência das decisões de investimento em construção/reforço das subestações e circuitos, bem como em localização e o dimensionamento das unidades de GD, BC e EPVES.

Fluxograma 1 - Metodologia de solução PESDE, com geração dos cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 3.2.1 Modelagem das incertezas

Seguindo a formulação e considerações do problema, as incertezas associadas ao PESD devem ser caracterizadas através de uma abordagem estocástica baseada em cenários. Deste modo, é gerado um perfil de demanda anual dos VEs através das GMMs, já a demanda convencional e a geração eólica e fotovoltaica são retirados de dados históricos ao longo de um ano. Uma vez que a consideração massiva de dados históricos pode resultar em intratabilidade computacional, um número reduzido de cenários representativos podem ser usados para lidar com essas incertezas. Desse modo, a técnica de clusterização *k-means* é usada para caracterização desses cenários, assim como foi proposto nos trabalhos Santos et al. (2016) e Baringo, Conejo (2013). Além disso, esses dados são divididos em conjunto minimizando a perda de informações. A abordagem para modelar as incertezas será detalhada nas próximas subseções.

#### 3.2.1.1 Demanda de carregamento dos VEs

O estudo proposto em Quirós-Tortós et al. (2018) utiliza FDPs baseados em GMMs para estatisticamente representar as principais métricas da recarga dos VEs, como: número de recargas por dia, hora de início da recarga, SOC inicial e final, e percentual dos VE que recarregam no mesmo dia. Segundo Quirós-Tortós et al. (2018), o formato complexo das métricas de carregamento dos VEs limita o uso de FDPs tradicionais para modelar o comportamento estocástico dos usuários de VEs. Por outro lado, os GMMs permitem a

representação de praticamente qualquer distribuição através de uma combinação convexa de várias distribuições gaussianas. Na subseção 3.2.1.1.1, são apresentados, brevemente, os principais conceitos relacionados ao GMM que são relevantes para esta dissertação.

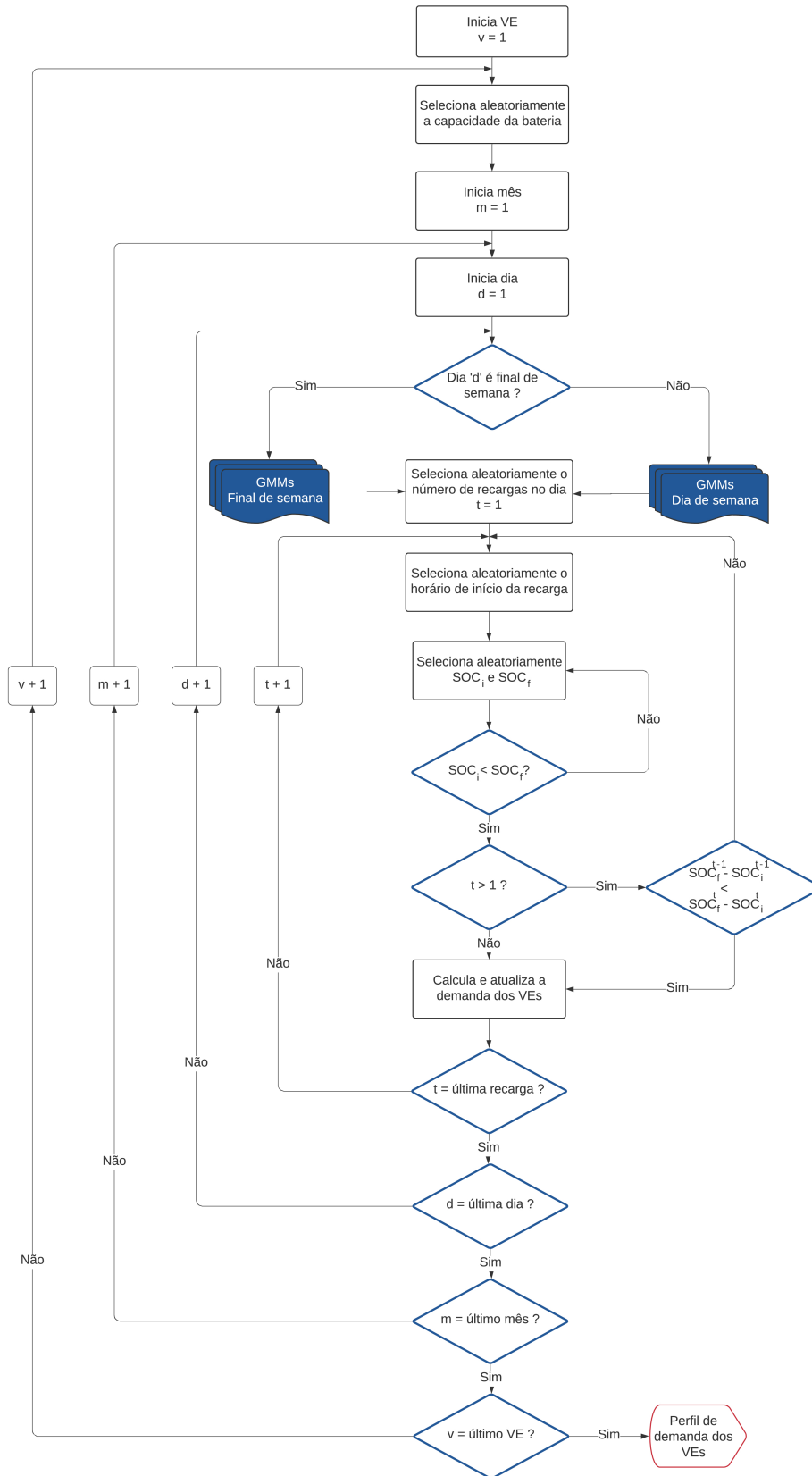
A abordagem para composição das GMMs adotada em Quirós-Tortós et al. (2018) utiliza dados reais de 221 VEs usados durante dois anos como parte do maior teste de VEs no Reino Unido e na Europa: “*My Electric Avenue*” (CROSS; HARTSHORN, 2016). Os autores estendem significativamente os resultados iniciais apresentados em Quirós-Tortós et al. (2016), fornecendo os parâmetros dos componentes das GMMs e uma análise sobre as métricas de recarga dos VEs. Além disso, é proposta uma metodologia que combina o conjunto dos GMMs sequencialmente para criação do perfil de demanda diário dos VEs. Vale ressaltar que os GMMs ignoram a sazonalidade e consideram apenas dias da semana e fins de semana. Tendo a abordagem apresentada em Quirós-Tortós et al. (2018) como base, é proposta uma adaptação dessa metodologia para obter o perfil de demanda anual com resolução horária que forneça os dados para formulação da matriz de cenários.

Mantendo as características da metodologia base, a abordagem proposta também combina o conjunto dos GMMs sequencialmente para gerar o perfil de demanda anual, como apresentado no Fluxograma 2. Entretanto, nessa abordagem considera-se que os VEs podem ser carregados até duas vezes ao dia, pois para cada evento de recarga no dia são consideradas um conjunto de GMMs e Quirós-Tortós et al. (2018) disponibiliza apenas os componentes para a primeira e segunda recarga dos VEs.

A abordagem proposta pode ser resumida em 9 etapas, descritas a seguir:

1. Um número de veículos é definido e para cada veículo uma capacidade de bateria é atribuída aleatoriamente (25 kWh e 50 kWh) para o veículos ' $v$ ';
2. Conforme a classificação do dia ' $d$ ' (dia de semana ou final de semana) do mês ' $m$ ', o conjunto de GMMs é selecionado para construção do perfil de demanda diário do dia ' $d$ ' para o veículo ' $v$ ';
3. Seleção aleatória do número de recargas (' $t$ ') por dia, considerando o GMM que descreve a quantidade de recargas no dia;
4. Seleção aleatória do horário de início do carregamento, considerando a GMM que corresponde ao dia ' $d$ ' e número de recargas ' $t$ ', os Histograma 1 e Histograma 2 apresentam os histogramas de início do carregamento;
5. Seleção aleatória do SOC inicial ( $SOC_i$ ), considerando o GMM correspondente ao horário de início definido na etapa 4;
6. Seleção aleatória do SOC final ( $SOC_f$ ), considerando o GMM correspondente ao horário de início definido na etapa 4;

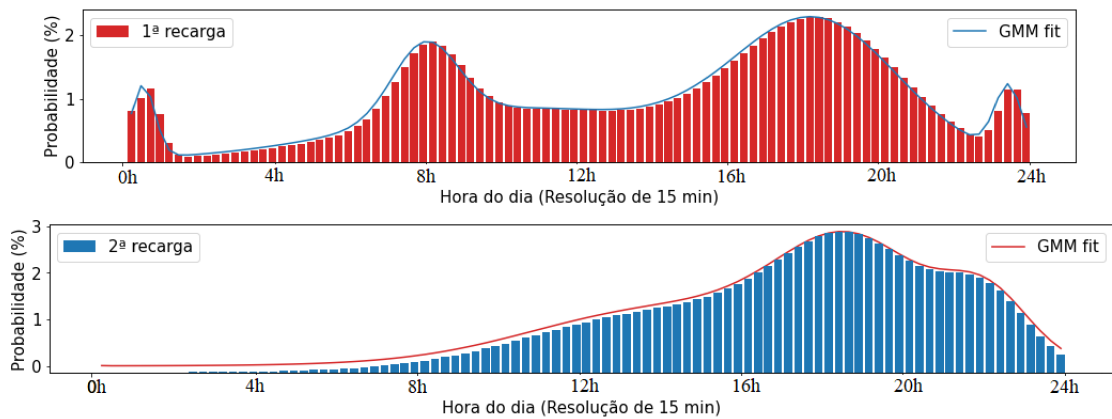
Fluxograma 2 - Geração do perfil de demanda anual dos VEs.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

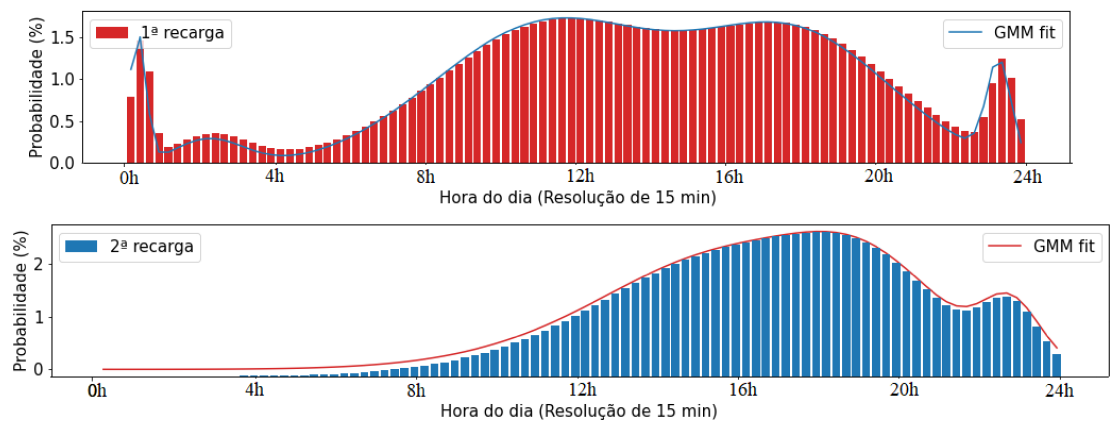
7. Se dois eventos de carregamento ocorrerem durante o dia, a duração do primeiro carregamento ( $SOC_f - SOC_i$ ) deve ser menor que o segundo. Além disso, os processos de carregamento não devem se sobrepor;
8. Cálculo do tempo de duração do processo de carregamento do veículo ' $v$ ', considerados carregadores com potência nominal igual a 3,6 kW;
9. Verificação do fim do processo iterativo para o número de recargas (' $t$ '), dias (' $d$ '), meses (' $m$ ') e veículos (' $v$ ').

Histograma 1 - Horário de início do carregamento por número de recargas no dia - Dia da semana.



Fonte: Adaptado de Quirós-Tortós et al. (2018).

Histograma 2 - Horário de início do carregamento por número de recargas no dia - Final de semana.



Fonte: Adaptado de Quirós-Tortós et al. (2018).

Para suprir as incertezas associadas a abordagem para obter o perfil de demanda anual, vide Fluxograma 2, a mesma é aplicada 500 vezes e a média desses perfis é considerada. Por fim, partindo do perfil de demanda médio é obtida uma resolução horária, para isso, identifica-se a demanda máxima para cada intervalo de 60 minutos. Todos os passos dessa metodologia foram implementados em python, para gerar os dados estatísticos partindo dos componentes das GMMs foi utilizada a biblioteca *scipy*.

### 3.2.1.1.1 Modelo de Misturas Gaussianas

Os modelos de mistura são famílias de distribuições formadas pela composição de mais de uma distribuição básica. A densidade resultante de um modelo de mistura é a combinação ponderada das densidades que caracterizam essas distribuições (componentes da mistura), sendo as respectivas probabilidades (pesos da mistura) os fatores de ponderação da combinação.

