



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Câmpus de Ilha Solteira - SP

ENIELMA CUNHA DA SILVA

**UMA ESTRATÉGIA PARA ESTIMAR A MÁXIMA
CAPACIDADE DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E PENETRAÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Ilha Solteira

2021



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Câmpus de Ilha Solteira - SP

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ENIELMA CUNHA DA SILVA

**UMA ESTRATÉGIA PARA ESTIMAR A MÁXIMA
CAPACIDADE DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E PENETRAÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada no Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista - UNESP - Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área do Conhecimento: Automação

Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro
Orientador

Ilha Solteira

2021

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S586u Silva, Enielma Cunha da.
Uma estratégia para estimar a máxima capacidade de alocação de geração distribuída e penetração de veículos elétricos em sistemas de distribuição de energia elétrica / Enielma Cunha da Silva. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
69 f. : il.

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

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro
Inclui bibliografia

1. Agregador. 2. Busca tabu. 3. Capacidade máxima de alocação. 4. Carregamento controlado de veículos elétricos. 5. Geração distribuída renovável. 6. GRASP.


Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/8 - 9999



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Uma estratégia para estimar a máxima capacidade de alocação de geração distribuída e penetração de veículos elétricos em sistemas de distribuição de energia elétrica

AUTORA: ENIELMA CUNHA DA SILVA

ORIENTADOR: RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

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

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Profa. Dra. FERNANDA CASEÑO TRINDADE ARIOLI (Participação Virtual)
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

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

Ilha Solteira, 04 de fevereiro de 2021

*À minha heroína e mãe Selma, que é meu tudo na vida, e também ao meu irmão Enieber por
todo o apoio e amor.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus por toda a força que tem me dado.

À mulher mais importante da minha vida, minha mãe Selma, que desde de criança me incentivou a buscar conhecimentos e sempre acreditou que eu era capaz de realizar tudo o que eu me propusesse a fazer. Ela é a mulher mais forte e amorosa que conheço, enfrentou muitas coisas e pessoas para criar eu e meu irmão de forma digna e com muito amor.

Ao meu irmão Enieber por estar ao meu lado desde criança, por me mostrar como é muito melhor passar por essa vida ao lado de um irmão, e que juntamente com a minha cunhada Thaynara estiveram sempre ao meu lado, independente das minhas escolhas.

Ao meu orientador Professor Rubén Augusto Romero Lazaro por todo o apoio e ensinamentos durante o mestrado. Ao Dr. Ozy Daniel Melgar Dominguez pela sua contribuição neste trabalho, e por estar ao meu lado nos momentos difíceis no final deste trabalho, obrigado por todo o carinho, apoio e paciência.

A todas mulheres engenheiras eletricistas que tive o prazer de dividir esta trajetória Andressa, Andreia, Camila, Cindy, Izabeli, Tayenne, Tainá e Roberta. Conviver com essas mulheres inteligentes, críticas e tão diferentes entre si me proporcionou momentos de muitas risadas e também de reflexões importantes. Foi um prazer me encontrar na vida com elas e de telas como amigas.

Aos amigos que Ilha Solteira me deu Hugo, Gabriel, João, Danny, Christoffer, Norberto Esaú, Nicolas, Brian e Cleberton por toda ajuda e bons momentos vividos.

A Miqueli por sempre estar lá quando eu precisava, me ouvir, me entender e me apoiar mesmo de longe.

À comissão examinadora pelas boas sugestões e comentários que auxiliaram a melhorar este trabalho.

À todos os professores, colegas do LaPSEE e funcionários da UNESP que diretamente ou indiretamente fizeram parte deste trabalho.

Aos apoios financeiros da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e ao projeto temático da FAPESP processo nº 2015/21972-6.

*Nobody said it was easy,
no one ever said it would be this hard*

Coldplay

,

RESUMO

A integração a grande escala da geração distribuída (GD) renovável e veículos elétricos (VEs) nos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEEs) pode impactar significativamente em sua operação. Sendo assim, o operador do sistema de distribuição (OSD) é responsável por desenvolver estratégias para integrar essas tecnologias de forma apropriada no SDEE. Portanto, este trabalho apresenta uma estratégia para encontrar a máxima capacidade de GD e penetração de VEs em SDEEs, garantindo a operação segura e confiável do sistema, em que os limites técnicos e operacionais sejam satisfeitos. O comportamento dos VEs é modelado por funções probabilísticas, que fornecem horário de chegada e saída, quilometragem percorrida, no entanto o efeito dos VEs na rede é representado por uma entidade nomeada agregador. Naturalmente, um problema de otimização é obtido, em que para encontrar sua solução um algoritmo baseado na meta-heurística GRASP-BT é desenvolvido. Este algoritmo é composto por duas fases, a construtiva e a busca local. A primeira constrói uma solução iterativamente, e a segunda procura melhorar a solução, encontrada na fase construtiva, por meio da busca em sua vizinhança. Com o intuito de avaliar a metodologia proposta neste trabalho, um sistema de 33 barras é utilizado sob diferentes condições de teste. Os resultados numéricos encontrados mostram que quando a capacidade máxima de GD e a penetração de VEs é estimada considerando o carregamento controlado, a capacidade de GD pode ser aumentada mais de 9% quando comparada com um caso sem a coordenação do carregamento dos VEs.

Palavras-chave: Agregador. Busca tabu. Capacidade máxima de alocação. Carregamento controlado de veículos elétricos. Geração distribuída renovável. GRASP. Veículos elétricos.

ABSTRACT

The large-scale integration of renewable-based distributed generation (DG) and electric vehicles (EVs) in electrical distribution systems (EDSs) can significantly impact its operation. In this regard, the distribution system operator (DSO) is responsible for developing strategies to properly integrate these technologies into the EDS. Therefore, this work presents a strategy to determine the maximum capacity of DG and EVs penetration in EDSs, guaranteeing the safe and reliable operation of the system, for which the technical and operational limits are met. The EVs behavior is modeled by using probabilistic density functions, which provide arrival and departure times, mileage traveled, while the effect of EVs on the grid is represented by an entity called aggregator. Naturally, an optimization problem is obtained, where for determining its solution, an algorithm based on the GRASP-BT metaheuristic is developed. This algorithm consists of two phases, the constructive and the local search. The first builds a solution iteratively, and the second seeks to improve the determined solution by the constructive phase searching in its neighborhood. In order to evaluate the proposed methodology in this work, a 33-bus system is used under different test conditions. The numerical results show that when the maximum DG capacity and EVs penetration is estimated, by considering the EVs charging coordination, the DG capacity can be increased more than 9% when compared with a case of uncontrolled charging of EVs.

Keywords: Aggregator. Tabu search. Hosting capacity. Electric vehicles charging coordination. Renewable-based distributed generation. GRASP. Electric vehicles.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Renumeração dos ramos em camadas	22
Figura 2	Representação da proposta de solução	38
Figura 3	Fluxograma da fase construtiva	39
Figura 4	Parcela da proposta de solução da estrutura de vizinhança N1 e N2 . .	41
Figura 5	Fluxograma do algoritmo	44
Figura 6	Topologia do sistema de 33 barras	46
Figura 7	Curva de demanda convencional	48
Figura 8	Curva de geração eólica e fotovoltaica	48
Figura 9	Capacidade instalada de todos os casos	52
Figura 10	Despacho de potência injetada pelas unidades de GD eólica (Caso 1) .	53
Figura 11	Despacho de potência injetada pelas unidades de GD eólica e demandada pelos agregadores (Caso 2)	53
Figura 12	Despacho de potência injetada pelas unidades de GD (eólica e fotovoltaica) e demandada pelos agregadores (Caso 3)	54
Figura 13	Despacho de potência injetada pelas unidades de GD (eólica e fotovoltaica) e demandada pelos agregadores (Caso 4)	54
Figura 14	Tensões mínimas do sistema	55
Figura 15	Tensões máximas do sistema	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Conjunto de populações de veículos elétricos Γ_{ve}^p	47
Tabela 2	Parâmetros do algoritmo	49
Tabela 3	Dados do sistema de 33 barras	62
Tabela 4	Potência máxima horária das populações de VEs	63
Tabela 5	Energia de entrada das populações de VEs	63
Tabela 6	Energia de entrada das populações de VEs	64
Tabela 7	Energia de saída das populações de VEs	64
Tabela 8	Energia máxima permitida das populações de VEs	65
Tabela 9	Energia máxima permitida das populações de VEs	65

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
1.1.1	Estimação da máxima capacidade de GD que pode ser instalada em um SDEE	12
1.1.2	Integração de veículos elétricos no SDEE	14
1.1.3	Estimação da máxima capacidade GD considerando a integração de VEs	16
1.1.4	Considerações finais da revisão bibliográfica	17
1.2	OBJETIVOS	18
1.3	CONTRIBUIÇÕES	19
1.4	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	20
2	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	21
2.1	FLUXO DE POTÊNCIA	21
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.2.1	Geração Eólica	23
2.2.2	Geração Fotovoltaica	24
2.2.3	Corte de Geração de Energia Elétrica	24
2.3	VEÍCULOS ELÉTRICOS E AGREGADORES	25
2.3.1	Veículos elétricos	25
2.3.2	Estrutura de Carregamento	26
2.3.3	Padrões de Condução de Veículos Elétricos e Agregadores	26
2.4	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	29
2.4.1	Função Objetivo e Restrições	29
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	32

3	AS META-HEURÍSTICAS GRASP E BUSCA TABU	33
3.1	GRASP	33
3.1.1	Fase Construtiva	34
3.1.2	Fase de Busca Local	34
3.2	BUSCA TABU	35
3.2.1	Busca Tabu na Formulação Básica	35
<i>3.2.1.1</i>	<i>Memória de Curto Prazo</i>	<i>36</i>
<i>3.2.1.2</i>	<i>Critério de Aspiração</i>	<i>36</i>
4	METODOLOGIA	37
4.1	REPRESENTAÇÃO DE UMA PROPOSTA DE SOLUÇÃO	37
4.2	FASE CONSTRUTIVA	38
4.3	FASE DE BUSCA LOCAL	41
4.3.1	Estrutura de Vizinhança	41
4.3.2	Mecanismo de Avaliação da Função Objetivo	42
4.3.3	Estrutura do algoritmo BT especializado	43
4.4	PROPOSTA GERAL DE SOLUÇÃO	43
5	ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS	45
5.1	ESTUDO DE CASO	45
5.1.1	Sistema Teste de 33 Barras	45
5.1.2	Geradores Distribuídos e Veículos Elétricos	46
5.1.3	Considerações e casos de estudos	47
5.2	RESULTADOS	49
5.2.1	Algoritmo GRASP-BT	49
5.2.2	Caso 1	49

5.2.3	Caso 2	50
5.2.4	Caso 3	50
5.2.5	Caso 4	50
5.2.6	Discussão dos Resultados	51
6	CONCLUSÕES	56
6.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	56
	REFERÊNCIAS	58
	APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA E DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS	62

1 INTRODUÇÃO

A liberalização do mercado de energia elétrica e a popularização de modernas tecnologias tais como, geração distribuída (GD) renovável e veículos elétricos (VEs) têm mudado a filosofia nos problemas de operação e planejamento da expansão nos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEEs). A evolução de tais tecnologias tem sido incentivada a fim de diversificar a matriz energética, reduzir as emissões de efeito estufa, diminuir a dependência de combustíveis fósseis, entre outros. No entanto, a integração massiva destas tecnologias podem impactar significativamente o desempenho do SDEE, comprometendo a sua operação, segurança, confiabilidade e a qualidade da energia fornecida aos usuários finais. Portanto, é de interesse do operador do sistema de distribuição (OSD) desenvolver ferramentas para integrar essas tecnologias de forma apropriada no SDEE.

A GD a partir de recursos renováveis, tais como eólicos e fotovoltaicos, apresenta grandes benefícios em termos ambientais e econômicos, incentivado assim a sua integração nos últimos anos. Do ponto de vista técnico a GD podem trazer muitos benefícios para o SDEE, entre estes a redução das perdas, melhorar o perfil de tensão, adiar investimentos na rede, entre outros (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). No entanto, a integração massiva da GD pode impactar a operação segura da rede sendo, portanto, necessário avaliar a capacidade máxima de alocação de GD em um SDEE. Esta análise, nomeada *Hosting Capacity* em inglês, procura estimar o máximo nível de penetração de GD que pode ser conectado em um sistema sem acarretar em investimentos e aproveitando a infraestrutura existente da rede (BOLLEN; HÄGER, 2005). Na literatura existem diferentes estratégias para estimar o nível máximo de GD garantindo a operação segura, confiável, e a qualidade do serviço fornecido pela rede. Dentre essas estratégias pode-se destacar as seguintes, indicadores de desempenho do sistema (BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008), análise de custo-benefício entre o OSD e o proprietário da GD (SALIH *et al.*, 2014), análise de sensibilidade (JOTHIBASU; SANTOSO, 2016), métodos probabilísticos (LIU *et al.*, 2020). No entanto, além dos métodos para estimar a máxima capacidade existem também os que utilizam ferramentas que buscam aumentar o valor da máxima capacidade, tais como, sistemas de armazenamento de energia elétrica (ETHERDEN; BOLLEN, 2014), resposta à demanda e controle de potência reativa (SOROUDI; RABIEE; KEANE, 2017).