Um modelo de misturas Gaussianas,  $f_Y(y)$ , pode ser descrito por  $L$  componentes Gaussianos somados e ponderados individualmente. Logo, o GMM de uma variável aleatória  $Y$  pode ser definido como:

$$f_Y(y) = \sum_{i=1}^L \omega_i f_{N(\mu_i, \sigma_i^2)}(y) \quad (3.1)$$

Onde  $0 \leq \omega_i \leq 1$ ,  $\mu_i$  e  $\sigma_i^2$  são o peso, média e variância do  $i^{th}$  componente da GMM, respectivamente. A equação (3.2) descreve a função densidade do  $i^{th}$  componente da GMM (QUIRÓS-TORTÓS et al., 2018).

$$f_{N(\mu_i, \sigma_i^2)}(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_i^2}} e^{-\frac{(y-\mu_i)^2}{2\sigma_i^2}} \quad (3.2)$$

O agrupamento baseado no Modelo de Mistura se enquadra na categoria de algoritmos baseados em otimização iterativa. Para formação do agrupamento pressupõe que os dados a serem agrupados são gerados a partir de uma distribuição de mistura composta por ' $n$ ' componentes, também é pressuposto que cada elemento do conjunto de dados é gerado a partir de um componente e que elementos de diferentes grupos são gerados a partir de diferentes componentes. O agrupamento consiste, então, em estimar os parâmetros de cada componente do Modelo de Mistura a partir dos dados a serem agrupados. A literatura sobre GMM é extensa, em especial em alternativas para estimar os parâmetros do modelo. Segundo Portela (2015), a técnica mais usual é a da Máxima Verossimilhança e aplicando o algoritmo iterativo de *Expectation Maximization* (EM) estima-se os parâmetros que maximizam a verossimilhança dos dados. A estimação da Máxima Verossimilhança quase sempre apresenta uma boa convergência quando o



tamanho do conjunto de treinamento aumenta. Para um estudo mais amplo sobre o assunto, sugere-se o trabalho Portela (2015).

### 3.2.1.2 *Matriz de cenários*

O conjunto de cenários é construído por quatro parâmetros incertos, sendo eles: energia gerada nas unidades de GD eólica e fotovoltaica, demanda convencional das cargas do SDEE e demanda dos VEs. Os dados referentes a demanda anual dos VEs são obtidos como abordado na subseção 3.2.1.1. Os fatores de capacidade médio das unidades de GD são retirados dos dados históricos ao longo de um ano, os dados foram adquiridos pelos boletins mensais da geração eólica e geração fotovoltaica acessados pelo acervo digital do ONS (ONS, 2018a,b), respectivamente. Já a incerteza associada a demanda convencional é retratada pela curva de carga ao longo de um ano, sendo o mesmo intervalo da aquisição dos fatores de capacidades das unidades de GD, esses dados foram retirados do histórico de operação disponibilizados pelo ONS (ONS, 2018c). Com o objetivo de minimizar a perda de informações os dados históricos são divididos em dois semestres (verão e inverno), dois dias (dia de semana e final de semana) e três blocos de tempo (intervalo em horas).

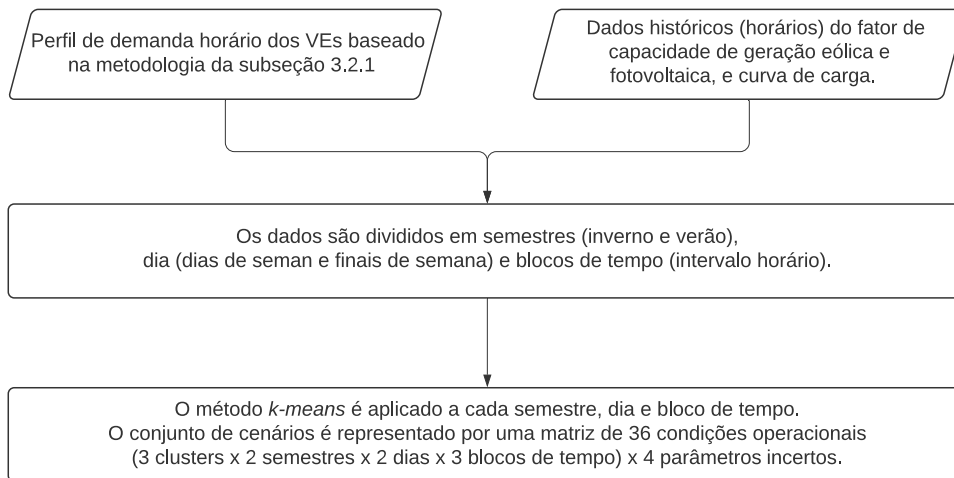
A divisão dos dados por dia e bloco de tempo fundamenta-se na geração do perfil dos VEs, onde as GMMs do SOC inicial e final se dividem de acordo com o dia da recarga, número de recargas e o respectivo período do dia que ocorre a recarga. Assim, baseado em Quirós-Tortós et al. (2018), para cada dia (dia de semana e final de semana) são considerados três períodos: dois para os picos que ocorrem durante a manhã e a tarde/noite e um para o restante do dia, vide Histograma 1 e Histograma 2. Já a divisão por semestres baseia-se no trabalho Quevedo, Muñoz-Delgado, Contreras (2017) que também adota uma divisão semelhante para os períodos do ano, o primeiro semestre representa o período de 21 de dezembro até 21 de junho (verão) e o segundo semestre de 22 de junho até 21 de dezembro (inverno).

Por fim, o algoritmo *k-means* é aplicado para cada semestre, dia e bloco de tempo. O conjunto de cenários passa a ser representado por uma matriz de 36 condições operacionais (3 *clusters* x 2 semestres x 2 dias x 3 blocos de tempo) x 4 parâmetros incertos. O Organograma 1 sintetiza a abordagem para obter a matriz de cenários que inclui quatro parâmetros incertos. Na subseção 3.2.1.2.1, são apresentados, brevemente, os principais detalhes relacionados a clusterização dos dados aplicando *k-means*.

#### 3.2.1.2.1 Método: K-Means

A clusterização é o agrupamento automático de instâncias similares, uma classificação não-supervisionada dos dados, ou seja, um algoritmo de clusterização classifica um conjunto de dados, independentemente de classe predefinida, que se assemelham de

Organograma 1 - Estrutura proposta para elaborar a matriz de cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

alguma forma. Toda clusterização é feita com objetivo de maximizar a homogeneidade dentro de cada *cluster* e maximizar a heterogeneidade entre *clusters*.

Um dos algoritmos para clusterização é o *k-means* que tem o espaço de características particionado em '*k*' grupos, cada um representado por um *cluster*. O centro de cada *cluster* é chamado centroide que nada mais é do que a média dos elementos daquele grupo. A tarefa do algoritmo é encontrar o centroide mais próximo, por meio de alguma métrica de distância, e atribuir o ponto encontrado a esse *cluster*. O *k-means* aprimora de forma iterativa seus resultados até alcançar um resultado final. O algoritmo recebe o número de '*k*' *clusters* e o conjunto de dados a ser analisado. Em seguida são estabelecidas posições iniciais para os '*k*' centroides, que podem ser gerados ou selecionados aleatoriamente dentro do conjunto de dados. Por fim, o algoritmo é iterado nos seguintes passos até a convergência:

- **Associação de cada instância a um centroide** - cada *cluster* define um centroide, então cada instância será associada a seu *cluster* mais semelhante (centroide mais próximo). A distância será calculada por alguma métrica de distância, em geral utiliza-se a distância euclidiana entre as duas instâncias;
- **Atualização dos centroides** - os centroides dos *clusters* são recalculados, a partir da média entre todas as instâncias associadas àquele *cluster*.

Neste trabalho, é utilizada a biblioteca do python de *Machine Learning* Scikit-Learn. Com esta biblioteca, não há necessidade de implementar o algoritmo de fato, mas é fundamental realizar o ajuste dos parâmetros e tratamento do conjunto de dados que são as entradas do algoritmo.

### 3.2.2 Modelagem matemática do PESDE

Com a formulação do problema já definida e a etapa de modelagem das incertezas apresentada, o próximo passo para atender a formulação proposta é a adaptação da função objetivo e das restrições do modelo base, apresentado no Apêndice B. Partindo da proposta descrita na seção 3.2, o modelo estocástico define uma estratégia para obter o melhor plano de expansão estático, então o conjunto  $\Omega_U$  é retirado do modelo base (função objetivo e restrições) e o horizonte de planejamento do PESD é definido em um único estágio. Sendo o modelo estocástico baseado em cenários, são incorporados ao modelo os conjuntos  $\Omega_{ST}$ ,  $\Omega_D$  e  $\Omega_H$ , juntamente com o conjunto de cenários ( $\Pi$ ) construído através da metodologia abordada na subseção 3.2.1.2.

O modelo estocástico proposto mantém as restrições do modelo base para garantir a adequada coordenação entre os investimentos e a operação do PESD. Entretanto, vale ressaltar que o modelo base não considera fontes renováveis na modelagem das unidades de GD, então a modelagem matemática para as unidades de GDs são redefinidas. Com isso, para caracterizar as incertezas associadas a geração das unidades de GD, eólica e fotovoltaica, é considerado um respectivo fator de capacidade ( $f^{GD}$ ). Além disso, a demanda dos VEs ( $P^{DCH}$ ) é incluída no balanço de potência ativa, assim como, também é incluído um fator multiplicativo ( $f^D$ ) na demanda de potência ativa e reativa de cada barra para caracterizar as incertezas das cargas convencionais. Dessa forma, as incertezas são incluídas no modelo de programação estocástica, conforme foi elaborado na subseção 3.2.1.

Com a adição dos novos conjuntos e parâmetros a função objetivo e as restrições do SDEE e das unidades de GD são partes fundamentais para formulação do modelo estocástico e análise dos resultados, sendo assim, serão rerepresentadas nas próximas seções para abordar os principais pontos de modificação. Já as demais restrições, citadas na seção 3.1 e apresentadas no Apêndice B, não sofrem grandes modificações diante da inclusão dos novos conjuntos e, assim, não serão rerepresentadas neste capítulo. Destaca-se que este modelo proposto pode ser resolvido através de técnicas de otimização clássica utilizando *softwares* comerciais eficientes que garantem otimalidade e/ou fornecem medidas de distância à solução ótima (*gap* de otimalidade).

#### 3.2.2.1 Função objetivo

A função objetivo é estruturada seguindo o modelo base, vide Apêndice B, em que o processo de otimização visa minimizar o valor presente dos investimentos e o custo operacional. Assim, é possível dividir a função objetivo em duas partes, em que a primeira parte incorpora os custos associados às decisões para expansão relacionadas aos investimentos em subestações, circuitos, unidades de GD renováveis e EPVEs.

Investimentos em subestações (IS):

$$IS = \sum_s \sum_h \sum_t c_{s,h,t}^s x_{s,h,t}^{sub} \quad (3.3)$$

Investimentos em circuitos (IC):

$$IC = \sum_{ij} \sum_a \sum_b c_{ij,a,b}^c x_{ij,a,b}^{cir} l_{ij} \quad (3.4)$$

Investimentos em banco de capacitores (IBC):

$$IBC = \sum_i (c^{bc} x_i^{bc} + c^{mod} n_i^{bci}) \quad (3.5)$$

Investimentos em geração distribuída (IGD):

$$IGD = \sum_m \sum_g c_g^{gd} x_{m,g}^{gd} \quad (3.6)$$

Investimentos em EPVEs (IEPVE):

$$IEPVE = \sum_p \sum_e (c^{cs} x_p^{cs} + c_c^{ch} n_{p,e}^{chi}) \quad (3.7)$$

Na segunda parte, os custos da energia fornecida e o custo operacional esperado são calculados de acordo com a realização das incertezas. A função  $\varsigma(\tau, K) = (1 - (1 + \tau)^{-K})\tau^{-1}$  agregada em (3.8) e (3.9) é utilizada para calcular o valor presente do custo anualizado com duração de  $K$  anos em termos da taxa de juros  $\tau$ .

Custo da energia fornecida pela subestação e pelas unidades de GD (CE):

$$CE = \sum_w \sum_{est} \sum_d \sum_{hr} \phi^l \pi_{est,d,hr,w}^w \alpha_{est,d,hr} (\sum_s c^e P_{s,est,d,hr,w}^S + \sum_m \sum_g c_g^{egd} P_{m,g,est,d,hr,w}^{GD}) \varsigma(\tau, K) \quad (3.8)$$

Custo de operação das subestações (COS):

$$COS = \sum_w \sum_{est} \sum_d \sum_{hr} \phi^s c^{vs} \pi_{est,d,hr,w}^w \alpha_{est,d,hr} (\sum_s S_{s,est,d,hr,w}^{sqr}) \varsigma(\tau, K) \quad (3.9)$$

Por fim, a função objetivo é o somatório de todos os custos para atender a demanda ao final do horizonte de planejamento.

$$\min \quad IS + IC + IBC + IGD + IEPVE + (CE + COS) \quad (3.10)$$

### 3.2.2.2 Restrições fundamentais dos SDEEs

Partindo das linearizações já apresentadas no modelo base, vide seção B.2 do Apêndice B, as equações (3.11) e (3.12) representam o balanço de potência ativa e reativa.

A demanda associada aos VEs encontra-se no lado direito da equação (3.11), onde  $P^{DCH}$  representa os VEs recarregados nas residências e a demanda das EPVEs é representada pelo produto da potência ativa nominal de cada tipo de carregador ( $P^{ch}$ ) com o número de carregadores operando ( $n^{cho}$ ). O fator percentual da demanda por barra ( $f^D$ ) incorpora a incerteza associada a demanda convencional e é aplicado no lado direito da equação (3.11) e (3.12).

$$\sum_{ki} \sum_a P_{ki,a,st,d,hr,w} - \sum_{ij} \sum_a (P_{ij,a,st,d,hr,w} + R_a l_{ij} I_{ij,a,st,d,hr,w}^{sqr}) + P_{i,st,d,hr,w}^S + \quad (3.11)$$

$$\sum_g P_{i,g,st,d,hr,w}^{GD} = P_i^D f_{st,d,hr,w}^D + P_{i,st,d,hr,w}^{DCH} + \sum_e n_{i,e,st,d,hr,w}^{cho} P_e^{ch}$$

$$\forall i \in \Omega_N, \forall st \in \Omega_{ST}, \forall d \in \Omega_D, \forall hr \in \Omega_H, \forall w \in \Pi$$

$$\sum_{ki} \sum_a Q_{ki,a,st,d,hr,w} - \sum_{ij} \sum_a (Q_{ij,a,st,d,hr,w} + X_a l_{ij} I_{ij,a,st,d,hr,w}^{sqr}) + n_i^{bco} Q^{bc} + \quad (3.12)$$

$$Q_{i,st,d,hr,w}^S + \sum_g Q_{i,g,st,d,hr,w}^{GD} = Q_i^D f_{st,d,hr,w}^D$$

$$\forall i \in \Omega_N, \forall st \in \Omega_{ST}, \forall d \in \Omega_D, \forall hr \in \Omega_H, \forall w \in \Pi$$

Para correta representação do SDEE ainda é necessário adicionar a equação (B.66) que calcula a magnitude da corrente através do circuito ij e a equação (B.59) que define a queda de tensão através do circuito ij.

### 3.2.2.3 Restrições da Geração Distribuída

Com as unidades de GD renováveis levadas em consideração como possíveis soluções para a expansão da capacidade do sistema, é necessário representar sua capacidade ativa/reactiva considerando a respectiva incerteza associada. Assim, baseado em Lima et al. (2019), as equações 3.13 e 3.14 definem os limites mínimos e máximos de potência ativa e reativa gerada pelas unidades de GD, respectivamente, considerando o fator de capacidade ( $f^{GD}$ ) para os tipos de GD disponíveis (eólica e fotovoltaica).

$$0 \leq P_{m,g,st,d,hr,w}^{GD} \leq f_{g,st,d,hr,w}^{GD} P_g^{DG} x_{m,g}^{gd} \quad (3.13)$$

$$\forall m \in \Omega_M, \forall g \in \Omega_G, \forall st \in \Omega_{ST}, \forall d \in \Omega_D, \forall hr \in \Omega_H, \forall w \in \Pi$$

$$|Q_{m,st,d,hr,w}^{GD}| \leq P_{m,g,st,d,hr,w}^{GD} \tan(\arccos(\phi_g^{gd})) \quad (3.14)$$

$$\forall m \in \Omega_M, \forall g \in \Omega_G, \forall st \in \Omega_{ST}, \forall d \in \Omega_D, \forall hr \in \Omega_H, \forall w \in \Pi$$

Por fim, a restrição (3.15) limita o número de unidades alocadas no SDEE de acordo com o tipo de GD.

$$\sum_m x_{m,g}^{gd} \leq \overline{GD}_g \quad \forall g \in \Omega_G \quad (3.15)$$

Além disso, a restrição (B.47) deve ser incluída para garantir que somente um tipo de GD possa ser alocada em cada barra do sistema. Assim, com a integração desse conjunto de restrições é possível coordenar a operação e os investimentos para incluir as unidades de GD ao modelo.

### 3.3 PLANEJAMENTO MULTI-ESTÁGIO DA EXPANSÃO DO SDEE

Nesta seção, o PESD segue uma abordagem multiestágio, semelhante ao modelo base apresentado no Apêndice B, onde seu horizonte de planejamento é dividido em  $n$  estágios, com duração de  $k$  anos em cada estágio e as ações para a expansão são executadas nos diferentes estágios. Desta forma é definido não apenas o local ideal, tipo e capacidade dos investimentos, mas também o momento oportuno para realizar os devidos investimentos. Com a abordagem multiestágio do problema de PESD, é necessário que os custos sejam calculados em cada um dos estágios em que é dividido o horizonte de planejamento e, levados ao valor presente líquido através de uma função que calcula o valor presente de um custo anual, vide subseção B.1.1 do Apêndice B.

Com essa proposta, os SDEEs devem atender um nível de penetração crescente de VEs a cada estágio do horizonte de planejamento, se preparando para realizar os investimentos para integrar o crescimento tanto da demanda convencional como dos VEs. O problema de PESDM segue com o objetivo de determinar o ajuste ótimo de um conjunto de variáveis de controle existentes num sistema para que uma determinada função objetivo seja minimizada, deste modo as considerações e ações de planejamento apresentadas na seção 3.1 são mantidas. Entretanto, o processo de carregamento dos VEs segue um enfoque determinístico, tendo algumas considerações reajustadas:

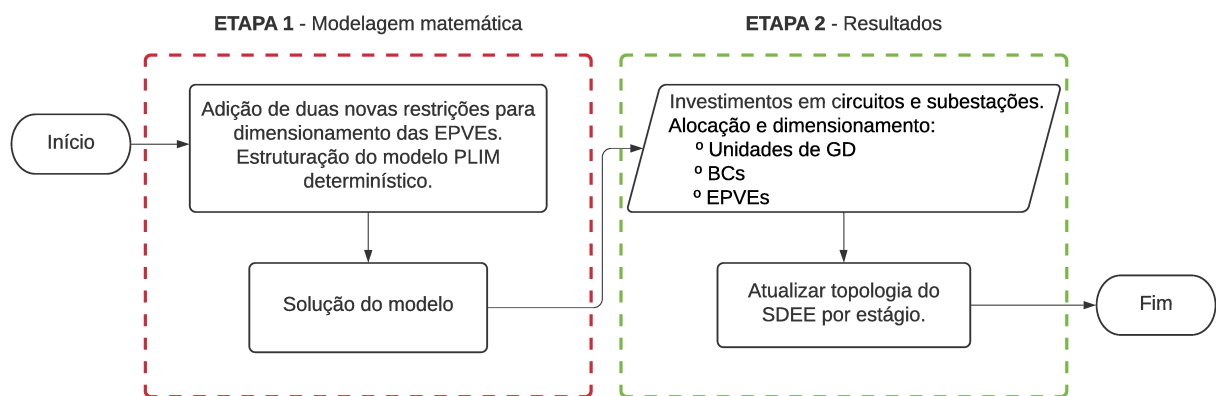
- Uma parcela dos VEs é carregada nas residências, adotando a estimativa de um carregador privado por cada VE, somando-se à demanda convencional, e a outra parcela é carregada em EPVEs;
- Para representar o pior caso na operação do SDEE é assumido que todos os carregadores, privados e públicos, se encontram conectados simultaneamente e demandam sua potência nominal.

A abordagem para representar a operação das EPVEs no PESDM mantém a proposta da subseção 3.1.1, mas passa a considerar os dados do relatório *Global EV Outlook 2019* (IEA, 2019). Assim, as seguintes considerações das EPVEs são aceitas:

- A formulação realiza os investimentos para atender o nível de penetração dos VEs em cada estágio, considerando uma proporção entre carregadores acessíveis ao público por número de VEs;
- As EPVEs podem ser equipadas com dois tipos de carregadores, carregadores de nível 2 (comumente conhecidos como carregadores lentos) e carregadores de nível 3 (comumente conhecidos como carregadores rápidos), considerando um percentual mínimo total de carregadores rápidos que devem ser instalados.

Com a formulação do problema bem definida, apresenta-se a abordagem proposta para solução do modelo de PLIM determinístico, vide Fluxograma 3.

Fluxograma 3 - Metodologia de solução PESDM, modelo determinístico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 3.3.1 Modelagem matemática do PESDM

O modelo de PLIM determinístico apresentado no Apêndice B é utilizado integralmente neste capítulo. Entretanto, para seguir a metodologia apresentada na seção 3.3, dois novos parâmetros devem ser adicionados ao modelo base, o perfil de implementação das EPVEs ( $\delta^{ch}$ ) e o percentual de carregadores rápidos instalados ( $\gamma^{ch}$ ). Com isso, duas novas restrições são elaboradas para garantir essa proposta, a subseção 3.3.1.1 apresenta em detalhes essa modelagem matemática. As novas equações que modelam o dimensionamento das EPVEs serão detalhadas integralmente na próxima subseção. Já função objetivo e demais restrições não sofrem modificações do modelo base, assim não serão exibidas nesta seção, mas podem ser encontradas no Apêndice B.

Por fim, o modelo adotado pode ser estruturado como demonstrado no Quadro 1. A proposta discutida nesta seção foi publicada em Botelho, Dias, Oliveira (2020), o modelo determinístico apresentado também pode ser resolvido através de técnicas de otimização

clássica utilizando *softwares* comerciais que garantem otimalidade e/ou fornecem o *gap* de otimalidade.

Quadro 1 - Modelo da PLIM para o problema de PESDM.

---

**Minimizar**

$$\sum_u (IS_u + IC_u + IBC_u + IGD_u + IEPVE_u + CE_u + COS_u^L)(1 + \tau)^{-(u-1)K}$$

**Sujeito a:**

Restrições fundamentais dos SDEEs

(B.56), (B.57), (B.59) e (B.66)

Restrições operacionais

(B.18)-(B.25), (B.60) -(B.62), (B.64), (B.67)

Restrições da operação radial dos SDEE

(B.26) - (B.29)

Restrições lógicas associadas aos circuitos

(B.30) - (B.35)

Restrições lógicas associadas às subestações

(B.36) - (B.40)

Restrições operacionais dos BCs

(B.41) - (B.44)

Restrições operacionais das unidades de GD

(B.45) - (B.50)

Modelagem matemática das EPVEs

(B.51) - (B.55) e (3.17) e (3.16)

---

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 3.3.1.1 Restrições do dimensionamento de EPVE

O conjunto de restrições (B.51) - (B.55) e (3.17) e (3.16) modelam as EPVEs e estão em concordância com as premissas estabelecidas na subseção 3.1.1, sendo as restrições (3.17) e (3.16) elaboradas neste trabalho para integralizar as restrições (B.51) - (B.55) já apresentadas em Arias (2019). As restrições propostas atuam em conjunto com (B.54) e (B.55), complementando o dimensionamento das EPVEs.

Com a equação (3.16) é possível estabelecer a proporção de VEs por carregadores acessíveis ao público, aumenta a disponibilidade das EPVEs de acordo com a necessidade local, fornecendo meios para que novos usuários consigam se adaptar ao novo paradigma tecnológico e também uma opção aos usuários que não possuem estacionamento privativo. Já a equação (3.17) determina um percentual mínimo de carregadores rápidos do total insta-



lados nas EPVEs, conseqüentemente, estabelece um padrão no dimensionamento e garante que carregadores rápidos sejam instalados ao longo de todo horizonte de planejamento.

$$\delta^{ch} \sum_v N_{v,u}^{VE} \leq \sum_e \sum_p n_{p,e,u}^{cho} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (3.16)$$

$$\gamma^{ch} \sum_p \sum_e n_{p,e,u}^{cho} \leq \sum_p n_{p,fc',u}^{cho} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (3.17)$$



## 4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Nesta capítulo, apresenta-se um estudo de caso para mensurar os impactos e avaliar os resultados das abordagens propostas. Com o modelo estocástico do PESDE, é avaliado a importância de considerar as incertezas associadas às demandas dos VEs no PESD, incluindo as fontes de incerteza associadas à variabilidade da geração e da demanda. Já com o modelo determinístico avalia-se o impacto das EPVEs no PESDM considerando três perfis de implementação observados nos países líderes em termos de adoção dos VEs. Os modelos são implementados em Python versão 3.7.0 e os resultados são gerados pelo solver Gurobi versão 8.1.1, software com licença acadêmica, através da interface de programação de aplicações. As características técnicas e econômicas do sistema teste de 18 barras e dos elementos considerados nas simulações também são apresentados em detalhes.

### 4.1 SISTEMA TESTE 18 BARRAS

Para avaliar os impactos dos VEs no PESD o sistema teste de 18 barras, retirado de Arias (2019), utilizado para fins de comparação dos resultados com o modelo de referência, é aplicado em ambos os modelos abordados neste trabalho. O sistema possui 14 barras de carga e 4 subestações, sendo que duas subestações são passíveis de expansão e duas subestações candidatas à construção. Conta também com 26 circuitos, existentes e factíveis, e opera com uma tensão nominal de 20 kV. A topologia inicial do sistema é mostrada na Figura 6. Os dados das cargas e dos alimentadores deste sistema teste encontram-se no Apêndice A.