Por outro lado, segundo Tie e Tan (2013) em 2012, o setor rodoviário contribuiu com 33,7% das emissões de gases de efeito estufa. A gasolina usada por veículos leves representou a maior

proporção de combustível consumido pelo setor de transportes, representando 39% em 2012, mas para 2040 existem expectativas de redução de até 33% ((US); OFFICE, 2016). Do ponto de vista ambiental, o uso de combustíveis fósseis é muito desfavorável, pois além de ser um recurso não renovável, também tem um impacto negativo no aquecimento global. Dado o benefício ambiental da adoção de VEs, muitos países vem oferecendo incentivos financeiros tanto aos fabricantes de veículos quanto à população consumidora. Dessa maneira, para 2023 somente nos Estados Unidos, a população de VEs tem a expectativa de incrementar até 2,7 milhões (DOE, 2016). No entanto, nesse contexto a penetração a grande escala de VEs poderia impactar significativamente a operação do SDEE acarretando em maiores perdas na rede de energia, desvio de tensão e sobrecarga no transformador de distribuição (PAUDYAI *et al.*, 2017). Para abordar esses problemas, diversas estratégias vêm sendo propostas para integrar os VEs ao SDEE minimizando seu impacto, tais como, determinar um cronograma ideal para o carregamento de VEs (ZHAO *et al.*, 2017), análise de sensibilidade considerando valores marginais (ALTURKI; KHODAEI, 2018), métodos probabilísticos (WANG *et al.*, 2019), entre outros. Nesses trabalhos foi avaliado o grande potencial que estas tecnologias podem oferecer através da flexibilidade no seu carregamento.

Portanto, essa flexibilidade pode ser aproveitada para avaliar a sua integração no SDEE, simultaneamente com o problema de alocação máxima de unidades de GD. No entanto, propostas que considerem de forma simultânea o problema de determinar a capacidade máxima de alocação destas tecnologias nos SDEEs têm sido escassamente abordadas. Nesse sentido, o presente trabalho propõe desenvolver uma estratégia que visa maximizar a capacidade instalada das unidades de GD e a penetração de VEs em um SDEE. Para facilitar a integração de VEs, uma entidade nomeada agregador é considerada para representar o efeito dos VEs no sistema. Para fundamentar a proposta desenvolvida nesta dissertação, uma série de trabalhos têm sido selecionados e discutidos na revisão bibliográfica.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na literatura, uma série de trabalhos tem sido propostos considerando os problemas de alocação máxima de GD e penetração de VEs em SDEEs desde diferentes perspectivas. Inicialmente, o problema de estimação da máxima capacidade de GD que pode ser instalada em um SDEE é discutido com propostas iniciais e recentes. Adicionalmente, o problema de integração de VEs em SDEEs é comentada mediante diversas estratégias que têm facilitado de forma apropriada sua integração. Finalmente, aqueles trabalhos que abordaram estes problemas de forma simultânea são discutidos. Portanto, esta seção tem como objetivo apresentar uma

revisão bibliográfica destes problemas, a fim de, contextualizar a proposta desenvolvida nesta dissertação.

1.1.1 Estimação da máxima capacidade de GD que pode ser instalada em um SDEE

Uma das primeiras propostas para estimar a máxima alocação de GD (*Hosting Capacity*) em SDEEs, foi apresentada em Bollen e Häger (2005). O intuito do trabalho foi avaliar e quantificar o impacto que a alta penetração de GD ocasionaria na operação do sistema elétrico. O trabalho considerou atender as limitações exigidas pelos consumidores e pelo operador do sistema, para garantir a confiabilidade e qualidade da energia fornecida. Anos mais tarde, esse conceito foi consolidado no trabalho de Bollen, YANG e HASSAN (2008), onde o autor propõe, baseado em indicadores de desempenho do sistema, determinar a quantidade máxima de GD que poderia ser conectada no sistema sem afetar a qualidade nem a confiabilidade da energia fornecida aos consumidores. Neste trabalho, os possíveis impactos decorrentes desta ação foram discutidos através de diferentes formas de interação da GD com a rede elétrica. Nesse âmbito, diversas propostas têm sido documentadas para abordar este problema usando diferentes metodologias.

Salih *et al.* (2014) desenvolveu um modelo de análise de custo-benefício para encontrar a máxima capacidade de geradores eólicos para serem conectados em um SDEE, utilizando uma estratégia de corte de geração. Para este fim, os autores analisaram dois modelos de otimização, o primeiro tem o objetivo de aumentar os benefícios econômicos do operador do sistema de distribuição (OSD), no entanto o segundo visa maximizar o lucro do proprietário da GD. O trabalho conclui que, para ambos os casos houve um aumento considerável da capacidade das unidades de GD, porém, para o operador o fator limitante foram as perdas do sistema, e para o proprietário do GD foi a capacidade das turbinas eólicas.

Em Etherden e Bollen (2014), uma estratégia de armazenamento de energia para aumentar a capacidade da geração renovável em SDEE foi apresentada. Os autores propuseram uma metodologia sistemática para a tomada de decisões e assim avaliar a viabilidade na adoção de baterias para armazenar o excedente da energia proveniente da GD renovável. Considerando o alto custo que esta estratégia acarreta, foi analisado a viabilidade da adoção desta tecnologia comparando-a com outras estratégias de gerenciamento de redes ativas que alcançassem a mesma solução em termos da capacidade instalada de GD. Portanto, um dos objetivos do trabalho foi determinar a vantagem que tem a aplicação do armazenamento de energia sobre as outras estratégias estudados neste trabalho.

Uma análise da sensibilidade considerando o aumento da capacidade de alocação de unidades de GD baseadas na tecnologia fotovoltaica foi desenvolvida em Jothibasudhan e Santos (2016).

Para este objetivo, aspectos tais como regulação de tensão, localização das unidades de GD e estudos de dispositivos de proteção foram considerados para analisar o comportamento do sistema quando a capacidade da GD é maximizada. Finalmente, foi concluído que o aumento da capacidade de GD no sistema depende da capacidade do transformador de alimentação, nível de tensão no sistema e no ponto de conexão da GD, e as características dos dispositivos de regulação de tensão e dos inversores da geração fotovoltaica.

Uma estratégia para maximizar a capacidade da alocação de GD renovável em SDEE foi apresentada em Santos *et al.* (2017b) e Santos *et al.* (2017a). A primeira parte desta estratégia, apresentada em Santos *et al.* (2017b), foi focada na formulação de um modelo matemático estocástico. A formulação proposta neste trabalho consiste em determinar a localização e a capacidade dos sistemas de armazenamento de energia elétrica, dos dispositivos para o suporte de reativos e das unidades de GD renovável. Este problema de planejamento foi representado como um modelo de programação linear inteira mista. Os resultados numéricos, apresentados na segunda parte em Santos *et al.* (2017a), mostraram que a integração otimizada das tecnologias consideradas levou a um aumento da penetração da GD renovável na rede, e à minimização das perdas do sistema.

Os autores em Soroudi, Rabiee e Keane (2017) propõem, desde as perspectivas do OSD e dos proprietários da GD, um modelo multi-período de programação não linear para estimar a capacidade máxima de alocação de GD no SDEE. Esta proposta está baseada em uma análise multiobjetivo, em que as perdas do sistema são minimizadas, no entanto a capacidade da GD eólica é maximizada. Para atingir simultaneamente estes objetivos, foram utilizadas estratégias tais como resposta à demanda e controle da potência reativa das unidades de GD renovável.

Nessa linha de pesquisa, Quijano *et al.* (2017) apresentaram um modelo de programação linear inteira mista para estabelecer a relação entre a máxima capacidade de GD que pode ser alocada em um SDEE e as perdas de energia do sistema. A estratégia proposta neste artigo consiste em maximizar a capacidade de GD através da coordenação ótima de reguladores de tensão, corte de geração e despacho de potência reativa das unidades de GD. A partir dos resultados obtidos conclui-se que em alguns casos, um aumento no nível de penetração da GD poderia aumentar as perdas de energia e o consumo das cargas. Nesse sentido, deve-se procurar o equilíbrio entre o consumo de energia e o alto nível de penetração de GD.

Melgar-Dominguez *et al.* (2020) propõem a partir de uma perspectiva ambiental e operacional do SDEE, um modelo de programação linear inteira mista para determinar a máxima capacidade de GD renovável para ser conectada no sistema. Os objetivos do trabalho foram minimizar as emissões de CO_2 e as perdas do sistema, no entanto a penetração de GD maximi-

zada. Para alcançar tais objetivos também a operação de bancos de capacitores e reguladores de tensão foi simultaneamente otimizada. Neste trabalho, os autores analisaram a relação entre a geração que está sendo inserida no sistema e o consumo das cargas dependentes da tensão, para estabelecer o nível apropriado de penetração de GD. A partir das análises realizadas foi constatado que maximizando a integração simultaneamente de GD eólica e fotovoltaica, maiores reduções nas perdas e nas emissões de CO_2 foram obtidas.

Finalmente, uma avaliação probabilística para estimar a máxima penetração de GD eólica e fotovoltaica no sistema de distribuição foi desenvolvida por Liu *et al.* (2020). Devido às incertezas na potência fornecida pelas unidades de GD e do consumo de energia do sistema, os autores formularam o problema estocástico utilizando dados históricos das variáveis estocásticas. No estudo foi concluído que a capacidade de penetração da GD na rede foi incrementada devido à complementaridade da energia fornecida pelas unidades de GD eólica e fotovoltaica.

1.1.2 Integração de veículos elétricos no SDEE

Nos últimos anos, a crescente integração de VEs no SDEE tem incentivado ao OSD a procurar estratégias que facilitem de forma apropriada essa integração. Não obstante, o fato dos veículos começarem a carregar assim que se conectam na rede de distribuição pode provocar alguns problemas tais como congestionamento nas linhas, aumento das perdas e violação dos limites operacionais do sistema (HU *et al.*, 2016). Nesse sentido, é de interesse do OSD que esses impactos sejam reduzidos, para esse fim, uma alternativa consiste no gerenciamento do carregamento dos VEs. Em que, o tempo e a potência do carregamento do VE são coordenados visando a operação adequada do sistema. Portanto, segundo Lopes, SOARES e ALMEIDA (2011) a penetração em grande escala de VEs leva à necessidade de realizar alguns estudos tais como:

- 1 O impacto do carregamento dos VEs na operação do SE;
- 2 Estratégias de gerenciamento dos períodos de carregamento;
- 3 Avaliar como se aproveitar a geração renovável para o carregamento dos VE;
- 4 Analisar a possibilidade dos VEs participarem da prestação de serviços para o sistema de energia, como, o mercado de energia.

Nesse contexto, diferentes metodologias têm sido propostas para integrar esta tecnologia sem impactar a operação do SDEE. Por exemplo, uma estratégia baseada no conceito de região

carregável de veículos elétricos foi apresentada em Zhao *et al.* (2017). O intuito do trabalho consiste em determinar a máxima demanda de carregamento de VEs que cada nó do SDEE suporta, visando manter os limites operacionais. Adicionalmente, custos de compensação aos proprietários pelos atrasos no carregamento dos VEs foram considerados. O problema é formulado como um modelo de otimização robusta de dois estágios, onde no primeiro estágio determina a região de carregamento dos veículos, ou seja, os horários de carregamento e a potência demandada da rede. Com essa informação, o segundo estágio avalia, através da análise de pior caso, a viabilidade dessa proposta de solução e a reação do SDEE. Para avaliar esta proposta diferentes níveis de penetração de VEs de até 20%, por cada barra, foram estudados.

Uma metodologia para otimizar a integração de VEs no SDEE foi desenvolvida em Alturki e Khodaei (2018). A proposta do trabalho consiste em determinar os valores marginais de incrementar a demanda e a geração nas barras da rede sem violar os limites operacionais. Para atingir este objetivo, a formulação deste trabalho é baseada em uma análise de sensibilidade para avaliar o impacto de injetar ou consumir potência em barras específicas considerando a capacidade máxima que estas poderiam suportar. Os resultados obtidos mostram que o algoritmo garante a operação segura da rede, no entanto, os requerimentos de carga dos proprietários de VEs são atendidos simultaneamente.