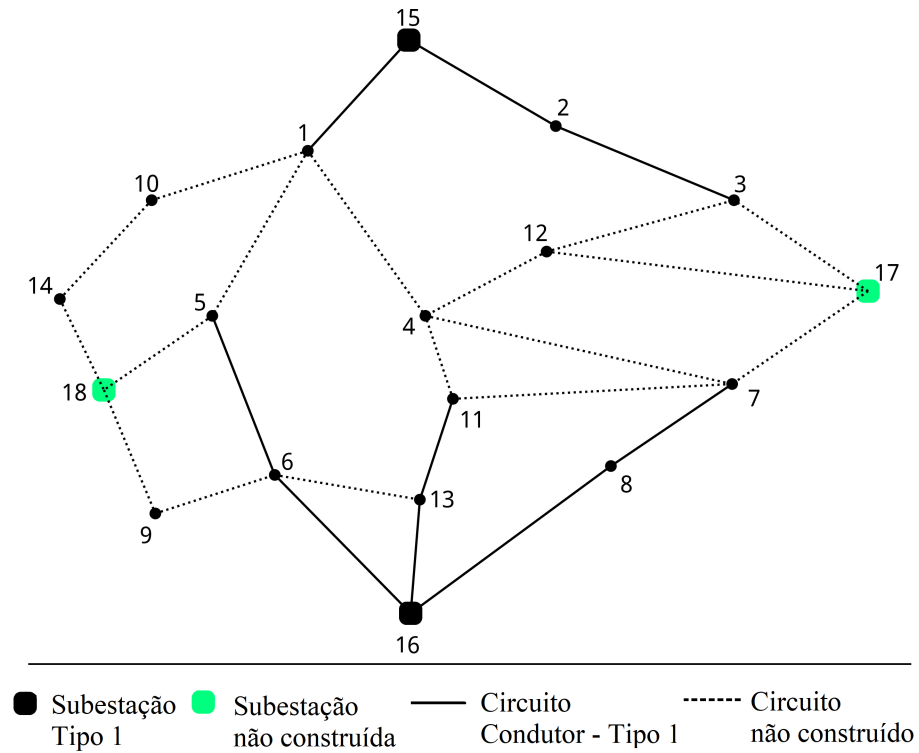
Dois tipos de alternativas foram consideradas para a construção e/ou reforço das subestações com capacidades de 8 MVA e 12 MVA. Da mesma forma, existem dois tipos de condutores para a construção e/ou recondução dos circuitos cujos parâmetros são descritos na Tabela 3. O sistema possui no começo do horizonte de planejamento duas subestações tipo 1, conectadas às barras 15 e 16, e também 9 circuitos existentes com o condutor tipo 1. Os custos de construção e reforço das subestações e circuitos são mostrados na Tabela 4.

Tabela 3 – Tipos de alternativas para os circuitos.

Tipo	$R_a$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X_a$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$\bar{I}_a$ (A)
1	0,614	0,399	197
2	0,307	0,380	314

Fonte: Retirado de Arias (2019).

Figura 6 - Sistema de 18 barras, circuitos existentes e rotas factíveis.



Fonte: Adaptado de Arias (2019).

Tabela 4 – Custos de construção e reforço de subestações e circuitos (US\$10<sup>3</sup>).

Tipo inicial	Tipo final			
	subestação		circuito	
	1	2	1	2
0 (não construído)	1000	1800	25	35
1	-	800	-	30

Fonte: Retirado de Arias (2019).

## 4.2 INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS

Para os dados de demanda do sistema teste de 18 barras, apresentados no apêndice A, o fator de potência da carga é definido como 0,9 e o fator de perdas ( $\phi_s$ ) igual a 0,4, assim como foi adotado em Tabares et al. (2016). A magnitude da tensão superior e inferior foram limitadas em 1,05 e 0,95 p.u., respectivamente. O preço da energia gerada pelas subestações ( $c^e$ ) foi de 0,10 US\$/kWh, já os custos de operação das subestações foram desconsiderados nos testes realizados ( $c^{sv}$  igual a zero).

Para as unidades de GD o preço da energia gerada ( $c_g^{egd}$ ) é de 0,04 US\$/kWh, sendo que para alocação das unidades de GD o conjunto de barras candidatas é  $\{1,3,7,8,9,10,11,12\}$ . Já a alocação dos BCs é limitada a seis unidades ( $\bar{M}$ ), cada um com no máximo quatro módulos ( $\bar{N}$ ). O custo de alocação do BC ( $c^{bc}$ ) é igual a US\$1000 e o custo por módulo ( $c^{mod}$ ) igual a US\$900, com uma potência reativa específica ( $Q^{bc}$ ) de 300 kVAR. Os custos e dados relacionados aos BCs foram adaptados de Tabares et al. (2016).

Os parâmetros técnicos e financeiros já apresentados são semelhantes entre os modelos, mas outros são alterados diante da abordagem adotada para o PESD. As modificações estão no tipo de unidade de GD considerada e na projeção de crescimento do nível de penetração dos VEs ao longo do horizonte de planejamento, esses pontos são detalhados nos tópicos a seguir.

- Para o problema de PESDE é adotado um horizonte de planejamento de 15 anos, com a taxa de juros ( $\tau$ ) fixada em 10%. A construção dos novos circuitos inclui apenas o tipo 2, os parâmetros deste condutor estão descrito na Tabela 3. Duas alternativas de GD são consideradas, podem ser alocadas unidades de GD eólica e/ou fotovoltaica, sendo o fator de potência para as unidades definidos como 0,98 e 0,90, respectivamente. As unidades eólicas possuem uma capacidade de 3 MW e um custo de instalação associado igual a US\$ 5150. As unidades fotovoltaicas têm uma capacidade nominal de 1 MW, com o custo de investimento de US\$ 3000. Os dados técnicos e os custos relacionados as unidades de GD, eólica e fotovoltaica, foram adaptados dos dados presentes em Santos et al. (2016) e Lima et al. (2019). Baseado em Arias (2019), adota-se que cada barra do sistema de distribuição atende uma quantidade específica de residências e existe ao menos um VE por residência, assim, é considerando que 2310 VEs são previstos para o horizonte de planejamento, o que representa um nível de penetração dos VEs de 30%.
- No problema de PESDM é adotado um horizonte de planejamento de 15 anos, subdividido em três períodos de cinco anos, com a taxa de juros ( $\tau$ ) fixada em 10%. Neste caso apenas um tipo de GD é considerada, com uma capacidade despachável de 3000 kVA ( $S_g^{GD}$ ) e fator de potência igual a 0,95 ( $\phi_g^{gd}$ ). É considerado um limite de penetração de GD ( $\%^{gd}$ ) de 35% da demanda total do sistema, o custo de instalação

associado é de US\$ 1000/kVA. Os dados técnicos e financeiros dessa unidade de GD foram retirados de Tabares et al. (2016). Partindo dos dados obtidos de Arias (2019), o nível de penetração dos VEs é mantido em 2%, 11% e 30% para cada estágio do horizonte de planejamento, assim, considerou-se que 84, 720, e 2310 VEs são carregados durante os três estágios do horizonte de planejamento, respectivamente.

Para ambas as abordagens (PESDE e PESDM) foi adotado que 60% dos usuários de VEs carregam seus VEs em casa, enquanto o restante carrega via EPVEs públicas. As porcentagens foram escolhidas por próprio critério do autor, mas partem do princípio que as EPVEs são utilizadas como complemento da recarga domiciliar. Para representar a população de VEs considera-se dois modelos existentes no mercado, com capacidades de bateria de 50 kWh e 25 kWh. Sendo que o perfil de carregamento em ambiente residencial é o lento, foi considerado carregadores privados com potência nominal de 3,6 kW. A Tabela 5 apresenta os parâmetros dos tipos de carregadores considerados para as EPVEs.

Tabela 5 – Características dos carregadores das EPVEs.

Tipo	Custo (US\$10 <sup>3</sup> )	Potência (kW)
Lentos - SC	9	10
Rápidos - FC	60	50

Fonte: Retirado de Arias (2019).

O custo de instalação de uma EPVE foi definido como  $c^{cs} = 500$ , incluindo 10% de custo de operação como apresentado em Arias (2019). O conjunto de barras candidatas para a alocação das EPVEs é  $\{3,8,9,10,11\}$ . A escolha dessas barras devem possuir características adequadas relacionadas ao espaço e disponibilidade dos usuários, como mencionado em Taylor et al. (2009). De acordo com o apresentado na subseção 3.1.1, foi assumido um fator conjunto para  $\phi_{soc}^{final}$  e  $\phi_{soc}^{inicial}$  igual a 0,9119 e 0,4969, respectivamente. Os valores definidos correspondem a média ponderada do SOC nos dias de semana e finais de semana, ignorando o horário inicial de carregamento, seguindo os GMMs apresentados em Quirós-Tortós et al. (2018). O tempo de operação das EPVEs é de 14 horas por dia, e é possível instalar no máximo 100 carregadores em cada EPVE.

### 4.3 RESULTADOS PESDE

Nesta seção são apresentados os resultados para o problema de PESDE considerando o modelo apresentado na seção 3.2, com o objetivo de avaliar o impacto da demanda dos VEs e demonstrar a importância de considerar as incertezas associadas à demanda dos VEs dentro do PESD, dois casos são considerados:

- Caso A: Representa o pior caso na operação do SDEE, assumindo que os VEs carregados nas residenciais estão conectados simultaneamente e demandam sua potência nominal, ou seja, será desconsiderada a incerteza associada a demanda dessa parcela dos VEs;
- Caso B: A incerteza associada a demanda dos VEs carregados nas residências é incluída, assim, a matriz de cenários construída na subseção 3.2.1.2 é considerada integralmente.

Os resultados dos custos de investimento do plano de expansão para o Caso A e o Caso B são apresentados na Tabela 6. Quando a incerteza associada à demanda dos VEs é desconsiderada (Caso A), a demanda total aumenta provocando a realização de investimentos adicionais. O custo total do plano de expansão considerando a abordagem do Caso A é maior do que o custo total do plano de expansão do Caso B em aproximadamente 14,95%. O Caso A apresenta maior custo em subestações e circuitos, assim como também no custo da energia suprida pelas subestações e unidades de GD. Sendo os custos de investimento em subestações para o Caso B menores em aproximadamente 15,38%. Entretanto, os investimento nas unidades de GD e nos BCs foram maiores no Caso B.

Tabela 6 – Custos finais do plano de expansão (US\$10<sup>3</sup>).

Custos	Caso A	Caso B
IS	5200,00	4400,00
IC	413,70	378,70
IBC	21,30	22,20
IGD	13,30	16,30
IEPVE	930,00	930,00
CE	19708,09	16608,87
OS	0	0
Total	26286,39	22356,07

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Figura 7 mostra os planos de expansão para os Casos A e B. Note que nos dois casos existem quatro subestações em operação, as subestações 17 e 18 foram construídas, mas para o Caso A a subestação 18 teve que ser reforçada para atender a demanda. Note-se também que os investimentos nos circuitos e a topologia da rede de distribuição foram diferentes e apesar do número de BCs serem iguais em ambos os casos, a alocação e o dimensionamento são diferentes. Já as unidades de GD, no caso A foram alocadas duas unidades de GD eólica, juntamente com uma unidade de GD fotovoltaica. Enquanto no caso B foram usadas e alocadas duas unidades de GD eólica e duas unidades de GD fotovoltaica. A Tabela 7 localiza por barra as principais decisões de investimento para ambos os casos.





Tabela 8 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs.

Barras	Caso A		Caso B	
	FC	SC	FC	SC
3	0	2	0	39
9	0	100	0	29
11	0	1	0	35
Total	0	103	0	103

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

considerando cenários distintos em relação à decisão de investimento em infraestrutura de carregamento das EPVEs. Onde, o percentual de carregadores rápidos instalados é mantido fixo e a proporção entre carregadores acessíveis ao público por número de VE é baseada na proporção existente nos países líderes em termos de implantação de VEs, segundo os dados apresentados no relatório *Global EV Outlook 2019* (IEA, 2019). Os seguintes casos são analisados:

- Caso A:  $\delta^{ch} = 1/20$  e  $\gamma^{ch} = 0,3$ ;
- Caso B:  $\delta^{ch} = 1/10$  e  $\gamma^{ch} = 0,3$ ;
- Caso C:  $\delta^{ch} = 1/6$  e  $\gamma^{ch} = 0,3$ .

Para a avaliação do impacto das medidas de desenvolvimento e disseminação das EPVEs no PESD considera-se também um caso base, onde as restrições (3.17) e (3.16) são desconsideradas, ou seja,  $\delta^{ch}$  e  $\gamma^{ch}$  não são aplicáveis.

Os resultados dos custos totais do plano de expansão para cada caso são apresentados na Tabela 9, com estes valores já é possível observar que a consideração do perfil de implementação das EPVEs causa um impacto significativo no custo final.