Uma estratégia para avaliar o impacto de incrementar a penetração de VEs em SDEEs foi desenvolvida em Lillebo *et al.* (2019). Esta proposta foi modelada considerando diferentes níveis de penetração de VEs com o objetivo de analisar o máximo nível de carga que a rede consegue suportar garantindo a operação segura do SDEE. A partir dos resultados numéricos, o estudo conclui que, quando limites de tensão são considerados, a máxima capacidade de penetração de VEs no SDEE foi de 50%. Por outro lado, quando se consideram restrições de potência nominal dos circuitos e as características dos condutores, uma capacidade máxima de 20% foi obtida.

Os autores de Wang *et al.* (2019) propuseram um método probabilístico para determinar a capacidade máxima de penetração de VEs que pode ser integrada em um SDEE. Inicialmente a proposta deste trabalho estabelece o carregamento dos VEs através de uma análise probabilística. Com essa informação, um fluxo de potência estocástico é utilizado para analisar a máxima penetração de VEs que podem ser conectados em um SDEE. A resolução do método proposto mostrou que, através de um método probabilístico, é possível determinar a máxima capacidade de penetração de EVs coordenando o carregamento destes.

Um método para aumentar a capacidade de penetração de VEs no SDEE foi apresentada por Kamruzzaman e Benidris (2020). Para estimar de forma apropriada essa capacidade, a proposta

deste trabalho está baseada em uma estratégia de resposta à demanda. Assim, a partir do perfil de carga dos VEs, um controle de carga com o intuito de aproveitar os horários com menor demanda e maior geração é estabelecido. Para construir esse perfil de carregamento dos VEs, o comportamento dos proprietários dos VEs, padrões de condução tais como os horários de chegada e saída, pontos de conexão e intervalos de carregamentos são modelados. Resultados numéricos mostram que implementando uma estratégia de resposta a demanda, a capacidade de penetração de VEs pode ser significativamente incrementada.

1.1.3 Estimação da máxima capacidade GD considerando a integração de VEs

Como foi discutido, na seção anterior, os VEs apresentam uma flexibilidade no seu carregamento, a qual pode ser gerenciada para aproveitar a geração de energia das fontes renováveis. Portanto, a integração de VEs no problema de estimar a máxima capacidade de GD que pode ser conectada em um SDEE, tem sido escassamente abordada na literatura. Destaca-se alguns trabalhos que discutiram esse assunto desde diferentes perspectivas. Nessa linha de pesquisa, os autores em Abad *et al.* (2018) propuseram um método para determinar a capacidade máxima de alocação de GD em um SDEE. Com o intuito de atingir esse objetivo, os autores investigaram a integração não coordenada da demanda agregada de VEs no SDEE. Os resultados obtidos mostram que diferentes níveis de penetração de GD foram obtidos para as tecnologias de geração consideradas (fotovoltaica, eólica e biomassa). No entanto, como a demanda dos VEs é considerada como demanda convencional, resultados apresentam que o incremento da capacidade de alocação de GD não é significativo e que depende da tecnologia considerada.

Em Jiang *et al.* (2020) é proposto uma estratégia de otimização que através da coordenação da energia de baterias de segunda mão de VEs. A abordagem deste trabalho visa aumentar a capacidade de alocação de GD fotovoltaica no SDEE através de duas etapas. A primeira determina a capacidade das baterias a serem conectadas e a segunda as utiliza para armazenar os excedentes de geração a partir das fontes fotovoltaicas. A proposta mostra que o uso das baterias se apresenta como um método eficiente para aumentar a capacidade da GD sem ter que investir em ações de planejamento no SDEE.

Finalmente, uma estratégia para maximizar a capacidade de alocação de GD em SDEEs é apresentada em Quijano *et al.* (2021). Esta estratégia é formulada como um problema de programação linear inteira mista estocástica de dois estágios, em que no primeiro estágio, a capacidade da GD que pode ser instalada na rede é maximizada. No entanto, o segundo estágio minimiza as perdas de energia e avalia a operação do sistema considerando as decisões do primeiro estágio. Diferentemente dos trabalhos anteriores os autores aproveitaram as caracte-

rísticas controláveis dos VEs para maximizar a capacidade de alocação da GD eólica no SDEE. Neste trabalho, as propriedades técnicas do veículo, o padrão de condução dos proprietários e os requerimentos de energia dos VEs são consideradas. A partir dos resultados obtidos foi possível concluir que ao incrementar a penetração de VEs e coordenando seu carregamento a capacidade de alocação da GD no SDEE pode ser maximizada.

1.1.4 Considerações finais da revisão bibliográfica

A revisão bibliográfica sobre a estimação da capacidade máxima de GD que pode ser conectada em um SDEE foi abordada usando diferentes metodologias tais como os trabalhos apresentados em Salih *et al.* (2014), Jothibasu e Santoso (2016) e Liu *et al.* (2020). Estes trabalhos apenas determinaram, por diferentes métodos, essa máxima capacidade de GD, no entanto, alguns trabalhos além de realizar esta estimação também procuram estratégias para maximizar tal capacidade. Por exemplo, os autores em Etherden e Bollen (2014) estudaram maximizar a capacidade por meio de sistemas de armazenamento de energia elétrica. Por outro lado, os autores em Soroudi, Rabiee e Keane (2017) implementaram estratégias de resposta à demanda e controle da potência reativa das unidades de GD. Além disso, destaca-se que combinações de diferentes tecnologias de geração tais como fotovoltaica e eólica acarreta em um aumento do nível de penetração de GD baseada em recursos renováveis, como analisado no trabalho de Melgar-Dominguez *et al.* (2020) e Liu *et al.* (2020).

A revisão sobre a integração dos VEs no SDEE mostrou que diferentes metodologias têm sido propostas para integrar esta tecnologia mitigando o impacto dos VEs na operação do SDEE. Os trabalhos de Alturki e Khodaei (2018), Lillebo *et al.* (2019), e Wang *et al.* (2019) analisaram o impacto dessa integração e também determinaram a máxima capacidade de penetração dos VEs em um SDEE. No entanto, a flexibilidade que o carregamento controlado dos VEs apresenta não foi investigado nesses trabalhos. Com a finalidade de explorar a vantagem de um carregamento controlado, os autores em Kamruzzaman e Benidris (2020) implementaram uma estratégia de resposta à demanda para maximizar a penetração de VEs no SDEE. Portanto, foi mostrado que considerando um carregamento controlável dos VEs, a capacidade de penetração destes na rede pode ser incrementada.

A partir da revisão bibliográfica foi observado que a estimação da máxima capacidade de GD considerando VEs tem sido escassamente estudada. Por exemplo, o trabalho de Abad *et al.* (2018) determinou a máxima capacidade de GD considerando os VEs como cargas não controláveis. Em outras palavras, a demanda dos VEs foi adicionada naqueles horários onde estes foram conectados na rede, em consequência, a demanda dos VEs foi tratada como uma demanda

convencional. Para superar essa limitante, o trabalho de Quijano *et al.* (2021) apresentou uma proposta em que as características controláveis dos VEs foram aproveitadas para maximizar a capacidade de GD. Portanto, o controle de demanda dos VEs resulta em uma maximização da alocação de GD no SDEE.

Considerando os trabalhos discutidos nesta revisão bibliográfica, os problemas para estimar a máxima capacidade de GD e a máxima penetração de VEs em SDEEs não têm sido abordados simultaneamente. Portanto, a proposta deste trabalho pretende preencher este gap na literatura por meio de uma estratégia que visa encontrar a máxima capacidade de unidades de GD (eólica e fotovoltaica) e penetração de VEs no SDEEs. Em que, a flexibilidade do carregamento dos VEs é aproveitada para coordena-los de forma a facilitar a sua penetração mitigando o impacto negativo que possa provocar no SDEE.

1.2 OBJETIVOS

A proposta deste trabalho tem como objetivo geral desenvolver uma estratégia de otimização para maximizar a capacidade de alocação de GD e a penetração de VEs em um SDEE, por meio da coordenação do carregamento dos VEs. Para atingir este objetivo geral, os objetivos específicos a seguir são definidos:

- Neste primeiro objetivo se pretende dar um contexto teórico do problema para fundamentar o desenvolvimento da estratégia proposta apresentada nesta dissertação.
- Representar o despacho de energia das fontes de GD renovável, eólica e fotovoltaica, mediante perfis de previsão.
- Empregar a técnica de corte de geração para evitar violações nos limites operacionais do SDEE e aumentar a capacidade instalada da GD renovável.
- Representar o comportamento dos padrões de condução, comportamento dos proprietários e requerimento de energia dos VEs. Para isso, foram considerados dados históricos e através de funções de probabilidade cenários possíveis de carregamento foram utilizados.
- Desenvolver um algoritmo baseado na meta-heurística GRASP-BT para determinar a penetração máxima de GD e VEs em SDEEs. O algoritmo desenvolvido deve ser capaz de coordenar o carregamento dos VEs de forma a facilitar a penetração dos VEs e das unidades de GD em um SDEE.
- Validar a metodologia proposta considerando diferentes condições de testes e com os resultados obtidos, realizar uma análise das possíveis implicações técnicas.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Baseado na revisão bibliográfica realizada nesta dissertação, o trabalho proposto neste documento possui as seguintes contribuições:

- O desenvolvimento de uma estratégia que aborda simultaneamente o problema de estimar a máxima capacidade de GD e a máxima penetração de VEs que podem ser integradas em um SDEE. Como foi discutido na revisão bibliográfica, estes problemas, em uma abordagem simultânea, têm sido escassamente abordados. Portanto, esta proposta toma vantagem da flexibilidade do carregamento dos VEs para serem coordenados mediante agregadores de forma a maximizar a sua penetração e a capacidade da GD em SDEEs.
- Uma estratégia que considera de forma simultânea as características de fontes renováveis baseadas em tecnologias eólica e fotovoltaica, e as características técnicas, padrões de condução e requerimentos de energia dos VEs.
- O desenvolvimento de uma técnica de solução para o problema apresentado neste trabalho através de um algoritmo baseado na meta-heurística GRASP-BT, o qual não tem sido proposto para resolver este tipo de problema.

1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O presente documento está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 2: Neste capítulo é apresentado um contexto teórico para formular o problema proposto. Os assuntos abordados nesse capítulo são os seguintes: Uma breve teoria do fluxo de potência escolhido para calcular os elementos de operação do sistema; apresentação das equações que calculam a potência de saída das unidades de GD eólica e fotovoltaica; o conceito de corte de geração; características relevantes dos VEs; funções de probabilidades que modelam o comportamento dos VEs; a função objetivo e restrições do problema.
- Capítulo 3: Apresenta uma fundamentação teórica das meta-heurísticas escolhidas como técnica de solução do problema proposto. Características de cada meta-heurística são discutidas brevemente.
- Capítulo 4: A partir da formulação do problema e dos conceitos das meta-heurísticas, apresentados nos capítulos anteriores é, portanto desenvolvido neste capítulo uma metodologia para resolver o problema. Assim, a representação de uma proposta de solução do problema, os passos para construir a solução inicial, a estrutura de vizinhança da busca local são formulados para construir o algoritmo proposto.
- Capítulo 5: Neste capítulo é avaliada a metodologia proposta no capítulo 4, por meio da análise de diferentes casos. Gráficos da potência instalada dos GD e dos agregadores para cada caso, são apresentados com o intuito de analisar o problema sob diferentes perspectivas.
- Capítulo 6: A partir dos resultados obtidos ao implementar a estratégia proposta, conclusões finais são apresentadas. Em que, as limitações da proposta são evidenciadas mostrando futuras linhas de pesquisa.

2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

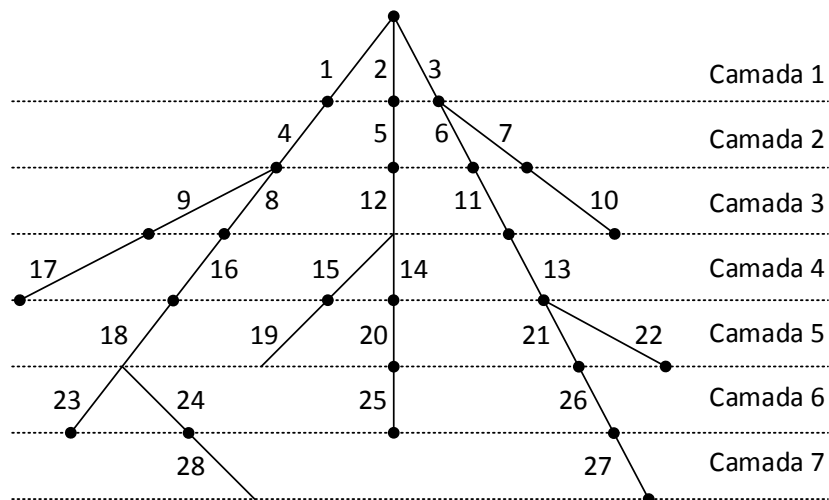
A integração incessante de recursos distribuídos tais como fontes de geração renovável e VEs tem mudado significativamente a operação dos SDEEs. Nesse contexto, ferramentas para determinar de forma apropriada a integração destes recursos têm-se tornado de grande importância para as empresas distribuidoras. Portanto, este capítulo apresenta o contexto teórico para formular o problema de estimar a máxima capacidade de GD renovável e a penetração de VE em SDEEs.

2.1 FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do fluxo de carga ou fluxo de potência consiste em encontrar o ponto de operação em estado estacionário de uma rede de energia elétrica, ou seja, determinar a distribuição dos fluxos de potência e corrente pelos circuitos da rede e outras grandezas de interesse como tensões nas barras, perdas ativas nos circuitos, entre outras. Portanto, neste trabalho é usado o fluxo de carga radial de tipo varredura proposto por SHIRMOHAMMADI *et al.* (1988).

O primeiro passo para a implementação do método é a renumeração dos ramos, isto consiste em renumerar os ramos em camadas de acordo com sua proximidade ao nó da subestação principal. A renumeração dos ramos de uma camada começa uma vez que todos os ramos da camada anterior foram renumerados. Na Figura 1 é apresentado o processo de renumeração dos ramos em forma de camadas.

Figura 1 - Renumeração dos ramos em camadas



Fonte: SHIRMOHAMMADI *et al.* (1988).

O seguinte passo é definir um valor para a tensão do nó da subestação, e assumir a mesma tensão inicial para todos os outros nós. Com isto começa o processo iterativo de solução que consiste de três passos:

- 1º Passo: Cálculo das correntes em cada nó;
- 2º Passo (Etapa Backward): Partindo dos ramos da última camada para a primeira são calculadas as correntes em todos os ramos. A partir das correntes nos ramos é possível calcular as perdas do sistema de forma aproximada;
- 3º Passo (Etapa Forward): Usando os valores das correntes nos ramos calculados na etapa anterior, são atualizados os valores das tensões nas barras a partir da subestação até a última camada.

Estes passos são repetidos até atingir a convergência do algoritmo. Escolhe-se a diferença entre as perdas de duas iterações consecutivas como critério de parada.

Na resolução do problema proposto a topologia da rede não varia, então o processo de renumeração deve ser feito uma única vez na fase de pré-processamento. Deve-se observar que a topologia radial inicial não é modificada.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD é definida como a produção de energia que se localiza próxima aos centros consumidores, esta geração pode ser obtida a partir de fontes renováveis ou combustíveis fósseis (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). A penetração dos GDs no sistema elétrico de distribuição traz grandes benefícios, tais como: postergar o investimento da expansão da rede; reduzir os impactos ambientais; diversificação da matriz energética; se a alocação dos GDs é realizada de forma correta e otimizada pode também reduzir as perdas e melhorar o perfil de tensão (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). Porém existem desvantagens da integração de GD no SDEE, as quais poderiam ser resumidas como: o aumento de complexidade na operação do sistema; dependendo do tipo de GD instalado pode haver dificuldade na integração e gerenciamento dos GDs com a rede existente, podendo acarretar custos adicionais; a distribuidora terá que adaptar alguns de seus métodos de coordenar, operar e proteger o sistema (ANEEL, 2016).

No passado, as redes de distribuição em operação normal tinham um fluxo unidirecional de energia elétrica, ou seja, eram redes passivas estáveis. Na atualidade estão se tornando redes ativas com a inserção da GD que provocam fluxos de potência bidirecionais (GONEN, 2014). Como resultado, esse comportamento atípico do fluxo de energia pode criar desafios na adequada operação e proteção da rede de distribuição.

Nesta pesquisa é escolhido trabalhar com a geração fotovoltaica e eólica, dado o benefício ambiental e também ao crescimento na adoção destas tecnologias.

2.2.1 Geração Eólica

A geração eólica é produzida por turbinas eólicas (aerogeradores), nos quais a energia cinética das massas de ar em movimento é transformada em energia mecânica nos eixos dos aerogeradores. O vento que passa pelas pás da turbina eólica faz com que elas se movimentem e girem o rotor do gerador, e desta forma converte essa energia mecânica em energia elétrica. A velocidade do vento é um elemento importante neste processo, pois esta diretamente relacionada com a quantidade de potência gerada. Baseada na linearização da curva de potencia da turbina eólica a potência ativa gerada é apresentada pela equação (1) (MONTROYA-BUENO; MUOZ; CONTRERAS, 2015).

$$P^{wt} = \begin{cases} 0, & v < v_I \\ \frac{P_R}{v_R - v_I} \cdot (v - v_I), & v_I \leq v < v_R \\ P_R, & v_R \leq v < v_0 \\ 0, & v \geq v_0 \end{cases} \quad (1)$$

Sendo: P^{wt} é a potência ativa gerada (kW); P_R é a potência nominal da turbina eólica (kW); v é a velocidade do vento (m/s); v_R é a velocidade do vento que gera a potência máxima das turbinas (m/s); v_I é a velocidade mínima do vento para que se tenha geração; v_0 é a velocidade máxima (m/s) que o vento pode alcançar para geração, se ultrapassar esta velocidade a geração é interrompida.

2.2.2 Geração Fotovoltaica

A energia solar é proveniente dos raios solares que atingem a superfície terrestre. Na geração solar fotovoltaica, a radiação solar é absorvida por células fotovoltaicas, que são constituídas de materiais semicondutores cristalinos que geram corrente elétrica quando os raios solares os tocam em decorrência do efeito fotovoltaico. Um conjunto de células formam o painel fotovoltaico. A quantidade de potência elétrica produzida pelo painel depende da temperatura e a irradiação solar. A temperatura da célula e a potência ativa de saída são apresentadas pelas equações (2) e (3) (MONTROYA-BUENO; MUOZ; CONTRERAS, 2015).

$$P^{pv} = P_{STC} \left\{ \frac{G}{1000} [1 + \delta (T_{cel} - 25)] \right\} \quad (2)$$

$$T_{cel} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) G \quad (3)$$

Sendo: P^{pv} é a potência de saída do painel fotovoltaico (W); P_{STC} é a potência de saída sob condições padrão de teste (W); G é a irradiação solar (W/m^2); δ é o coeficiente de potência/temperatura ($\%/^{\circ}C$); T_{cel} é a temperatura da célula ($^{\circ}C$); T_{amb} é a temperatura ambiente ($^{\circ}C$); NOCT é a temperatura da célula em condições normais de operação onde a temperatura ambiente é de 20° ($^{\circ}C$).

2.2.3 Corte de Geração de Energia Elétrica

O aumento massivo da conexão de GD no SDEE e as suas características não controláveis pode acarretar em problemas na rede tais como, congestionamento das linhas, aumento de ten-

são e corrente. Para possibilitar uma alta penetração de GD sem provocar um impacto negativo na operação do sistema, o OSD deve buscar por alternativas para acomodar essa penetração sem que seja necessário reduzir a capacidade instalada das unidades de GD. Dentre as estratégias existentes se encontra o corte de geração para aqueles horários em que existe excedente de geração. Estes excedentes de geração renováveis dependem de condições variantes, por exemplo, irradiação solar e velocidade do vento, que podem gerar picos de geração em horários de baixa demanda. Para abordar este problema, o OSD pode estabelecer acordos com os proprietários das unidades de GD para determinar o valor de energia a ser cortada considerando os interesses de ambas partes (OCHOA; DENT; HARRISON, 2010).

2.3 VEÍCULOS ELÉTRICOS E AGREGADORES

Nesta seção são apresentadas algumas características relevantes dos veículos elétricos. No entanto, no presente trabalho, os efeitos destes são considerados de forma agregada mediante uma entidade nomeada agregador. Nesse sentido, o agregador é responsável por coordenar o carregamento dos VEs.

2.3.1 Veículos elétricos

Os veículos elétricos podem ser definidos como veículos que são acionados por pelo menos um motor elétrico e são usualmente divididos em três grupos:

- Veículo Elétrico Híbrido (VEH): Nesses veículos a operação acontece de forma combinada entre um motor de combustível tradicional e um motor elétrico. Isto permite reduzir o impacto ambiental do veículo quando acionado o motor elétrico em baixas velocidades. Em velocidades mais altas o motor de combustão assume a operação do veículo.
- Veículo Elétrico Plugável (VEP): Este veículo também combina dois motores igual ao VEH, porém se difere por possuir uma bateria maior que pode ser recarregada pela rede de distribuição elétrica.
- Veículos Elétrico a Bateria (BVE): Neste veículo a propulsão é feita totalmente por um motor elétrico que usa a energia armazenada nas baterias, ou seja, ele é 100% elétrico.

A bateria de um veículo elétrico é recarregável e sua capacidade é um fator que determina a autonomia do veículo. Sendo assim, a autonomia é proporcional à capacidade da bateria, ou seja, quanto maior a capacidade maior a autonomia. Portanto, esse fato leva um veículo

com uma boa autonomia a ter um preço muito elevado, em razão da bateria ainda ser um dos elementos de maior custo do veículo, representando um terço do custo total do veículo elétrico (BANOL-ARIAS, 2019).

2.3.2 Estrutura de Carregamento

Os veículos elétricos são abastecidos por meio do carregamento das suas baterias, que acontece a partir da sua conexão à rede elétrica. A conexão pode acontecer em áreas residenciais ou comerciais. As estações de carregamento são o ponto de abastecimento dos VEs. A conexão em que o veículo é conectado ao carregador por meio de um cabo é conhecido como conexão direta. Os modos de carregamento considerados neste trabalho seguem o padrão norte americano definidos pela *International Electrotechnical Commission* (IEC) e estão apresentados a seguir (IEC, 2010):

- Modo 1: Este modo faz carregamentos lentos. A conexão entre a rede e o veículo é direta. Corrente máxima: 16 A. Tensão máxima: 250 V/ 480 V (monofásico/trifásico);
- Modo 2: Este modo é similar ao modo 1 porém possui equipamentos de proteção entre a conexão da rede com o veículo. Corrente máxima: 32 A. Tensão máxima: 250 V/ 480 V (monofásico/trifásico);
- Modo 3: Este modo pode ter carregamentos lentos ou rápidos. Possui equipamentos de proteção entre a conexão da rede com o veículo. Corrente máxima: 32 A. Tensão máxima: 250 V/ 690 V (monofásico/trifásico);
- Modo 4: Este modo é conhecido também como carga rápida, é o modo de carregamento através da rede CC. Possui equipamentos de proteção entre a conexão da rede com o veículo. Corrente máxima: 400 A. Tensão máxima: 600 V.

2.3.3 Padrões de Condução de Veículos Elétricos e Agregadores

Neste trabalho, os padrões de condução diária de VEs são caracterizados mediante as funções de probabilidade (PDF) desenvolvidas em (YAO *et al.*, 2013), os autores se basearam nos padrões de condução diária de veículos obtidos a partir da pesquisa realizada em Santos *et al.* (2011). As funções de probabilidade normais segmentadas, apresentadas em (4) e (5) modelam a ocorrência dos horários de chegada ($hora^{cheg}$) e saída ($hora^{saida}$) dos VEs em um dia, respectivamente. A partir destas equações também é possível determinar o período em que o VE está estacionado e disponível para carregar ($D_{t,j}$). Para representar a quantidade de quilômetros que

o VE percorreu, a função normal logarítmica (6) é utilizada. Com base nessas informações, é possível determinar o estado inicial de carga da bateria (SOC) de um VE. A partir do trabalho de YAO *et al.* (2013), os valores para os parâmetros das PDFs dadas em (4)-(6), foram definidos como $\mu_c = 8,92$, $\sigma_c = 3,24$, $\mu_s = 17,47$, $\sigma_s = 3,41$, $\mu_{pev} = 2,98$ e $\sigma_{pev} = 1,14$.

$$f_c(hora^{cheg}) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_c} \exp \left[-\frac{(hora^{cheg} - \mu_c)^2}{2\sigma_c^2} \right], & 0 \leq hora^{cheg} \leq (\mu_c + 12) \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_c} \exp \left[-\frac{(hora^{cheg} - 24 - \mu_c)^2}{2\sigma_c^2} \right], & (\mu_c + 12) \leq hora^{cheg} \leq 24 \end{cases} \quad (4)$$

$$f_s(hora^{saida}) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_s} \exp \left[-\frac{(hora^{saida} + 24 - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2} \right], & 0 \leq hora^{saida} \leq (\mu_s - 12) \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_s} \exp \left[-\frac{(hora^{saida} - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2} \right], & (\mu_s - 12) \leq hora^{saida} \leq 24 \end{cases} \quad (5)$$

$$f_{pev}(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{pev}} \exp \left[-\frac{(\ln x - \mu_{pev})^2}{2\sigma_{pev}^2} \right] \quad (6)$$

Com as informações individuais de VEs, obtidas usando (4)-(6), e para estimar o nível de penetração de VEs que pode ser integrado em um SDEE, grupos de VEs são categorizados em diferentes populações. Cada população, definidas no conjunto Γ_{ve}^p , contém diferentes quantidades de VEs, que como um efeito agrupado, informações de horários de chegada e saída, disponibilidade para carregar e a quilometragem percorrida é definida para cada população.