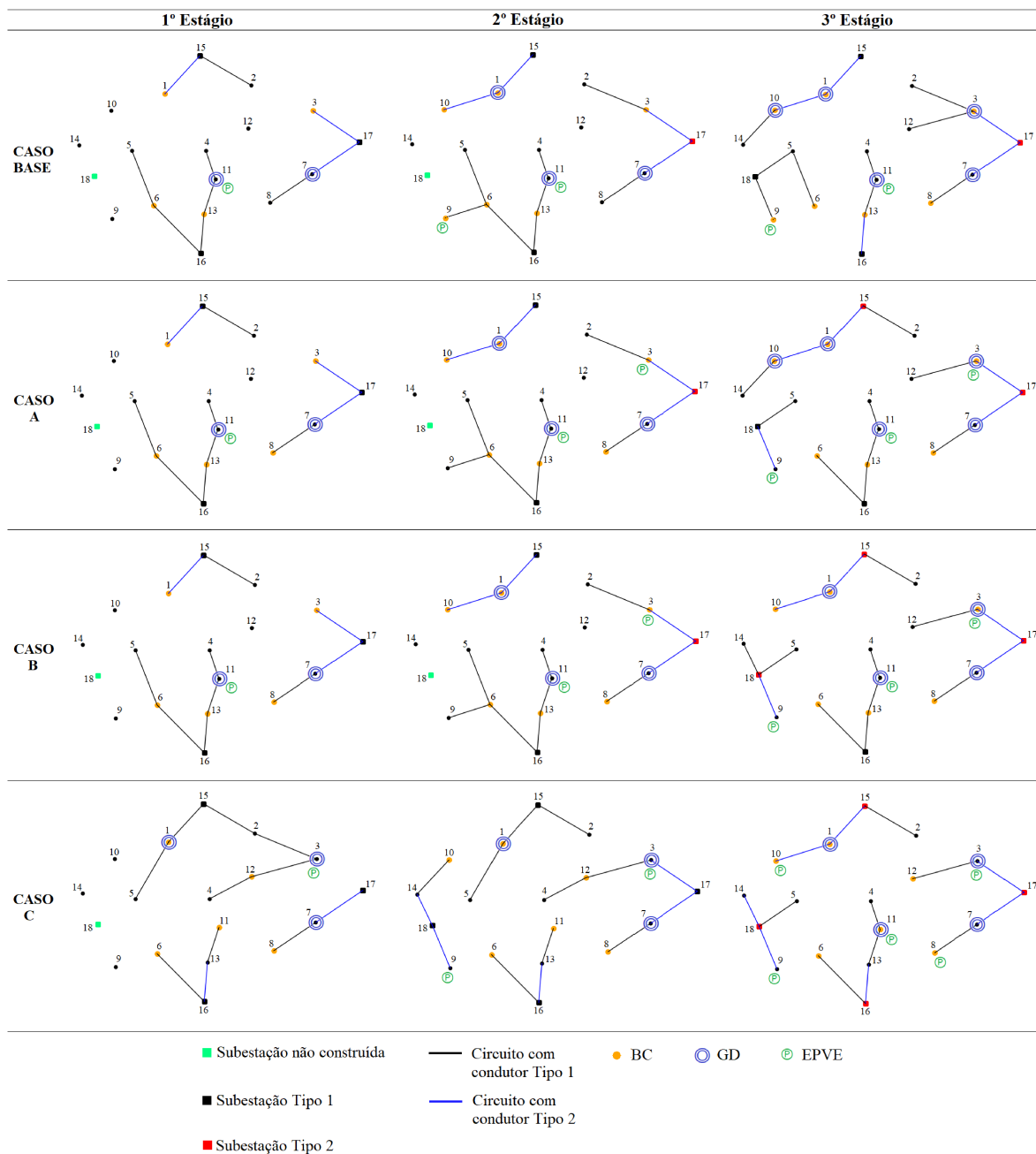
Tabela 9 – Custos finais do plano de expansão (US\$10<sup>3</sup>).

Custos	Base	Caso A	Caso B	Caso C
IS	1882,28	2190,71	2499,14	2854,65
IC	289,75	280,49	285,31	378,14
IBC	22,34	23,62	23,62	20,02
IGD	10,17	10,17	9,02	10,16
I EPVE	442,57	1356,74	2685,26	4450,35
CE	58070,17	59686,03	62302,49	65723,29
OS	0	0	0	0
Total	60717,28	63547,76	67804,84	73436,61

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Dado que o modelo proposto também considera a reconfiguração da rede ao longo do horizonte de planejamento, a Figura 8 apresenta a evolução da topologia em cada estágio para todos os casos.

Figura 8 - Topologia do sistema de 18 barras por estágio para os casos base, A, B e C.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

No caso base, onde  $\delta^{ch}$  e  $\gamma^{ch}$  não são considerados, os custos de investimento do plano de expansão são reduzidos em 4% em relação ao Caso A, que considera a menor  $\delta^{ch}$  entre os casos. Já em relação ao Caso C, que apresenta o maior  $\delta^{ch}$ , a diferença entre os

custos finais chega a 17,38%. Os IEPVE no caso base foram muito menores em relação aos demais casos, consequência do número reduzido de carregadores instalados e EPVEs alocadas. Além dos custos adicionais em IEPVE, incluindo o perfil de implementação das EPVEs, novos investimentos passam a serem necessários. O maior impacto nos custos de investimento entre os casos é refletido pela diferença entre os investimentos nas subestações. O Caso C, por exemplo, apresenta um IS maior em 23,25% em relação ao Caso A e 12,45% em relação ao Caso B. O Caso C foi o único que superou o custo de IC em relação ao caso base, os demais casos apresentaram um custo menor. Vale ressaltar que o valor dos custos não está somente associado à decisão de investimento, mas depende também do momento em que os investimentos ocorrem.

Em todos os casos, existem 4 sub-sistemas radiais, cada um deles é alimentado por uma das subestações. A maioria dos circuitos ligados às subestações foram reforçados com o condutor de maior capacidade (tipo 2), principalmente quando houve necessidade de reforço das subestações. No Caso A e B, o primeiro e segundo estágios apresentam a mesma topologia do caso base, mas no terceiro estágio, com o aumento do nível de penetração dos VEs, a topologia é distinta entre os casos. Outro ponto importante foi que em todos os casos, alguns circuitos foram desconectados ao longo do horizonte de planejamento visando manter a operação radial do SDEE.

As próximas subseções apresentam o dimensionamento detalhado das EPVEs para cada um dos casos. Ademais, apresenta-se as principais decisões de investimento sintetizadas pelas Tabelas 11, 13, 15 e 17 que complementam a Figura 8.

#### 4.4.1 Caso base

Para atender a demanda dos VEs ao longo do horizonte de planejamento, foram requeridas duas EPVEs e 103 SCs, vale destacar que ao desconsiderar  $\gamma^{ch}$  nenhum FC foi instalado.

Tabela 10 – Alocação e dimensionamento das EPVEs, caso base.

Estágio	1º		2º		3º	
	FC	SC	FC	SC	FC	SC
9	-	-	0	3	0	70
11	0	4	0	26	0	0
Total	0	4	0	29	0	70

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### 4.4.2 Caso A

Incluindo o perfil de implementação das EPVEs,  $\delta^{ch} = 1/20$ , foi requerido um total de três EPVEs e 116 carregadores, sendo 35 FCs e 81 SCs. Note que ao incluir o perfil de

Tabela 11 – Decisões de investimento por estágio, caso base.

Investimento	Barras		
	1º estágio	2º estágio	3º estágio
Subestação	17	17	18
BC	1, 3, 6, 13	9, 10	-
GD	7, 11	1	3, 10
EPVE	11	9	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

implementação, foi adicionada uma nova EPVE em relação ao caso base, ocasionando no reforço da subestação da barra 15.

Tabela 12 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs, caso A.

Estágio	1º		2º		3º	
	FC	SC	FC	SC	FC	SC
3	-	-	5	1	0	0
9	-	-	-	-	24	56
11	2	3	4	21	0	0
Total	2	3	9	22	24	56

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 13 – Decisões de investimento por estágio, caso A.

Investimento	Barras		
	1º estágio	2º estágio	3º estágio
Subestação	17	17	15, 18
BC	1, 3, 6, 8, 13	10	-
GD	7, 11	1	3, 10
EPVE	11	3	9

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### 4.4.3 Caso B

Para atender o perfil de implementação,  $\delta^{ch} = 1/10$ , foi requerido um total três EPVEs e 232 carregadores durante o horizonte de planejamento, sendo 70 FCs e 162 SCs. Neste caso não foi requerida nenhuma nova EPVE em relação ao Caso A, mas o número de carregadores instalados em cada EPVE teve um aumento significativo.

Tabela 14 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs, caso B.

Estágio	1º		2º		3º	
	FC	SC	FC	SC	FC	SC
3	-	-	19	11	15	55
9	-	-	-	-	33	56
11	3	6	0	33	0	0
Total	3	6	19	44	48	112

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 15 – Decisões de investimento por estágio, caso B.

Investimento	Barras		
	1º estágio	2º estágio	3º estágio
Subestação	17	17	15, 18
BC	1, 3, 6, 8, 13	10	-
GD	7, 11	1	3
EPVE	11	3	9

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### 4.4.4 Caso C

Para este caso,  $\delta^{ch} = 1/6$ , foram requeridas cinco EPVEs e 385 carregadores, sendo 116 FCs e 269 SCs. No terceiro estágio duas novas EPVEs são requeridas em relação ao Caso B.

Tabela 16 – Alocação e o dimensionamento das EPVEs, caso C.

Estágio	1º		2º		3º	
	FC	SC	FC	SC	FC	SC
3	5	9	15	71	0	0
8	-	-	-	-	0	55
9	-	-	16	4	32	48
10	-	-	-	-	1	29
11	-	-	-	-	47	53
Total	5	9	31	75	80	185

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 17 – Decisões de investimento por estágio, caso C.

Investimento	Barras		
	1º estágio	2º estágio	3º estágio
Subestação	17	18	15, 16, 17, 18
BC	1, 6, 8, 11, 12	10	-
GD	1, 3, 7	-	11
EPVE	3	9	8, 10, 11

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Utilizando o modelo de Arias (2019) como base, o presente trabalho se concentrou na integração dos VEs no planejamento das redes de distribuição, explorando tanto o carregamento em ambiente residencial como o carregamento em EPVEs. Foi proposto um modelo de PLIM estocástico de dois estágios, baseado em cenários, para solução do problema de PESDE avaliando o impacto de considerar as incertezas associadas às demandas dos VEs. Ademais, para analisar o conjunto de investimentos necessários para implementar o perfil das EPVEs dentro do PESDM foi considerado um modelo determinístico. Neste capítulo, apresentam-se as principais conclusões das abordagens propostas e sugestões de futuras pesquisas.

### 5.1 CONCLUSÕES

A abordagem do PESDE é aplicado no modelo estocástico de dois estágios baseado em cenários, com o objetivo de avaliar a importância de considerar as incertezas associadas à demanda dos VEs dentro do PESD. Quando a incerteza associada a demanda dos VEs é incluída no modelo o plano de expansão apresenta uma redução significativa nos custos de investimento quando comparada ao caso em que todos os carregadores se encontram conectados simultaneamente. Além disso, os resultados também apresentaram um impacto na topologia final do sistema e no dimensionamento das EPVEs. Portanto, ao comparar os resultados é possível concluir que a metodologia para obter o perfil de demanda dos VEs é eficaz e a sua utilização evita uma superestimação da demanda associada aos VEs.

Já na abordagem do PESDM, o problema foi resolvido usando um modelo de PLIM determinístico, onde a formulação proposta inclui duas novas restrições ao modelo base para compor o dimensionamento das EPVEs. Para isso, dois parâmetros são incluídos: proporção entre carregadores acessíveis ao público por número de VE e o percentual total de carregadores rápidos instalados. Com o estudo de caso proposto avalia-se o impacto da inclusão do perfil de implementação no dimensionamento das EPVEs, considerando três perfis observados nos países líderes em termos de adoção dos VEs. A solução demonstra que incorporar as políticas de instalação e disseminação da infraestrutura de recarga tem um impacto significativo no PESD. O impacto é refletido principalmente pelas diferenças entre as subestações e os investimentos em circuito, bem como na topologia da rede. Logo, independentemente se as EPVEs são propriedade do operador do SDEE ou pertencem a terceiros, a escolha do perfil a ser adotado/incentivado deve ser analisado, permitindo que todas as partes envolvidas possam se preparar.

De maneira geral os resultados confirmam que uma alta penetração de VEs impacta significativamente no planejamento da expansão, provocando novos desafios e mudanças no SDEE. Portanto, os OSDs devem estar preparados de forma adequada para uma

penetração massiva de VEs, garantindo o melhor planejamento e operação dos SDEEs. Os métodos para auxiliarem na tomada de decisões devem considerar não apenas as incertezas associadas à demanda dos VEs, mas também as características em relação a inserção dos VEs nos SDEEs, a fim de obter planos de expansão mais adaptados às condições reais.

## 5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os resultados obtidos neste trabalho revelaram possíveis tópicos que ainda podem ser explorados, os quais são descritos a seguir:

- Na matriz de cenários construída na seção 3.2 foram consideradas 36 condições operacionais na simulação do modelo estocástico, tendo como base trabalhos presentes na literatura. Entretanto, é válido realizar outras simulações com um número diferente de condições operacionais e avaliar a relação entre precisão e esforço computacional. O modelo estocástico pode ainda considerar o horizonte de planejamento dividido por estágio, segundo Arias (2019), o PESDM é a melhor representação do comportamento real das redes elétricas.
- Com a introdução das redes inteligentes, além de serem considerado uma carga adicional os VEs também podem atuar como fontes de armazenamento oferecendo vantagens para os SDEEs através da tecnologia V2G (ARIAS et al., 2019). Existe um novo conceito no contexto das redes de distribuição modernas que pode ser explorado, onde os VEs oferecem serviços auxiliares para os SDEEs, assim, permitindo adiar algumas decisões de investimento para a expansão da rede. Além disso, existe a possibilidade de adicionar os sistemas de *Smart Charging* integrados à rede elétrica de distribuição, levando em consideração em sua análise a capacidade da rede. Nesse modo é possível planejar as sessões de recarga, podendo aumentar ou reduzir a potência de carregamento conforme a capacidade da rede, evitando assim picos e sobrecargas em determinados cenários considerados no planejamento da expansão. No trabalho Manríquez et al. (2020) essa proposta foi explorada de maneira simplificada.
- Neste trabalho as EPVEs são propriedade dos OSDs, entretanto, considerar que as EPVEs são propriedade de terceiros é uma proposta mais alinhada com os regulamentos atuais para a comercialização de energia requerida pelos VEs. Então, outro ponto interessante é a adaptação do modelo para considerar a situação em que as EPVEs são propriedade de terceiros. Nesse contexto, pode existir uma maximização dos benefícios entre o OSD e proprietários das EPVEs. Adicionalmente, torna-se interessante desenvolver modelos probabilísticos que também permitam incorporar as incertezas nas variáveis do sistema de operação das EPVEs.