A abordagem proposta neste trabalho permite gerenciar as características controláveis de populações de VEs com um menor esforço computacional, comparada quando essas características são gerenciadas de forma individual para cada VE. Nesse sentido, para tomar vantagem da flexibilidade que pode facilitar essas populações, a definição de um agente que coordene de maneira apropriada a penetração dos VE no SDEE resulta necessário. Na literatura, uma proposta vem sendo estudada com a adoção de agentes agregadores que podem ser intermediários entre os proprietários dos VE e o operador do sistema de distribuição (OSD) (GUZMAN *et al.*, 2020; MUKHERJEE; GUPTA, 2017). Esse agente pode representar tanto operadores de estações de carregamento como um agrupamento de veículos independentes, porém para fins do presente trabalho, esse agente será nomeada como agregador.

O agregador recebe as informações referentes a requerimentos de energia e comportamento dos proprietários dos VEs. Essas informações são enviadas para o OSD, e em seguida, o OSD determina a potência horária demandada pelo agregador de maneira que atenda os requerimen-

tos de energia dos VEs e os limites operacionais do sistema. Para modelar os agregadores e determinar a população de VEs que pode ser conectada as expressões (7)-(15), baseadas em (QUIJANO *et al.*, 2021), são utilizadas.

$$E_{t,u}^{max} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}_k} E_{v,k}^{cap} D_{v,t} z_{u,k}, \quad \forall(t, u, k), \quad (7)$$

$$P_{t,u}^{max} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}_k} P_{v,k}^{ve} D_{v,t} z_{u,k}, \quad \forall(t, u, k), \quad (8)$$

$$E_{t,u}^{cheg} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}_k} E_{v,k}^{ini} h_{v,t}^{cheg} z_{u,k}, \quad \forall(t, u, k), \quad (9)$$

$$E_{t,u}^{saida} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}_k} E_{v,k}^{cap} h_{v,t}^{saida} z_{u,k}, \quad \forall(t, u, k), \quad (10)$$

$$E_{t,u}^{ag} = E_{t-1,u}^{ag} + E_{t,u}^{cheg} - E_{t,u}^{saida} + \Delta_t P_{t,u}^{ag}, \quad \forall(t, u), \quad (11)$$

$$\sum_{k \in \Gamma_{ve}^p} z_{u,k} = 1, \quad \forall u, \quad (12)$$

$$z_{u,k} = 0/1, \quad \forall(u, k), \quad (13)$$

$$0 \leq E_{t,u}^{ag} \leq E_{t,u}^{max} \quad \forall(t, u, k), \quad (14)$$

$$0 \leq P_{t,u}^{ag} \leq P_{t,u}^{max} \quad \forall(t, u, k), \quad (15)$$

em que, t , u , e k pertencem aos conjuntos de intervalos de tempo (Γ_T), localização dos agregadores ($\Gamma_{AG} \in \Gamma_B$), e populações de VEs (Γ_{ve}^p), respectivamente.

A máxima capacidade de armazenamento do agregador u , no tempo t é determinada pela expressão (7). De forma análoga, a máxima capacidade da potência demanda pelo agregador u , no tempo t é dada por (8). A energia armazenada pelo agregador depende do estado inicial e final de carga das baterias dos VEs que se conectam e/ou se desconectam da rede, esse efeito é representado por (9) e (10). Note que, essas expressões dependem da disponibilidade de carregamento $D_{v,t}$ de cada VE v no tempo t , dos horários em que o VE v é conectado e desconectado da rede (h^{cheg} e h^{saida}), de características independentes tais E^{cap} , P^{ve} , E^{ini} , e E^{saida} de cada VE v associados à população k , o número máxima de veículos definidos em cada população (\overline{VE}_k), e à variável de decisão z , que determina a população que pode ser integrada no agregador u . O balanço dinâmico de energia de um agregador é determinado por (11), em que para cada t , a energia armazenada de uma população de VEs é definida em termos da energia armazenada no tempo anterior ($E_{t-1,u}^{ag}$), energia devido a chegada de VEs ($E_{t,u}^{cheg}$), energia devido à saída de VEs ($E_{t,u}^{saida}$), e a energia demandada do SDEE ($\Delta_t P_{t,u}^{ag}$). Uma população de VEs com \overline{VE}_k é integrada

em um agregador usando a variável $z_{u,k}$, portanto, (12) define que somente uma população k , contida no conjunto Γ_{ve}^p , pode ser integrada neste. A natureza de z é dada por (13), em que se o valor é 1 define que a população k deve ser integrada no agregador u , e 0 para outro caso. Expressões (14) e (15) limitam a energia armazenada e a potência demandada pelo agregador considerando as restrições físicas de cada população.

2.4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema proposto neste trabalho consiste em estimar a máxima capacidade de GD renovável e máxima penetração de VEs em um SDEE. Adicionalmente, a flexibilidade do carregamento dos VEs é otimizada através do gerenciamento no carregamento.

Para formular este problema, as seguintes premissas são consideradas:

- Como é discutido anteriormente, o efeito dos veículos é modelado de forma agregada mediante uma entidade nomeada agregador;
- O problema é formulado para um planejamento de um ano, em que um ano foi dividido em diferentes intervalos de tempo, cada intervalo contém informações relacionadas à produção de energia renováveis (fotovoltaico e eólico), demanda convencional dos consumidores e informações relacionadas aos VEs (energia de chegada e saída, potência máxima demanda pelo agregador e energia máxima do agregador);
- A localização dos agregadores dos VEs e das unidades da GD é conhecida a priori;
- A estratégia formulada neste trabalho é do ponto de vista do OSD. Nesse sentido, as unidades de geração e os agregadores dos VEs poderiam ser independentes do OSD;
- Funções de probabilidades são utilizadas para representar os requerimentos de energia e padrões de condução dos proprietários dos VEs. Por conseguinte, um cenário é gerado considerando diferentes populações de VEs para determinar a penetração destes.

2.4.1 Função Objetivo e Restrições

O problema sob análise consiste em um problema de duas etapas, a primeira deve estimar, em localizações predefinidas, a máxima capacidade de GD e a máxima penetração de VEs que podem ser conectadas em um SDEE. A segunda etapa simula a operação do SDEE como uma reação às capacidades estimadas na primeira etapa. Nesse sentido, esta etapa minimiza as

perdas do sistema no horizonte de planejamento, no entanto as restrições do sistema devem ser satisfeitas.

Na abordagem proposta neste trabalho, este problema é matematicamente formulado como um modelo de otimização, em que sua função objetivo, apresentada na equação (16), maximiza a capacidade instalada das unidades de GD fotovoltaica e eólica (primeiro e segundo termo), a capacidade dos agregadores de EVs definindo a máxima população de EVs que pode ser integrada neste (terceiro termo); no entanto, o quarto termo de (16) minimiza simultaneamente as perdas de energia do sistema. Para definir prioridade em cada termo de (16), os pesos τ e β são atribuídos.

$$\max F = \tau \left(\sum_{n \in \Gamma_{pv}} P_n^{ins^{pv}} + \sum_{m \in \Gamma_{wt}} P_m^{ins^{wt}} + \sum_{u \in \Gamma_{AG}} P_u^{ins^{ag}} \right) - \beta \left(\sum_{t \in \Gamma_T} \sum_{ij \in \Gamma_L} I_{ij,t}^2 R_{ij} \right) \quad (16)$$

Sujeita á: (1)-(3), (7)-(15),

$$G(V, I, P, Q) = 0, \quad (17)$$

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max}, \quad \forall i, \quad (18)$$

$$I_{ij} \leq I_{max}, \quad \forall ij, \quad (19)$$

$$P^{ss^2} + Q^{ss^2} \leq S^{ss^2}, \quad (20)$$

$$P^{ss} \geq 0, \quad (21)$$

$$P_{n,t}^{inj^{pv}} = x_n P_{n,t}^{pv} - P_{n,t}^{pv(cut)}, \quad \forall (n,t), \quad (22)$$

$$P_{m,t}^{inj^{wt}} = y_m P_{m,t}^{wt} - P_{m,t}^{wt(cut)}, \quad \forall (m,t), \quad (23)$$

$$\sum_{t \in \Gamma_T} P_{n,t}^{pv(cut)} \leq coef_{cut}^{pv} \sum_{t \in \Gamma_T} x_n P_{n,t}^{pv}, \quad \forall n, \quad (24)$$

$$\sum_{t \in \Gamma_T} P_{m,t}^{wt(cut)} \leq coef_{cut}^{wt} \sum_{t \in \Gamma_T} y_m P_{m,t}^{wt}, \quad \forall m, \quad (25)$$

$$P_n^{ins^{pv}} = x_n P_n^{nom^{pv}}, \quad \forall n, \quad (26)$$

$$P_m^{ins^{wt}} = y_m P_m^{nom^{wt}}, \quad \forall m, \quad (27)$$

$$x_n \in \{0, 1, 2, \dots, x_{max}\}, \quad \forall n, \quad (28)$$

$$y_m \in \{0, 1, 2, \dots, y_{max}\}, \quad \forall m, \quad (29)$$

$$P_u^{ins^{ag}} = \sum_{k \in \Gamma_{ve}^p} \sum_{v=1}^{\overline{VE}_k} P_{v,k}^{ve z_{u,k}}, \quad \forall u, \quad (30)$$

em que, i, ij, u, k, m, n , e t pertencem aos conjuntos de barras do sistema Γ_B , ramos do sistema

Γ_L , localização dos agregadores $\Gamma_{AG} \in \Gamma_B$, populações de VEs Γ_{ve}^p , barras candidatas para unidades de GD eólica $\Gamma_{wt} \in \Gamma_B$, barras candidatas para unidades de GD fotovoltaica $\Gamma_{pv} \in \Gamma_B$, e intervalos de tempo Γ_T , respectivamente.

A função objetivo (16) esta sujeita a produção de potência eólica e fotovoltaica (1)-(3), ao modelo de operação dos agregadores (7)-(15) e as restrições (17)-(30). Neste modelo, a função (17) representa as equações do fluxo de carga, onde para cada barra i , cada ramo ij e em cada t , a primeira e a segunda lei de *Kirchhoff* devem ser satisfeitas. A fim de garantir a operação segura do sistema, (18) e (19) definem os limites permitidos para a magnitude de tensão e o limite de corrente nos ramos, respectivamente. As expressões (20) e (21), definem a capacidade do transformador da subestação e o requerimento que a subestação não pode enviar energia para o sistema de transmissão, respectivamente. O modelo apresentado em (22)-(29), descreve a operação e estimação da máxima capacidade da GD eólica e fotovoltaica para ser conectada no sistema. Em que, (22) define a injeção de potência no tempo t de uma unidade de GD fotovoltaica ($P_{m,t}^{inj^{pv}}$) localizada na barra n em termos da disponibilidade de potência $x_n P_{n,t}^{pv}$ e do corte de potência $P_{n,t}^{pv^{cut}}$. De forma análoga, (23) define a injeção de potência no tempo t de uma unidade de GD eólica localizada na barra m . Note que, a injeção de potência da GD renovável está sujeita a cortes em horários em que o pico de geração poderia afetar a operação do sistema, portanto, a potência injetada na rede a partir da GD é afetada por um corte de geração em cada tecnologia. No entanto, para cada tecnologia de GD renovável o corte disponível é limitado por (24) e (25). Estas expressões definem que a somatória em todos os ts da potência cortada ($P_{n,t}^{pv^{(cut)}}/P_{n,t}^{wt^{(cut)}}$) deve ser menor ou igual a uma porcentagem $coef_{cut}^{pv}/coef_{cut}^{wt}$, estabelecida para cada tecnologia, da somatória em todos os ts da potência disponível ($x_n P_{n,t}^{pv}/y_m P_{m,t}^{wt}$). Para definir as capacidades da potência instalada para unidades de GD fotovoltaica e eólica, $P_n^{ins^{pv}}$ e $P_m^{ins^{wt}}$, expressões (26) e (27), respectivamente, são utilizadas. Estas potências instaladas, $P_n^{ins^{pv}}$ e $P_m^{ins^{wt}}$, são definidas pelo produto da variável do número de módulos (x_n) vezes a potência nominal de cada módulo ($P_n^{nom^{pv}}$), e pelo produto do número de aerogeradores (y_m) vezes a potência nominal de cada aerogerador ($P_m^{nom^{wt}}$). As variáveis para os número de módulos e de aerogeradores são definidas para serem inteiras como mostrado em (28) e (29), respectivamente. Finalmente, (30) define a capacidade de um agregador para carregar uma população k de EVs que pode ser integrada neste. Esta capacidade de carregamento é obtida a partir do produto que associa a somatória da potência de cada carregador $P_{v,k}^{ve}$ de cada VE v , com a variável binária $z_{u,k}$ que estabelece que a população k pode ser integrada no agregador u .

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentado o contexto teórico a fim de formular de forma apropriada o problema que é abordado nesta dissertação. Para formular este problema, informações tais como, comportamento da potência injetada pelas unidades de GD, hora de chegada e saída dos VEs, energia inicial dos VEs e as suas quilometragens percorridas, foram devidamente modeladas. A proposta deste trabalho consiste em maximizar a capacidade das unidades de GD (fotovoltaica e eólica) em localizações definidas e a penetração de VEs no SDEE. Para tal objetivo é considerado coordenar o carregamento de VEs a fim de aproveitar os horários que possuem um alto pico de geração renovável, o que poderia acarretar em uma maior capacidade do SDEE para permitir maiores capacidades de GD. No entanto, esta integração deve satisfazer limites técnicos e operacionais para garantir a operação segura do sistema e a qualidade do fornecimento de energia para os usuários.

Uma técnica eficiente de solução deve ser investigada para poder abordar este problema de otimização. Portanto, uma técnica de solução baseada em GRASP e BT é proposta, a qual será discutida nos capítulos subsequentes. Para contextualizar essa técnica de solução, no seguinte capítulo o fundamento teórico dessas meta-heurísticas será discutido.

3 AS META-HEURÍSTICAS GRASP E BUSCA TABU

3.1 GRASP

A meta-heurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) é um algoritmo construtivo do tipo guloso, porém com uma componente de busca local aleatória e adaptativa. Os pesquisadores Thomas A. Feo e Mauricio G. C. Resende foram os responsáveis pela origem do algoritmo, a partir de seus conhecimentos no campo da pesquisa operacional (FEO; RESENDE, 1989).

Esta meta-heurística tem se mostrado eficiente na resolução de problemas complexos e de grande porte. O processo iterativo do algoritmo possui três fases: pré-processamento; construtiva; busca local. No pré-processamento, pretende-se encontrar subestruturas do problema que permitam começar a busca construtiva de maneira mais eficiente ou reduzir o espaço de busca. Na fase construtiva, uma solução é gerada passo a passo, e a cada iteração um elemento é adicionado à solução, identificado por um indicador de sensibilidade. A próxima fase realiza uma busca pela vizinhança da solução obtida na fase anterior, a fim de encontrar uma solução de melhor qualidade. Conforme dito por Romero e Lavorato (2012), os passos do algoritmo GRASP para um problema genérico são os seguintes:

- 1º Passo: Fazer a leitura dos dados do problema; definir um formato para a representação de uma proposta de solução; definir uma maneira de avaliar a qualidade da função objetivo; escolher um algoritmo do tipo guloso para ser utilizado na fase construtiva, e uma heurística do tipo SDH (Steepest Descent Heuristic) ou outra meta-heurística para realizar a busca local;
- 2º Passo: Realizar a fase de pré-processamento, se tiver.
- 3º Passo: Encontrar uma proposta de solução por meio da busca construtiva.
- 4º Passo: Realizar a fase de busca local, com o intuito de encontrar uma solução de melhor qualidade do que a do passo 3. Atualizar a solução incumbente se for possível.
- 5º Passo: Se o critério de parada não for atendido, voltar ao 3º Passo. Caso contrário, pare. A solução do problema será a incumbente armazenada.

3.1.1 Fase Construtiva

Logo após a leitura dos dados, ou da fase de pré-processamento, se existir, é iniciado a fase construtiva, onde a ideia central é produzir uma solução de boa qualidade procurando contornar as limitações do algoritmo heurístico construtivo (AHC) do tipo guloso (ROMERO; LAVORATO, 2012).

A fase construtiva consiste em construir iterativamente uma solução, escolhendo um componente por vez. A cada iteração é criado uma lista de melhores candidatos, a RCL (*Restricted Candidate List*). A quantidade de elementos na lista vai depender de um parâmetro α que varia de 0 a 1, quando $\alpha=0$, apenas o melhor elemento é escolhido para fazer parte da lista RCL (totalmente guloso), e quando $\alpha=1$, todos os elementos são escolhidos para fazer parte da lista RCL (totalmente aleatório). A escolha do elemento da lista RCL pode ser feito usando uma função de distribuição de probabilidade ou aleatoriamente, que é como será feito neste trabalho.

$$RCL = \{i \in X / h^{min} \leq h(x_i) \leq h^{min} + \alpha(h^{max} - h^{min})\} \quad (31)$$

Sendo: $h(x_i)$ um indicador de qualidade, ou seja, representa alguma forma de avaliar a função objetivo; X o conjunto de índices das variáveis que tem a possibilidade de ser inserida na solução; h^{min} e h^{max} o valor mínimo e máximo do indicador de qualidade $h(x_i)$, e são representadas respectivamente pelas equações (32) e (33).

$$h^{min} = \min_{i \in X} \{h(x_i)\} \quad (32)$$

$$h^{max} = \max_{i \in X} \{h(x_i)\} \quad (33)$$

3.1.2 Fase de Busca Local

Nesta fase, mediante uma heurística de busca por meio de vizinhança, se espera obter uma solução ótima local na vizinhança da solução corrente fornecida pela fase construtiva. A solução gerada na fase construtiva é de boa qualidade, porém deseja-se melhorá-la por meio da busca local. Nesta fase é essencial possuir uma estrutura de vizinhança apropriada, técnicas de buscas adequadas e que a solução entregue pela fase construtiva seja de boa qualidade e factível.

A busca local pode ser realizada de forma simples ou complexa. O processo simples é apenas implementado uma heurística do tipo SDH. Nos casos mais complexos pode ser outra meta-heurística, como: simulated annealing; algoritmo genético; busca tabu; VNS; etc (ROMERO; LAVORATO, 2012). Neste trabalho foi escolhido trabalhar com a meta-heurística busca tabu como busca local.

3.2 BUSCA TABU

A busca tabu (BT) é uma meta-heurística, proposta por Fred Glover, utilizado para gerenciar um algoritmo heurístico de busca local, que emprega técnicas adequadas para escapar de soluções ótimas locais (GLOVER; LAGUNA, 1997). Grande parte das meta-heurísticas existentes usam comportamentos ou características de áreas de conhecimento distantes da otimização matemática, porém Glover se baseou apenas no campo da otimização matemática.

A busca tabu foi elaborada mediante um conjunto de princípios (funções) que, em forma integrada, permitem que a resolução de um problema seja realizada de modo mais inteligente, já que se percorre o espaço de busca de forma eficiente e seletiva. Neste processo é importante agregar as estratégias de intensificação e diversificação ao processo de busca. A intensificação tem seu foco concentrado na busca em boas regiões e em boas características das soluções, ou seja, as buscas são feitas em torno da solução corrente, um exemplo disto é eliminar vizinhos ou incorporar novos vizinhos para a configuração corrente. A diversificação é a caracterização e exploração da busca em novas regiões promissoras, ou seja, sair do espaço de busca atual e atingir uma região distante para novamente realizar algum processo de intensificação.

3.2.1 Busca Tabu na Formulação Básica

A utilização da estratégia de intensificação é a inspiração fundamental para a formulação básica da busca tabu, que tem os seguintes passos ((ROMERO; LAVORATO, 2012)):

- 1º Passo: Fazer a leitura dos dados do problema; definir um formato de representação de uma proposta de solução; definir uma maneira de avaliar a qualidade da função objetivo; definir a estrutura de vizinhança; determinar os atributos que devem ser proibidos e o critério de aspiração; escolher a duração da lista tabu; escolher o critério de parada;
- 2º Passo: Obter uma solução inicial que se torna a solução corrente;
- 3º Passo: Encontrar e avaliar todas as soluções vizinhas da solução corrente, em seguida colocar as soluções vizinhas em ordem de qualidade, sendo a primeira a melhor solução vizinha;
- 4º Passo: Transformar a melhor solução vizinha que não tem atributo proibido em solução corrente, ou se tem o atributo proibido deve-se verificar se satisfaz o critério de aspiração.
- 5º Passo: Atualizar a incumbente e a lista de atributos proibidos. Se o critério de parada for atendido, pare. Em caso contrário voltar ao passo 3, transformando a incumbente em

solução corrente.

O algoritmo BT básico apresentado acima prioriza a estratégia de intensificação, que é constituído basicamente por uma memória de curto prazo, uma lista de atributos proibidos e um critério de aspiração.

3.2.1.1 Memória de Curto Prazo

O algoritmo BT com memória de curto prazo é o mais simples dentro da busca tabu. A memória de curto prazo armazena informações (atributos) das soluções que sofreram alterações nas últimas iterações ou no passado recente (recently-based memory). O modo mais básico de armazenar informação recente é guardar a informação completa das configurações visitadas, no entanto, devido ao consumo massivo de memória de armazenamento e do esforço computacional, esta proposta praticamente não é utilizada. Portanto, guardar somente os atributos das configurações visitadas é o método mais adequado para armazenar as informações das soluções. O objetivo principal desta estratégia é proibir que uma solução vizinha já visitada seja novamente visitada, tendo ela o atributo proibido durante um número de iterações definidos, e desta forma a memória de curto prazo somente autoriza fazer transições para os melhores vizinhos não proibidos.

3.2.1.2 Critério de Aspiração

O critério de aspiração decide se elimina a proibição de uma solução vizinha de excelente qualidade, com o objetivo de contornar uma limitação da existência de soluções vizinhas de excelente qualidade, até mesmo ótimos globais, temporariamente proibidos por compartilhar o atributo com uma proposta de solução recentemente visitada. Exemplos de quando se pode considerar uma solução vizinha de ótima qualidade: a função objetivo da solução vizinha é de melhor qualidade do que da incumbente; a função objetivo é melhor que as encontradas no processo BT com memória de curto prazo; tem a função objetivo de melhor qualidade dentre as últimas n interações.

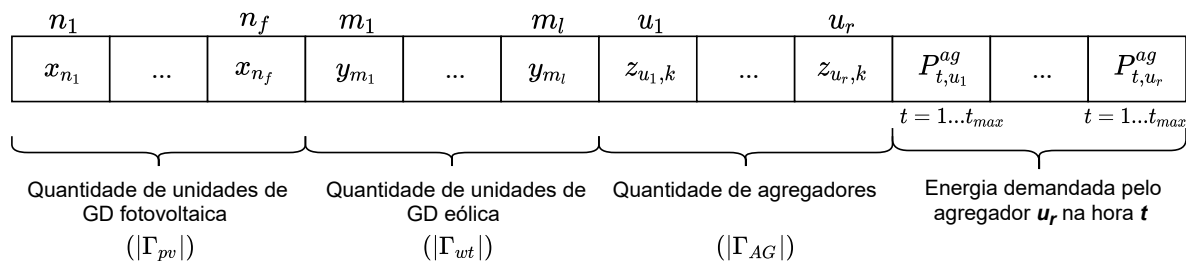
4 METODOLOGIA

O problema formulado no capítulo 2 pode ser resolvido utilizando diferentes técnicas de otimização. No entanto, o rendimento de técnicas clássicas de otimização poderia ser afetado devido às não linearidades das expressões que representam o fluxo de potência em SDEEs e à quantidade de variáveis de decisão do problema. Por outro lado, as técnicas baseadas em heurísticas e metaheurísticas fornecem soluções de boa qualidade que podem estar próximas à solução ótima global do problema com um menor esforço computacional. Portanto, para resolver o problema abordado neste trabalho, uma técnica composta pelas metaheurísticas GRASP e Tabu Search é desenvolvida e apresentada nesta seção.