## REFERÊNCIAS

- ADAN, I.; RESING, J. **Queueing theory**. Eindhoven: Eindhoven University of Technology Press, 2002.
- ARIAS, M. N. B. et al. Distribution System Services Provided by Electric Vehicles: Recent Status, Challenges, and Future Prospects. **IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems**, vol. 20, no. 12, pp. 4277-4296, Dec. 2019. DOI: 10.1109/TITS.2018.2889439.
- ARIAS, M. N. B. et al. Robust Joint Expansion Planning of Electrical Distribution Systems and EV Charging Stations. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 9, no. 2, pp. 884-894, April 2018. DOI: 10.1109/TSTE.2017.2764080.
- ARIAS, M. N. B. **Integração de veículos elétricos no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2019.
- ARIOLI, VITOR TORQUATO. **Análise de impactos técnicos provocados pela penetração massiva de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018.
- BARINGO, L.; CONEJO, A. J. Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions. **Applied Energy**, vol. 101, pp. 475-482, Jan. 2013.
- BOTELHO, V. A.; DIAS, B. H.; OLIVEIRA, L. W. Impacto da Infraestrutura de Recarga de Veículos Elétricos no Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. **VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, São Paulo, 2020.
- BOTSFORD, C.; SZCZEPANEK, A. Fast charging vs. slow charging: Pros and cons for the new age of electric vehicles. **24th Electric Vehicle Symposium**, pp. 1–9, 2009.
- CONSONI, F. L. et al. **Estudo de Governança e Políticas Públicas para Veículos Elétricos**. Brasília DF: Ministério da Indústria, Comercio Exterior e Serviços MDIC, 2018.
- CROSS, J.; HARTSHORN, R. My Electric Avenue: Integrating Electric Vehicles into the Electrical Networks. **Institution of Engineering and Technology**, pp. 2-12, 2016.
- DELGADO, F. et al. **Carros Elétricos**. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2017.
- 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**, vol. 11, no. 2, pp. 970-978, April 2020a. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2915338.

EHSAN, A.; YANG, Q. Active Distribution System Reinforcement Planning With EV Charging Stations–Part II: Numerical Results. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 11, no. 2, pp. 979-987, April 2020b. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2915383.

CPFL. CHADEMO recarga rápida CC. **Companhia Paulista de Força e Luz**, [s.l.], 2020a. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/sites/mobilidade-eletrica/mobilidade-e/tipos-de-plug/Paginas/Chademo-yazaki.aspx>. Acesso em: 18 mar. 2020.

CPFL. Combo CCS- Tipo 1 ou Tipo 2. **Companhia Paulista de Força e Luz**, [s.l.], 2020b. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/sites/mobilidade-eletrica/mobilidade-e/tipos-de-plug/Paginas/Combo-CCS.aspx>. Acesso em: 18 mar. 2020.

CPFL. Mobilidade na CPFL. **Companhia Paulista de Força e Luz**, [s.l.], 2020c. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/sites/mobilidade-eletrica>. Acesso em: 18 mar. 2020.

CPFL. Tipo 1 - SAE J1772. **Companhia Paulista de Força e Luz**, [s.l.], 2020d. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/sites/mobilidade-eletrica/mobilidade-e/tipos-de-plug/Paginas/Tipo%201%20-%20SAE-J1772.aspx>. Acesso em: 18 mar. 2020.

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**, v. 48, n. 1, p. 123-130, 2013.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Robust Multi-Stage Substation Expansion Planning Considering Stochastic Demand. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 31, no. 3, pp. 2125-2134, May 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2443175.

GONÇALVES, R. R. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.

GONEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, vol. 133, no. 7, pp. 397-408, November 1986. DOI: 10.1049/ip-c:19860060.

GUEDES, W. O. **Avaliação Técnica e Econômica da Utilização de Geração Solar e Recarga de Veículos Elétricos em Universidades**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2019.

HAGHIGHAT, H.; ZENG, B. Stochastic and Chance-Constrained Conic Distribution System Expansion Planning Using Bilinear Benders Decomposition. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 33, no. 3, pp. 2696-2705, Maio 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2751514.

HU, Y.; SONG, Y. Distribution network expansion planning with optimal siting and sizing of electric vehicle charging stations. **47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, London, pp. 1-6, 2012. DOI: 10.1109/UPEC.2012.6398568.

*INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global EV Outlook 2018: Towards cross-modal electrification.* Paris, 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2018>. Acesso em: 23 fev. 2020.

*INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global EV Outlook 2019: Scaling-up the transition to electric mobility.* OECD Publishing, Paris, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>. Acesso em: 23 fev. 2020.

LAVORATO, M. et al. Imposing Radiality Constraints in Distribution System Optimization Problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 27, no. 1, pp. 172-180, Feb. 2012. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2161349.

LIMA, T. D. et al. A Stochastic Programming Model for the Planning of Distribution Systems Considering Renewable Distributed Generation and CO2 Emissions. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**, Gramado, Brasil, pp. 1-6, 2019. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895395.

LIU, Z.; WEN, F.; LEDWICH, G. Optimal Planning of Electric-Vehicle Charging Stations in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 28, no. 1, pp. 102-110, Jan. 2013. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2223489.

MANRÍQUEZ, F. et al. The impact of electric vehicle charging schemes in power system expansion planning. **Applied Energy**, vol. 262, pp. 114527, 2020.

ONS. Boletim mensal de geração eólica, acervo digital. **Operador Nacional do Sistema**, [s.l.], 2018a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>. Acesso em: 13 jul. 2020.

ONS. Boletim mensal de geração fotovoltaica, acervo digital. **Operador Nacional do Sistema**, [s. l.], 2018b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>. Acesso em: 13 jul. 2020.

ONS. Curva de carga horária (Subsistema Nordeste), histórico da operação. **Operador Nacional do Sistema**, [s.l.], 2018c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acesso em: 13 jul. 2020.

PINTO, Y. G. **Investigação de soluções para os impactos técnicos causados pela conexão massiva de veículos elétricos aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

PORTELA, N. M. **Modelo de mistura de gaussianas fuzzy contextual**. 2015. Tese (Doutorado em Ciência da Computação), Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

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 Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**, Portland, OR, pp. 1-1, 2018. DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586628.

QUIRÓS-TORTÓS, J. et al. Control of EV charging points for thermal and voltage management of LV networks. **IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**, Boston, MA, pp. 1-1, 2016. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741140.

QUIRÓS-TORTÓS, J. et al. Statistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications. **Power Systems Computation Conference (PSCC)**, Dublin, pp. 1-7, 2018. DOI: 10.23919/PSCC.2018.8442988.

RODRIGUES, M. C. B. P. et al. Conexão De Veículos Elétricos À Rede De Energia Elétrica Para Recarga De Baterias: Uma Visão Geral. **Revista de Eletrônica Sobraep**, 2014.

SANTOS, C. A. L. Baterias de íons Li para veículos elétricos. **Revista IPT: Tecnologia e Inovação**, v. 2, n. 9, 2018.

SANTOS, S. F. et al. Novel Multi-Stage Stochastic DG Investment Planning with Recourse. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 8, no. 1, pp. 164-178, Jan. 2017. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2590460.

SAUSEN, J. P. **Análise do carregamento de veículos elétricos na curva de carga do transformador de distribuição**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Santa Maria, Santa Maria, 2017.

SIMON, E. C. **Avaliação de impactos da recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição**. 2013. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

SMMT. Report on the current situation and future direction of electric vehicle charger standards. **Society of Motor Manufacturers and Traders**, [s.l.], 2010.

SOUSA, J. D. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM)**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.

TABARES, A. et al. Multistage Long-Term Expansion Planning of Electrical Distribution Systems Considering Multiple Alternatives. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 31, no. 3, pp. 1900-1914, Maio 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2448942.

TAYLOR, J. et al. Evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distribution system operations. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Calgary, AB, pp. 1-6, 2009. DOI: 10.1109/PES.2009.5275317.

TOLEDO, A. L. L. **Emissões de gases de efeito estufa da mobilidade urbana: o caso de natal**. 2019. Tese (Doutorado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

XAVIER, E. B. **Economic Assessment of an Electric Vehicle Parking Lot Equipped with Photovoltaic Generation, Energy Storage System and Electric Vehicle Chargers**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2020.

YILMAZ, M.; KREIN, P. T. Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles. **IEEE Transactions on Power Electronics**, vol. 28, no. 5, pp. 2151-2169, Maio 2013. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2212917.

ZIEMANN, S. et al. The future of mobility and its critical raw materials. **Revue de Métallurgie**, v. 110, n. 1, p. 47-54, 2013.

ZHENG, Y. et al. Electric Vehicle Battery Charging/Swap Stations in Distribution Systems: Comparison Study and Optimal Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 29, no. 1, pp. 221-229, Jan. 2014. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2278852.



## APÊNDICE A – SISTEMA DE 18 BARRAS

Tabela 18 – Dados do sistema de distribuição de 18 barras.

Dados dos alimentadores					Dados de demanda [KVA]			
Linha	De [i]	Para [j]	$l_{ij}$ [Km]	$\theta_{ij,a}^{cir}$	Barra	Estágio		
						1	2	3
1	1	5	2,220	0	1	4050	4735	5420
2	1	10	1,200	0	2	780	995	1210
3	1	15	2,200	1	3	2580	3380	3980
4	2	3	2,000	1	4	320	410	490
5	2	15	1,700	1	5	280	370	470
6	3	12	1,200	0	6	1170	1305	1440
7	3	17	1,200	0	7	4040	4200	4360
8	4	7	2,600	0	8	720	830	940
9	1	4	2,300	0	9	0	1150	1350
10	4	11	1,600	0	10	0	3050	3160
11	4	12	1,300	0	11	1620	1620	2200
12	5	6	2,400	1	12	0	0	1220
13	5	18	0,700	0	13	2160	2160	2400
14	6	9	1,200	0	14	0	0	2100
15	6	13	2,200	0	15	0	0	0
16	6	16	2,600	1	16	0	0	0
17	7	8	2,000	1	17	0	0	0
18	11	7	3,200	0	18	0	0	0
19	7	17	0,900	0				
20	8	16	2,000	1				
21	17	12	2,100	0				
22	10	14	1,000	0				
23	11	13	1,200	1				
24	13	16	1,500	1				
25	14	18	1,500	0				
26	18	9	2,100	0				

Fonte: Retirado de Arias (2019).





## APÊNDICE B – MODELO DE PLIM DETERMINÍSTICO

Adotando o modelo de otimização robusta multiestágio apresentado em Arias (2019) como referência, são realizadas algumas simplificações para obter o modelo determinístico que é adotado como base. Neste apêndice, apresenta-se os detalhes desse modelo base, função objetivo e restrições, que é naturalmente modelado como um problema de PNLIM, mas segue as linearizações apresentadas no trabalho Tabares et al. (2016) para obter um modelo de PLIM equivalente, assim como o modelo de referência (ARIAS, 2019).

### B.1 RESTRIÇÕES E FUNÇÃO OBJETIVO

#### B.1.1 Função objetivo

É possível distinguir em duas partes a função objetivo. Onde a primeira incorpora os custos associados aos investimentos.

$$IS_u = \sum_s \sum_h \sum_t c_{s,h,t}^s x_{s,h,t,u}^{sub} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.1})$$

$$IC_u = \sum_{ij} \sum_a \sum_b c_{ij,a,b}^c x_{ij,a,b,u}^{cir} l_{ij} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.2})$$

$$IBC_u = \sum_i (c^{bc} x_{i,u}^{bc} + c^{mod} n_{i,u}^{bci}) \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.3})$$

$$IGD_u = \sum_m \sum_g c_g^{gd} x_{m,g,u}^{gd} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.4})$$

$$IEPVE_u = \sum_p \sum_e (c^{cs} x_{p,u}^{cs} + c_c^e n_{p,e,u}^{chi}) \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.5})$$

Já na segunda parte corresponde aos custos associados a energia fornecida e a operação. Sendo a função  $\varsigma(\tau, K) = (1 - (1 + \tau)^{-K})\tau^{-1}$  presente em (B.6) e (B.7) usada para calcular o valor presente de um custo anualizado com duração de  $K$  anos em termos da taxa de juro  $\tau$ .

$$CE_u = \alpha \phi_l \left( \sum_s c^e P_{s,u}^S + \sum_m \sum_g c_g^{egd} P_{m,u}^{GD} \right) \varsigma(\tau, K) \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.6})$$

$$COS_u = \alpha \phi_s c^{vs} \left( \sum_s S_{s,u}^2 \right) \varsigma(\tau, K) \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.7})$$

A função objetivo é o somatório dos custos de cada estágio em que é dividido o horizonte de planejamento e, através da função agregada a FOB (B.8) são levados ao valor presente líquido.

$$\min \sum_u (IS_u + IC_u + IBC_u + IGD_u + IEPVE_u + CE_u + COS_u)(1 + \tau)^{-(u-1)K} \quad (B.8)$$

### B.1.2 Restrições fundamentais dos SDEEs

O sistema de equações não lineares (B.9)-(B.12) representa a operação em regime permanente de um SD radial, partindo das seguintes considerações:

- As demandas das cargas são representadas como potências ativa e reativa constantes;
- As perdas de potências ativa e reativa no circuito  $ij$  são concentradas na barra  $i$ .
- O SD é balanceado e representado por um equivalente monofásico.