4.1 REPRESENTAÇÃO DE UMA PROPOSTA DE SOLUÇÃO

Inicialmente, uma forma eficiente de representar uma proposta de solução dentro do espaço de busca do problema deve ser escolhida. Essa representação é essencial para resolver de forma adequada o problema usando meta-heurísticas. Pode-se dizer que essa solução está adequadamente representada quando, com base nessas informações, é possível determinar o valor da função objetivo, verificar a factibilidade da proposta e implementar de forma eficiente a vizinhança. Portanto, uma proposta de solução é formulada como um vetor, qual é ilustrado na Figura 2. O seu tamanho depende da quantidade de unidades de GD fotovoltaica ($|\Gamma_{pv}|$) e eólica ($|\Gamma_{wt}|$), de agregadores ($|\Gamma_{AG}|$) e da energia demandada pelo agregador u_r na hora t , sendo $\forall r \in 1 \dots |\Gamma_{AG}|$ e $\forall t \in 1 \dots t_{max}$. Este vetor é composto pelo número de módulos fotovoltaicos (x_{n_f}) a serem instalados na barra n_f ($\forall f \in 1 \dots |\Gamma_{pv}|$), número de aerogeradores (y_{m_l}) a serem instalados no barra m_l ($\forall l \in 1 \dots |\Gamma_{wt}|$), a população de VEs (k) para ser integrada no agregador u_r mediante a variável de decisão $z_{u_r,k}$, e por ultimo a energia demandada (P_{t,u_r}^{ag}) no tempo t pelo agregador u_r . Portanto, a partir das informações da proposta de solução são encontradas as capacidades instaladas da GD eólica e fotovoltaica pelas equações (26) e (27) respectivamente, e a capacidade de um agregador u ($P_u^{ins^{ag}}$) para carregar uma população k de veículos elétricos, dada pela equação (30).

Figura 2 - Representação da proposta de solução



Fonte: Elaboração da própria autora.

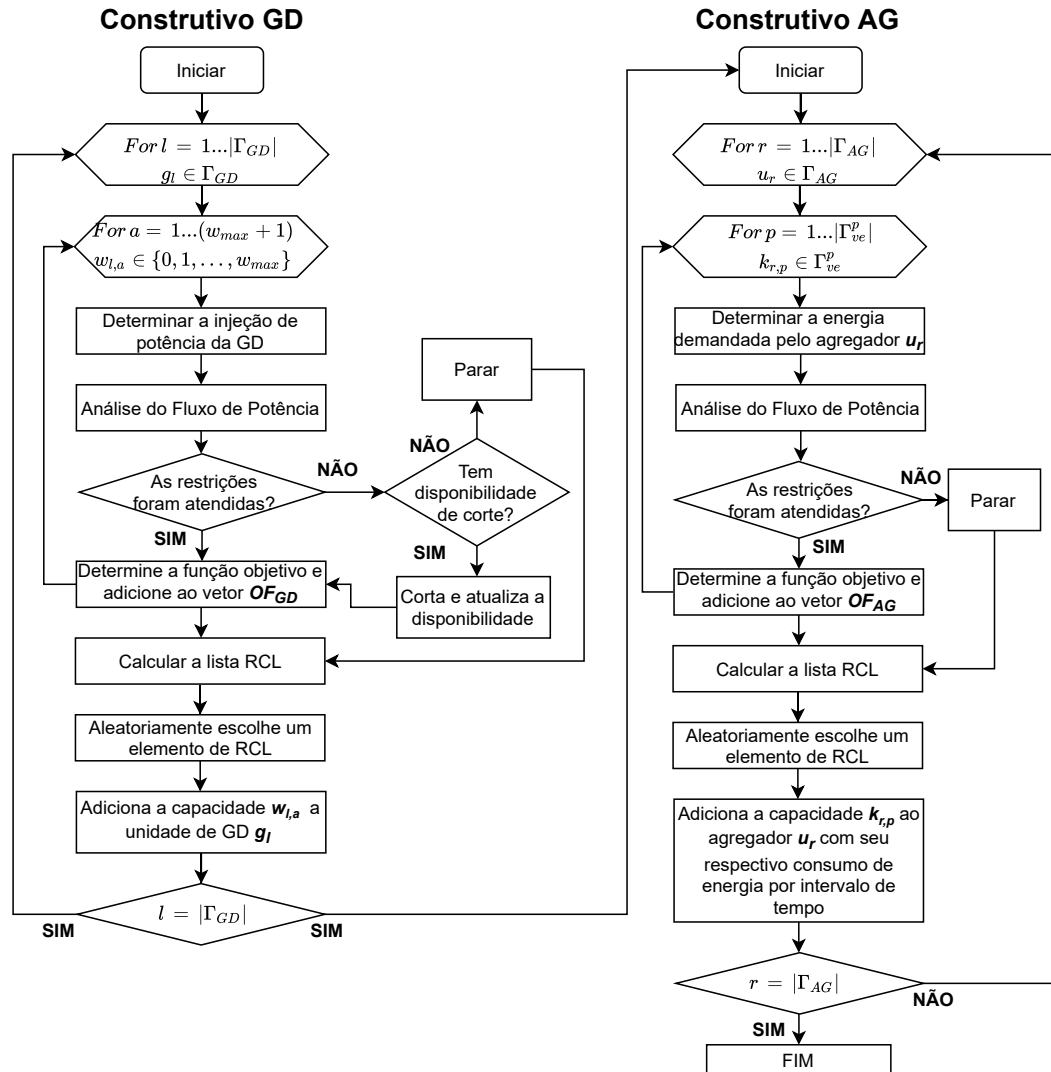
4.2 FASE CONSTRUTIVA

Através de um processo iterativo, a fase construtiva gera uma solução de boa qualidade. No GRASP, essa solução é encontrada com o objetivo de iniciar a busca local a partir de uma boa solução. Devido às características diferentes das componentes da solução, a fase construtiva é dividida em dois processos. No primeiro será encontrada a capacidade das unidades de GD (fotovoltaica e eólica), no entanto no próximo, a capacidade de cada agregadores e os seus respectivos cronogramas são determinados. Este processo construtivo, que está constituído de dois processos, é apresentado na Figura 3. Nesta figura são ilustrados os dois fluxogramas que representam o processo construtivo, para efeitos de simplicidade, estes processos são nomeados como construtivo GD e construtivo AG.

O construtivo GD consiste em determinar as capacidades máximas de GD para as duas tecnologias consideradas neste trabalho (fotovoltaica e eólica). Para construir a solução a partir deste construtivo, o processo testa diferentes números de módulos fotovoltaicos e aerogeradores. Este processo inicia com uma solução vazia, em que os elementos serão iterativamente adicionados a solução a partir de um laço *for*. Para a cada iteração l será adicionada na solução a capacidade w_l da unidade de GD g_l , esta variável w_l representa de forma genérica o número de módulos fotovoltaicos (m), quando g_l é uma GD fotovoltaica, e ou número de aerogeradores quando g_l é eólica. Simultaneamente, em cada iteração l diferentes capacidade $w_{l,a}$ para a GD g_l são avaliadas por meio de outro laço *for*, que inicia em zero e pode alcançar a capacidade máxima pré-definida w_{max} . A partir deste laço, cada iteração a é iniciada calculando, para cada intervalo de tempo, a potência de saída da GD com capacidade $w_{l,a}$, estas potências são determinadas a partir das equações (22) e (23), para as unidades fotovoltaicas e eólicas, respectivamente.

Na sequência, o fluxo de potência, representado na equação (17), é calculado para determinar as condições do sistema com as capacidades inseridas de GD.

Figura 3 - Fluxograma da fase construtiva



Fonte: Elaboração da própria autora.

A partir da solução obtida pelo fluxo de potência, restrições operacionais do SDEE tais como limite de tensão (18), limite de corrente (19) e limite mínimo da potência ativa na subestação são verificadas. Note que a factibilidade de cada iteração é avaliada mediante essas restrições operacionais do SDEE e, caso estas não sejam satisfeitas, uma estratégia de corte de potência pode ser realizada naqueles horários em que existe excedentes de geração renovável. Esta estratégia de corte deve atender as restrições formuladas em (24) e (25), para qual o corte é limitado para uma porcentagem a que pode ser definida como um acordo prévio entre o DSO e

o proprietário da GD. Se a disponibilidade máxima de corte é atingida e as restrições continuam sendo inactíveis, então, a iteração a é finalizada e o processo continua para a próxima iteração l . No entanto, a proposta de solução seja factível, a função objetivo é calculada e armazenada no vetor OF_{GD} . Após finalizar o laço “for a ”, a lista RCL (*restricted candidate list*) é calculada a partir do vetor OF_{GD} , e um elemento é escolhido aleatoriamente desta lista para ser parte da solução. Finalmente, quando $l = |\Gamma_{GD}|$ o processo construtivo GD finaliza, e as unidades de GD podem ser integradas no sistema com as capacidades determinadas neste processo.

Uma vez terminado o processo construtivo para a GD, o construtivo AG é iniciado e procura determinar a capacidade máxima de cada agregador para carregar uma população de VEs e, adicionalmente seus respectivos consumos de energia. A estratégia utilizada consiste em avaliar diferentes populações de VEs, e em determinar a potência ativa despachada para cada agregador. Esta potência deve atender a demanda de carregamento dos VEs contidos na população testada. O processo construtivo AG consiste, para cada iteração r , em determinar a capacidade de um agregador u_r pertencente ao conjunto de agregadores Γ_{AG} . Para cada iteração deste “laço for” diferentes populações k_p , pertencente ao conjunto de populações Γ_{ve}^p , são testadas para o agregador u_r . Simultaneamente, em cada iteração, a potência demandada pelo agregador u_r para cada intervalo de tempo é otimizada.

Neste processo, as cargas dos VEs pertencentes a população k_p são distribuídas para aproveitar aqueles intervalos de tempo em que existe maior geração renovável e menor demanda convencional. Posteriormente, utilizando o fluxo de potência, o impacto da integração destas cargas agregadas no sistema é avaliado mediante o estudo de factibilidade considerando as restrições operacionais (18) e (19). No entanto, considerando que é essencial garantir o carregamento de todos os VEs para cada população contida em Γ_{ve}^p , a potência demandada deve atender simultaneamente o requisito de energia de cada agregador u_r definido em (11), seus limites de energia e potência para cada intervalo de tempo, dados por (14) e (15), respectivamente. Nesse sentido, quando uma população de VEs viola essas restrições, o “laço for p ” é encerrado mantendo apenas as populações (k_{p-1}) prévias, as quais são consideradas como candidatas para entrar na solução. Para cada iteração p a função objetivo é calculada e armazenada no vetor OF_{AG} . Quando o laço for p é finalizado, a lista RCL é calculada e a partir desta, uma população k_p para o agregador u_r é escolhida aleatoriamente para ser adicionada na solução. Este processo para até que $r = |\Gamma_{AG}|$, em outras palavras, até que todos os agregadores u_r tenham suas capacidades determinadas mediante a integração da máxima população de VEs.

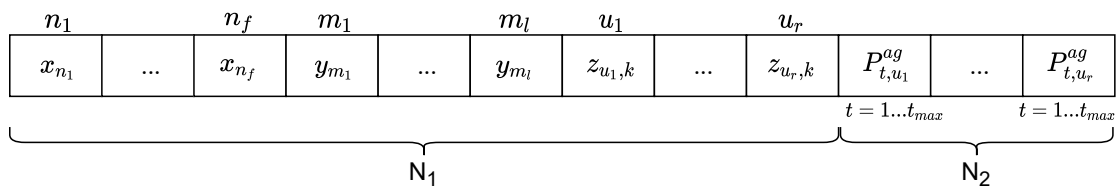
4.3 FASE DE BUSCA LOCAL

Esta seção descreve o algoritmo BT implementado para resolver o problema proposto neste trabalho. As variáveis de decisão do algoritmo BT proposto são: as quantidades de módulos fotovoltaicos e aerogeradores nas unidades de GD fotovoltaica e eólica respectivamente, bem como o número de VEs nos agregadores e a sua respectiva potências ativas horária. O algoritmo tem como objetivo maximizar a capacidade das unidades de GD (fotovoltaica e eólica) e dos agregadores de VEs, assim como minimizar as perdas ativas da rede.

4.3.1 Estrutura de Vizinhaça

A partir da proposta de solução apresentada na Seção 4.1, duas estruturas de vizinhaça são propostas: 1) vizinhaça N1, qual é gerada a partir de modificações nas capacidades das unidades de GD (fotovoltaica e eólica) e dos agregadores de VEs; 2) vizinhaça N2, está vizinhaça é gerada a partir de modificações na potência horária demandada pelo agregador, ou seja, modificações no cronograma de carregamento dos VEs. A Figura 4 identifica cada estrutura de vizinhaça, onde para cada elemento destas, modificações podem ser realizadas.