As equações (B.9) e (B.10) representam o balanço de potência ativa e reativa e asseguram que todas as demandas do sistema sejam atendidas, primeira lei de *Kirchhoff*. A demanda associada aos VEs encontra-se no lado direito da equação (B.9) e é representada como o produto da potência ativa nominal de cada tipo de carregador ( $P_e^{ch}$ ) e o número de carregadores operando em cada EPVE ( $n_{i,e,u}^{cho}$ ).

$$\sum_{ki} \sum_a P_{ki,a,u} - \sum_{ij} \sum_a (P_{ij,a,u} + R_{alij} I_{ij,a,u}^2) + P_{i,u}^S + \sum_g P_{i,g,u}^{GD} = P_{i,u}^D + \sum_e n_{i,e,u}^{chi} P_e^{ch} \quad (B.9)$$

$$\forall i \in \Omega_N, \forall u \in \Omega_U$$

$$\sum_{ki} \sum_a Q_{ki,a,u} - \sum_{ij} \sum_a (Q_{ij,a,u} + X_{alij} I_{ij,a,u}^2) + n_{i,u}^{bco} Q^{bc} + Q_{i,u}^S + \sum_g Q_{i,g,u}^{GD} = Q_{i,u}^D \quad (B.10)$$

$$\forall i \in \Omega_N, \forall u \in \Omega_U$$

A equação (B.11) calcula a magnitude da corrente através do circuito  $ij$  e a equação (B.12) define a queda de tensão através do circuito  $ij$  em termos do estado de conexão representado pela variável binária ( $y_{ij,a,u}^{cir}$ ), os fluxos de potência ativa e reativa ( $P_{ij,a,u}$  e  $Q_{ij,a,u}$ ) e o quadrado da corrente ( $I_{ij,a,u}$ ). Estas variáveis assumem valores diferentes de zero se e somente se, o circuito  $ij$  com o condutor do tipo  $a$  está operando, ou seja  $y_{ij,a,u}^{cir}$  igual a 1. Dessa forma, (B.11) e (B.12) representam a segunda lei de *Kirchhoff* para cada laço fundamental.

$$V_{j,u}^2 I_{ij,a,u}^2 = P_{ij,a,u}^2 + Q_{ij,a,u}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (B.11)$$

$$\begin{aligned}
& | V_{i,u}^2 - V_{j,u}^2 - \sum_a [(2R_a P_{ij,a,u} + X_a Q_{ij,a,u}) l_{ij} + Z_a^2 l_{ij}^2 I_{ij,a,u}^2] | \quad (\text{B.12}) \\
& \leq (\bar{V}^2 - V^2) \sum_a (1 - y_{ij,a,u}^{cir}) \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U
\end{aligned}$$

### B.1.3 Restrições operacionais

O limite de tensão é definido por (B.13) enquanto (B.14) e (B.15), definem o limite de corrente em termos da capacidade de cada tipo de condutor, dependente do estado de operação do circuito ( $y_{ij,a,u}^{cir}$ ) e das variáveis binárias auxiliares ( $y_{ij,u}^+$  e  $y_{ij,u}^-$ ) que indicam a direção do fluxo de potência pelo circuito  $ij$ , respetivamente.

$$V^2 \leq V_{i,u}^2 \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.13})$$

$$0 \leq I_{ij,a,u}^2 \leq \bar{I}_a^2 y_{ij,a,u}^{cir} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.14})$$

$$0 \leq I_{ij,a,u}^2 \leq \bar{I}_a^2 (y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^-) \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.15})$$

As restrições (B.16) e (B.17) representam os limites de potência aparente dos transformadores da subestação. Sendo a potência aparente total suprida pela subestação depende do quadrado da potência ativa e reativa,  $(P_{s,u}^S)^2$  e  $(Q_{s,u}^S)^2$ . Além disso, possui um limite máximo de geração ( $\bar{S}_t$ ) escrito em termos da variável de operação da subestação ( $y_{s,t,u}^{sub}$ ) com o correspondente tipo de investimento  $t$ .

$$S_{s,u}^2 = (P_{s,u}^S)^2 + (Q_{s,u}^S)^2 \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.16})$$

$$S_{s,u}^2 \leq \sum_t \bar{S}_t^2 y_{s,t,u}^{sub} \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.17})$$

Além das restrições anteriores, é necessário definir os limites operacionais de todos os circuitos em termos da capacidade do condutor. Assim, o conjunto de equações (B.18) - (B.21) limita o fluxo de potência ativa e reativa pelos circuitos que conectam a subestação, se e somente se, essa subestação está em operação.

$$P_{ij,a,u} \leq \bar{V} \bar{I}_a \sum_t y_{i,t,u}^{sub} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U / i \in \Omega_{SE} \quad (\text{B.18})$$

$$P_{ij,a,u} \leq \bar{V} \bar{I}_a \sum_t y_{j,t,u}^{sub} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U / j \in \Omega_{SE} \quad (\text{B.19})$$

$$Q_{ij,a,u} \leq \overline{VI}_a \sum_t y_{i,t,u}^{sub} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U / i \in \Omega_{SE} \quad (\text{B.20})$$

$$Q_{ij,a,u} \leq \overline{VI}_a \sum_t y_{j,t,u}^{sub} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U / j \in \Omega_{SE} \quad (\text{B.21})$$

Já o conjunto de equações (B.22) - (B.25) garantem os limites do fluxo de potência ativa e reativa em todos os circuito  $ij$ , dependendo do estado de operação ( $y_{ij,a,u}^{cir}$ ) e também das variáveis auxiliares ( $y_{ij,u}^+$  e  $y_{ij,u}^-$ ) do circuito  $ij$ .

$$|P_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a (y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^-) \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.22})$$

$$|P_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a y_{ij,a,u}^{cir} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.23})$$

$$|Q_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a (y_{ij,u}^+ - y_{ij,u}^-) \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.24})$$

$$|Q_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a y_{ij,a,u}^{cir} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.25})$$

#### B.1.4 Restrições da operação radial dos SDEE

Como descrito por Lavorato et al. (2012), um sistema de distribuição de energia elétrica opera normalmente de forma radial, para satisfazer essa condição as restrições (B.26) - (B.29) foram adaptadas e utilizadas por Tabares et al. (2016), em conjunto com (B.9) e (B.10), para garantir a operação radial do sistema.

$$\sum_{ij} (y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^-) = |N| - |SE| - \sum_{j \in NT} (1 - \wp_{j,u}) \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.26})$$

$$\sum_{ij} (y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^-) + \sum_{ji} (y_{ji,u}^+ + y_{ji,u}^-) \geq 2\wp_{j,u} \quad \forall i \in \Omega_{NT}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.27})$$

$$(y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^-) \leq \wp_{j,u} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.28})$$

$$(y_{ji,u}^+ + y_{ji,u}^-) \leq \wp_{j,u} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.29})$$

Este conjunto de equações considera a presença de barras de transferência as quais são usadas para representar barras sem geração ou demanda e que normalmente conectam uma barra de demanda com outras barras (TABARES et al., 2016). As barras de transferência são representados pela variável binária  $\wp$ , igual a 1 se a barra é usado como barra de transferência, ou zero em caso contrário.

### B.1.5 Restrições lógicas associadas aos circuitos

O conjunto de restrições (B.30) - (B.35) permitem a coordenação entre os investimentos e a operação dos circuitos ao longo do horizonte de planejamento. Nesta formulação os tipos de circuitos estão ordenados ascendentemente, de acordo com a capacidade de corrente e os custos de investimento. Assim, somente são permitidas transições nas quais  $b$  é maior do que  $a$ . Sendo, a construção e/ou recondutoramento de um circuito usando o tipo  $b$  a partir do tipo inicial  $a$ , representado pela variável binária  $x_{ij,a,b,u}^{cir}$ . A variável binária  $y_{ij,b,u}^{cir}$  representa a operação de um circuito usando tipo  $b$ .

A restrição (B.26) habilita somente um tipo investimento por estágio, enquanto (B.27) garante que um investimento específico em um circuito (de  $a$  para  $b$ ) seja feito somente uma vez durante o horizonte de planejamento. Enquanto (B.28) permite a operação do circuito  $ij$  usando somente um tipo de investimento por estágio.

$$\sum_a \sum_b x_{ij,a,b,u}^{cir} \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.30})$$

$$\sum_u x_{ij,a,b,u}^{cir} \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall b \in \Omega_A \quad (\text{B.31})$$

$$\sum_b y_{ij,b,u}^{cir} \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.32})$$

A restrição (B.33) estabelece que um investimento sendo do tipo inicial  $h$  possa ser feito se, e somente se, esse tipo foi usado para construir e/ou reforçar o circuito em estágios anteriores. O parâmetro binário  $\theta_{ij,b}^{cir}$  representa o estado inicial do circuito no começo do horizonte de planejamento, o qual é 1 se o circuito estava construído e, zero em caso contrário. Por fim, (B.34) garante que a operação do circuito seja realizada somente se o correspondente investimento já foi realizado.

$$x_{ij,a,b,u}^{cir} \leq \theta_{ij,a}^{cir} + \sum_{k=1}^{u-1} \sum_c x_{ij,c,a,k}^{cir} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall a \in \Omega_A, \forall b \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.33})$$

$$y_{ij,b,u}^{cir} \leq \theta_{ij,b}^{cir} + \sum_{k=1}^u \sum_a x_{ij,a,b,k}^{cir} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall b \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.34})$$

Por último, (B.35) é incluída no modelo visando melhorar seu desempenho como apresentado em Franco et al. (2013).

$$\sum_b y_{ij,b,u}^{cir} = y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^- \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.35})$$

### B.1.6 Restrições lógicas associadas às subestações

Este conjunto de restrições (B.36)-(B.40) segue a mesma estrutura lógica das restrições associadas à coordenação em investimentos e operação dos circuitos. Tendo também os tipos de subestações classificados de forma incremental, de acordo com a capacidade de potência e os custos de investimento. A opção de construir e/ou reforçar uma subestação usando o tipo  $t$ , desde um tipo inicial  $h$ , é representada pela variável binária  $x_{s,h,t,u}^{sub}$ . A variável binária  $y_{s,t,u}^{sub}$  representa a operação de uma subestação usando tipo  $b$ .

$$\sum_h \sum_t x_{s,h,t,u}^{sub} \leq 1 \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.36})$$

$$\sum_u x_{s,h,t,u}^{sub} \leq 1 \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall h \in \Omega_T, \forall t \in \Omega_T \quad (\text{B.37})$$

$$\sum_t y_{s,t,u}^{sub} \leq 1 \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.38})$$

Os investimentos correspondem ao conjunto de capacidades disponíveis para construir e/ou reforçar as subestações. Tendo o parâmetro binário  $\theta_{s,t}^{sub}$  representando o estado inicial da subestação no começo do horizonte de planejamento, que assume o valor 1 se a subestação estava construída e, zero em caso contrário.

$$x_{s,h,t,u}^{sub} \leq \theta_{s,h}^{sub} + \sum_{k=1}^{u-1} \sum_r x_{s,r,h,k}^{sub} \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall h \in \Omega_T, \forall t \in \Omega_T, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.39})$$

$$y_{s,t,u}^{sub} \leq \theta_{s,t}^{sub} + \sum_{k=1}^u \sum_h x_{s,h,t,k}^{sub} \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall t \in \Omega_T, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.40})$$

### B.1.7 Restrições operacionais dos BCs

Baseado em Franco et al. (2013) as equações foram adaptadas e utilizadas por Arias (2019), onde a modelagem considera a utilização de BCs fixos. Os módulos de um mesmo BC possuem a mesma capacidade, as unidades individuais podem ser combinadas para se obter uma variedade de classificações e satisfazer as necessidades de funcionamento.

Dessa maneira, (B.41) permite a instalação de um módulo se e somente se, a decisão de alocar um BC já foi realizada no estágio atual ou em estágios prévios, de acordo com o número máximo de módulos permitidos em cada BC ( $\bar{N}$ ). Por outro lado, (B.42) limita o número de módulos em operação em uma barra, de acordo com o número de módulos instalados. A restrição (B.43) estabelece que a alocação de um BC possa ser feita somente

uma vez ao longo do horizonte de planejamento enquanto (B.44) indica que existe uma quantidade máxima de BCs ( $\bar{M}$ ) que podem ser alocados em todo o sistema.

$$\sum_{k=1}^u n_{i,u}^{bci} \leq \bar{N} \sum_{k=1}^u x_{i,k}^{bc} \quad \forall i \in \Omega_{NBC}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.41})$$

$$n_{i,u}^{bco} \leq \sum_{k=1}^u n_{i,k}^{bci} \quad \forall i \in \Omega_{NBC}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.42})$$

$$\sum_u x_{i,u}^{bc} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{NBC} \quad (\text{B.43})$$

$$\sum_u \sum_i x_{i,u}^{bc} \leq \bar{M} \quad (\text{B.44})$$

A instalação de BCs pode diminuir as dimensões dos componentes do sistema, o que implica em um menor investimento ou no adiamento de investimentos futuros. Quando se instala um BC o fluxo de corrente no circuito é reduzido do ponto de instalação do banco até a subestação, resultando na diminuição das perdas de potência ativa, da potência reativa fornecida pela subestação e um aumento dos níveis de tensão nas barras.

### B.1.8 Restrições operacionais das unidades de GD

O conjunto de restrições (B.45) - (B.50) permite coordenar a operação das unidades de GD baseados no trabalho desenvolvido por Tabares et al. (2016). Sendo as unidades de geração distribuída levadas em consideração como possíveis soluções para a expansão da capacidade do sistema, onde a decisão de investimento na GD ( $x_{m,g,u}^{gd}$ ) é variável do processo de otimização considerando a localização  $m$ , o tipo  $g$  e o estágio  $u$ .

Assim, (B.45) e (B.46) definem os limites mínimos e máximos de potência ativa e reativa gerada pelas unidades de GD, respectivamente. A potência ativa e reativa é limitada pela potência aparente de cada tipo  $g$  ( $S_g^{GD}$ ), a correspondente variável de decisão e do fator de potência ( $\phi_g^{gd}$ ) da unidade de GD.

$$0 \leq P_{m,g,u}^{GD} \leq \phi_g^{gd} S_g^{GD} x_{m,g,u}^{gd} \quad \forall m \in \Omega_M, \forall g \in \Omega_G, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.45})$$

$$|Q_{m,u}^{GD}| \leq P_{m,g,u}^{GD} \tan(\arccos(\phi_g^{gd})) \quad \forall m \in \Omega_M, \forall g \in \Omega_G, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.46})$$

A restrição (B.47) permite a alocação de somente um tipo de GD em cada barra do sistema, enquanto (B.48) estabelece que uma unidade de GD possa ser alocada somente

uma vez durante o horizonte de planejamento. A restrição (B.49) permite alocar somente uma unidade de GD em cada barra.

$$\sum_g x_{m,g,u}^{gd} \leq 1 \quad \forall m \in \Omega_M, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.47})$$

$$x_{m,g,u}^{gd} \leq \sum_{k=1}^u x_{m,g,k}^{gd} \quad \forall m \in \Omega_M, \forall g \in \Omega_G, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.48})$$

$$\sum_u \sum_g x_{m,g,u}^{gd} \leq 1 \quad \forall m \in \Omega_M \quad (\text{B.49})$$

Por fim, (B.50) limita a quantidade de demanda que pode ser atendida pelas unidades de GD, de acordo com a porcentagem de penetração ( $\%^{gd}$ ) como proposto em Arias (2019).

$$\sum_m \sum_g P_{m,g,u}^{GD} \leq \%^{gd} \sum_i P_{i,u}^D \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.50})$$

### B.1.9 Modelagem matemática das EPVEs

A restrição (B.51) garante que uma EPVE possa ser alocada apenas uma vez no horizonte de planejamento em uma barra. Já a restrição (B.52) permite a instalação de um número máximo de carregadores, apenas se uma EPVE já tiver sido alocada. Para cada estágio a restrição (B.53) limita o número de carregadores operando de modo que não excedam o número de carregadores instalados.

$$\sum_u x_{p,u}^{cs} \leq 1 \quad \forall p \in \Omega_P \quad (\text{B.51})$$

$$\sum_e \sum_{k=1}^u n_{p,e,k}^{chi} \leq \bar{C}_p \sum_{k=1}^u x_{p,k}^{cs} \quad \forall p \in \Omega_P, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.52})$$

$$n_{p,e,u}^{cho} \leq \sum_{k=1}^u n_{p,e,k}^{chi} \quad \forall p \in \Omega_P, \forall e \in \Omega_E, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.53})$$

A equação (B.54) relaciona o número de VEs que precisam ser carregados com o número de VEs atribuídos a tipos diferentes de carregadores. Já a equação (B.55) estabelece que a energia fornecida pelos carregadores durante o tempo de operação das EPVEs deve satisfazer a energia requerida pelos VEs. Sendo essa restrição formulada em termos do número médio de VEs, da potência nominal do tipo de carregador, a energia requerida por um VE, e a diferença entre  $SOC_f$  e  $SOC_i$  que representam o  $SOC$  do VE no momento da chegada e saída na EPVE, respectivamente. Vale ressaltar que a equação (B.55) sofre uma alteração do modelo de referência, presente em Arias (2019), que considera



um SOC máximo ( $\phi_{soc}^{max}$ ) no dimensionamento das EPVEs, neste estudo considera-se um SOC final para representar o momento de saída da EPVE.

$$\sum_e n_{e,v,u}^{ve} = N_{v,u}^{VE} \quad \forall v \in \Omega_V, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.54})$$

$$\sum_p P_e^{ch} n_{p,e,u}^{cho} dw^{cs} \geq \sum_v n_{e,v,u}^{ve} E_v^{req} (\phi_{soc}^{final} - \phi_{soc}^{inicial}) \quad \forall e \in \Omega_E, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.55})$$

## B.2 LINEARIZAÇÕES

A modelagem apresentada na seção anterior corresponde a um modelo PNLIM devido à presença de restrições com variáveis quadráticas e produtos entre variáveis. Nesta seção será apresentada a linearização dessas restrições com o objetivo de obter um modelo de PLIM para o problema de planejamento dos SDEE.

Nas equações (B.9) - (B.17) aparecem as variáveis  $I_{ij,a,u}^2$  e  $V_{i,u}^2$ , e na função objetivo, representada por (B.7), aparece a variável  $S_{s,u}^2$ . Assim, como proposto em Gonçalves (2013) é possível obter uma representação linear das equações (B.9) - (B.17) e (B.7) através da troca de variáveis. Dessa forma, as variáveis quadráticas originais  $S_{s,u}^2$ ,  $I_{ij,a,u}^2$  e  $V_{i,u}^2$  são substituídas por novas variáveis  $S_{s,u}^{sqr}$ ,  $I_{ij,a,u}^{sqr}$  e  $V_{i,u}^{sqr}$ , respectivamente. Assim, tem-se como resultado o seguinte conjunto de equações:

$$\sum_{ki} \sum_a P_{ki,a,u} - \sum_{ij} \sum_a (P_{ij,a,u} + R_a l_{ij} I_{ij,a,u}^{sqr}) + P_{i,u}^S + \sum_g P_{i,g,u}^{GD} = P_{i,u}^D + \sum_e n_{i,e,u}^{cho} P_e^{ch} \quad (\text{B.56})$$

$$\forall i \in \Omega_N, \forall u \in \Omega_U$$

$$\sum_{ki} \sum_a Q_{ki,a,u} - \sum_{ij} \sum_a (Q_{ij,a,u} + X_a l_{ij} I_{ij,a,u}^{sqr}) + n_{i,u}^{bco} Q^{bc} + Q_{i,u}^S + \sum_g Q_{i,g,u}^{GD} = Q_{i,u}^D \quad (\text{B.57})$$

$$\forall i \in \Omega_N, \forall u \in \Omega_U$$

$$V_{j,u}^{sqr} I_{ij,a,u}^{sqr} = P_{ij,a,u}^2 + Q_{ij,a,u}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.58})$$

$$\begin{aligned} & | V_{i,u}^{sqr} - V_{j,u}^{sqr} - \sum_a [(2R_a P_{ij,a,u} + X_a Q_{ij,a,u}) l_{ij} + Z_a^2 l_{ij}^2 I_{ij,a,u}^{sqr}] | \\ & \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2) \sum_a (1 - y_{ij,a,u}^{cir}) \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \end{aligned} \quad (\text{B.59})$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,u}^{sqr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.60})$$

$$0 \leq I_{ij,a,u}^{sqr} \leq \bar{I}_a^2 y_{ij,a,u}^{cir} \quad \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.61})$$

$$0 \leq I_{ij,a,u}^{sqr} \leq \bar{I}_a^2 (y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^-) \quad \forall a \in \Omega_A, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.62})$$

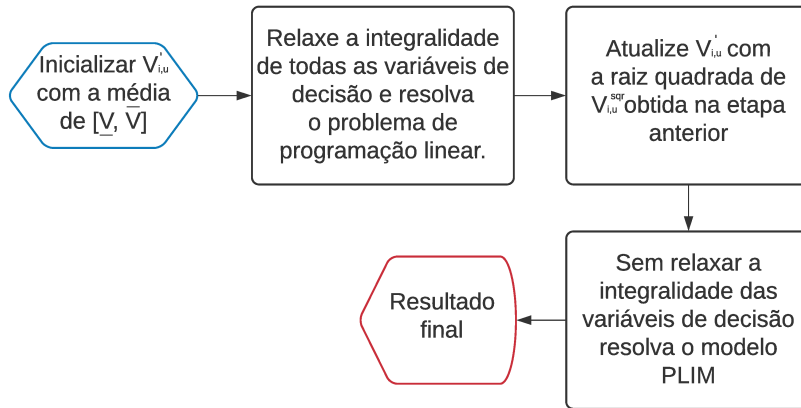
$$S_{s,u}^{sqr} = (P_{s,u}^S)^2 + (Q_{s,u}^S)^2 \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.63})$$

$$S_{s,u}^{sqr} \leq \sum_t \bar{S}_t^2 y_{s,t,u}^{sub} \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.64})$$

$$COS_u^L = \alpha \phi^s c^{vs} \left( \sum_s S_{s,u}^{sqr} \right) \zeta(\tau, K) \quad \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.65})$$

Porém, depois do processo de troca de variáveis, é possível observar que (B.58) ainda apresenta não linearidades em ambos os lados da equação. Assim, o lado direito da equação foi linearizado a partir da função de linearização por partes  $f(\rho, \underline{\rho}, \Gamma)$  como em Gonçalves (2013), apresenta-se a linearização por partes no Apêndice C. Já o lado esquerdo da equação, a linearização do produto  $V_{j,u}^{sqr} I_{ij,u}^{sqr}$  pode ser realizada obtendo uma estimativa da magnitude da tensão na barra  $i$ , seguindo o procedimento apresentado em Tabares et al. (2016), vide Figura 9. Por fim, é obtida a equação (B.66).

Figura 9 - Esquema de linearização de  $V_{j,u}^{sqr}$ .



Fonte: Adaptado de Tabares et al. (2016).

$$(V'_{i,u})^2 I_{ij,a,u}^{sqr} = f(P_{ij,a,u}, \bar{V}I_a, \Gamma) + f(Q_{ij,a,u}, \bar{V}I_a, \Gamma) \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.66})$$

Além disso, a equação (B.63) é não linear devido às variáveis quadráticas  $(P_{s,u}^S)^2$  e  $(Q_{s,u}^S)^2$ . Assim, ambas as variáveis também são linearizadas usando a função  $f(\rho, \underline{\rho}, \Gamma)$ .

Dessa forma, tem-se (B.67) que é uma equação linear que permite calcular a potência aparente suprida pela subestação.

$$S_{s,u}^{sqr} = \sum [f(P_{s,u}^S, \bar{S}_t, \Gamma) + f(Q_{s,u}^S, \bar{S}_t, \Gamma)] \quad \forall s \in \Omega_{SE}, \forall u \in \Omega_U \quad (\text{B.67})$$



## APÊNDICE C – LINEARIZAÇÃO POR PARTES

Essa metodologia é adotada para linearização das Equações (B.16) e (B.11), presentes na seção B.1 do Apêndice B. A linearização por partes é usada para definir a função  $f$ , a qual calcula o valor quadrado da variável  $\rho$ , limitada entre o intervalo  $[0, \bar{\rho}]$ . Sendo o intervalo particionado em  $\Gamma$  blocos do mesmo tamanho, o conjunto de partição  $P = 0, \rho/\Gamma, 2\rho/\Gamma, \dots, \bar{\rho}$  é definido de modo que cada bloco tenha um comprimento igual à  $\bar{\rho}/\Gamma$ . Considerando  $\Delta_{\rho,\psi}$  que é uma variável continua que define o valor do  $n^{th}$  bloco na partição  $P$ , a aproximação linear por partes de  $\rho^2$  apresenta a seguinte estrutura geral :

$$f(\rho, \bar{\rho}, \Gamma) = \sum_{\psi=1}^{\Gamma} m_{\rho,\psi} \Delta_{\rho,\psi} \quad (\text{C.1})$$

$$\rho^+ - \rho^- = \rho \quad (\text{C.2})$$

$$\rho^+ + \rho^- = \sum_{\psi=1}^{\Gamma} \Delta_{\rho,\psi} \quad (\text{C.3})$$

$$0 \leq \Delta_{\rho,\psi} \leq \frac{\bar{\rho}}{\Gamma} \quad (\text{C.4})$$

$$m_{\rho,\psi} = \frac{(2\psi - 1)\bar{\rho}}{\Gamma} \quad (\text{C.5})$$

Nas Equações (C.1) - (C.5),  $\Gamma$  é o número de discretizações usadas na função  $f$ ;  $m_{\rho,\psi}$  é o declive do  $\psi^{th}$  bloco da discretização por partes de  $\rho$ ;  $\Delta_{\rho,\psi}$  é o valor da  $\psi^{th}$  variável auxiliar usada na discretização de  $\rho$ ; e  $\rho^+$  e  $\rho^-$  são variáveis auxiliares positivas usadas no cálculo de  $|\rho|$ .