Figura 4 - Parcela da proposta de solução da estrutura de vizinhaça N1 e N2



Fonte: Elaboração da própria autora.

Para gerar o conjunto de soluções vizinhas N1, os seguintes passos são efetuados:

- 1º Passo: Encontrar os próximos valores inteiros do número de componentes, x_{n_f} e y_{m_l} , das unidades de GD (fotovoltaico e eólico), e $z_{u_r,k}$, número de VEs nos agregadores.
- 2º Passo: Gerar o conjunto de soluções vizinhas a partir de todas as combinações possíveis dos valores encontrados no passo 1.
- 3º Passo: Descartar as soluções que não satisfazem as restrições.

No caso da vizinhança N2, o processo de criação se inicia com a solução corrente da vizinhança N1. O conjunto de soluções vizinhas N2 é gerado a partir dos seguintes passos:

- 1º Passo: Elaborar uma lista dos melhores horários, com base nas horas que possuem maior geração e menor demanda.
- 2º Passo: Realizar todas as combinações possíveis entre pares de horários da lista encontrada no passo 1.
- 3º Passo: Encontrar uma lista dos piores horários, a partir de horas que possuem maior demanda e menor geração.
- 4º Passo: Considerando as potências do cronograma da solução corrente para um agregador, se estima a potência ativa que será realocada para um par de horas da solução. A potência alocada nesses horários precisa ser retirada de outros horários. Para tal, se utiliza a lista de piores horários, encontrada no passo 3, portanto é distribuída nesses horários a potência retirada. No entanto, verifica-se que o valor retirado de um determinado horário seja menor ou igual a potência naquela hora da solução corrente.
- 5º Passo: Recalcular a energia do agregador, e se algum horário viola a restrição de energia máxima, as trocas de vizinhança para este agregador são desconsideradas. No entanto, se este comportamento acontece para todos os agregadores dessa solução, então a solução é desconsiderada do conjunto de soluções vizinhas.
- 6º Passo: Repete os passos 4 e 5 para todos os agregadores.
- 7º Passo: Repete os passos 4 a 6 para todas as soluções do conjunto de soluções vizinhas N2.

4.3.2 Mecanismo de Avaliação da Função Objetivo

Após a criação da vizinhança N1, a função objetivo de todas as soluções vizinhas é avaliada e esses valores são armazenados em um vetor, após isso o vetor é ordenado em ordem decrescente, com isso, o primeiro elemento é o valor da função objetivo da melhor solução vizinha. Posteriormente, é verificado se o atributo dessa solução é proibido pela lista tabu, se for, então é escolhida a próxima solução do vetor que não for proibida. Então, após esse processo se tem a melhor solução vizinha não proibida e, essa solução passa a ser a solução corrente. O mesmo processo é realizado para o conjunto de soluções vizinhas N2.

4.3.3 Estrutura do algoritmo BT especializado

O algoritmo BT proposto para resolver o problema da máxima capacidade de unidades de GD e penetração de VEs no SDEE pode ser descrito pelos seguintes passos:

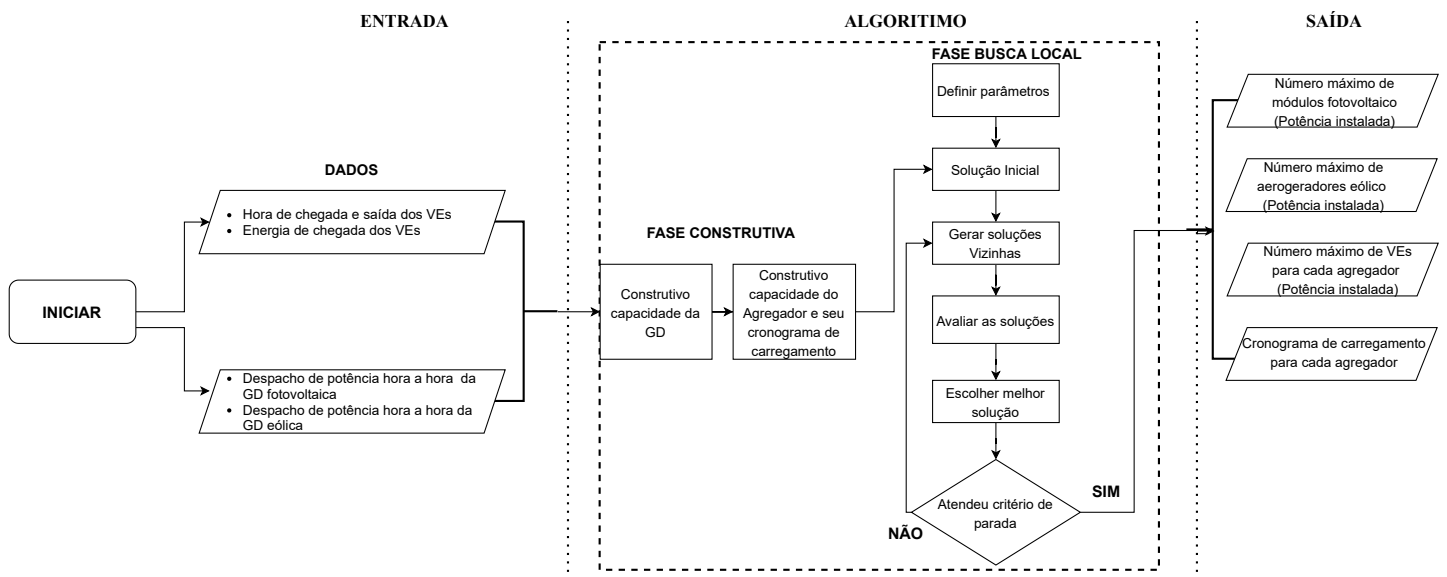
- 1º Passo: Solução inicial dada pela fase construtiva do algoritmo GRASP (Seção 4.2)
- 2º Passo: Escolher os valores dos parâmetros do algoritmo: número máximo de iterações e qual atributo vai ficar proibido.
- 3º Passo: A partir da estrutura de vizinhança da Seção 4.3.1 é gerada o conjunto de soluções vizinhas N1.
- 4º Passo: Avaliar a função objetivo de todas as soluções vizinhas, e ordenar de forma decrescente (maximização).
- 5º Passo: A melhor solução que não é proibida ou proibida, mas atende ao critério de aspiração é escolhida como solução corrente.
- 6º Passo: Se a solução corrente é melhor que a incumbente, ela se torna incumbente.
- 7º Passo: A partir da estrutura de vizinhança da Seção 4.3.1 e da solução corrente é gerada o conjunto de soluções vizinhas N2.
- 8º Passo: Repete os passos 4 ao 6 para a nova vizinhança, até que o número de iterações definidos inicialmente para a vizinhança N2 seja atingido.
- 9º Passo: Se o critério de parada for atendido, então para, caso contrário voltar ao passo 3.

4.4 PROPOSTA GERAL DE SOLUÇÃO

Um resumo da proposta para resolver o problema de estimar a máxima capacidade de GD renovável e máxima penetração de VEs em um SDEE é apresentado na Figura 5. Esta figura ilustra as três etapas realizadas no processo solução, as que são identificadas como entrada, algoritmo, e saída. Na primeira etapa são obtidos os dados necessários para formular o problema, estes dados são identificados como: a) no caso da GD, potência de saída das unidades fotovoltaica e eólica; e b) no caso dos agregadores de VEs, os requerimentos de energia e padrões de condução dos proprietários dos VEs. A seguinte etapa é definida pelo algoritmo utilizado como ferramenta de solução. Este algoritmo é composto pela meta-heurística GRASP-BT, onde na fase construtiva uma solução inicial é construída iterativamente. A partir desta solução, a fase

de busca local é iniciada para procurar melhorar a solução. Finalmente, quando o critério de parada é atingido, a solução encontrada define: a) a capacidade máxima para as unidades de GD eólica e fotovoltaica; b) o número máximo de VEs que cada agregador pode integrar; e c) os respectivos cronogramas de carregamento para cada agregador.

Figura 5 - Fluxograma do algoritmo



Fonte: Elaboração da própria autora.

5 ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS

Neste capítulo a metodologia proposta será avaliada em um sistema de 33 barras sob diferentes condições de teste. Portanto, informações relacionadas ao sistema teste, unidades de geração distribuída, veículos elétricos, casos de estudo e resultados numéricos são detalhadas.

5.1 ESTUDO DE CASO

A estratégia proposta neste trabalho é testada em um sistema de 33 barras, onde localizações são pré-definidas para a alocação de unidades de GD e agregadores de VEs. Para analisar os efeitos de integrar estas tecnologias no sistema, diferentes casos de estudo são propostos. Portanto, a informação referente ao sistema de estudo, unidades de GD, VEs, considerações e casos de teste são detalhados nesta subseção.

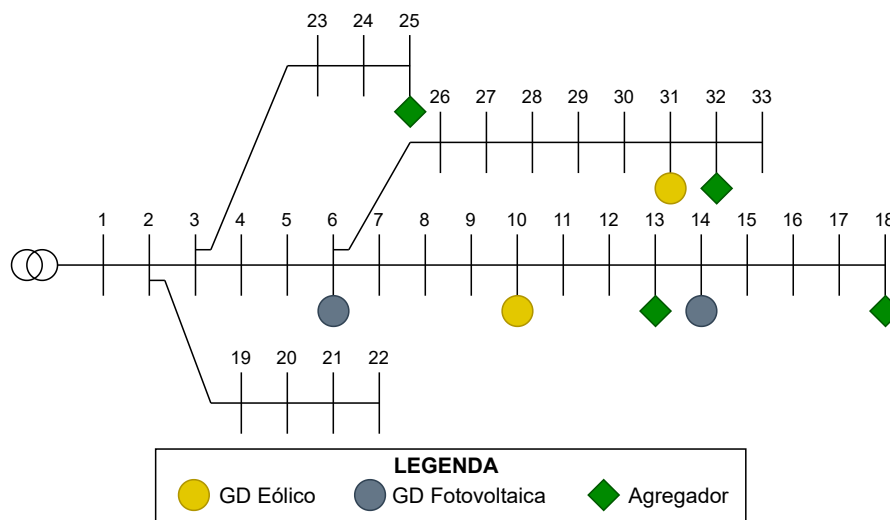
5.1.1 Sistema Teste de 33 Barras

O sistema adotado para análise do método proposto foi o de 33 barras, apresentado em BARRAN e WU (1989). O diagrama desta rede é mostrada na Figura 6. As informações referentes a este sistema são apresentadas a seguir:

- Quantidade de barras: 33;
- Quantidade total de ramos: 32 (rede radial);
- Demanda de potência ativa do sistema na hora pico: 3715 kW;
- Demanda de potência reativa do sistema na hora pico: 2300 kVAr;
- Localização da subestação: 1;
- Capacidade da subestação: 4 MVA;
- Tensão em p.u na barra referência: 1,0;
- Tensão base da barra de referência: 12,66 kV;
- Potência base: 1000 kVA;

- Limite mínimo e máximo para a magnitude de tensão: 0,95 e 1,05 pu;
- Limite de corrente para cada circuito: 220 A.

Figura 6 - Topologia do sistema de 33 barras



Fonte: Adaptado de BARAN e WU (1989).

5.1.2 Geradores Distribuídos e Veículos Elétricos

Neste trabalho foram consideradas duas tecnologia de GDs: eólica e fotovoltaica. A turbina eólica considerada foi a Vestas V47 que possui as seguintes características: $P_R = 660$ kW, $v_R = 15$ m/s, $v_I = 4$ m/s, $v_0 = 25$ m/s (WIND-TURBINE.COM, 2020). Um módulo fotovoltaico é composto por 80 painéis com as seguintes características: $P_{STC} = 2,5$ kW, $\delta = -0.004$ %/°C, $T_{amb} = 20^\circ\text{C}$, NOCT = 45. Os dados de radiação solar e velocidade do vento são obtidos por meio da ferramenta online “Renawable.ninja”. Em que a informação dos dados históricos são baseados nas referencias Pfenninger e Staffell (2016) e Shareef, Islam e Mohamed (2016). Os dados escolhidos para este trabalho correspondem a características climáticas de países tropicais tais como o Brasil.

Os dados utilizados para os veículos elétricos estão baseados no trabalho apresentado em Sabillon-Antunez *et al.* (2017), os quais são apresentados a seguir:

- SOC final para todos os veículos: 100%;
- Modelo do veículo: NISSAN Leaf com bateria de 24 kW ;
- Carregador: 4 kWh.

5.1.3 Considerações e casos de estudos

Para avaliar a metodologia proposta é considerado um horizonte de planejamento de um ano. Este horizonte de planejamento é representado por 24 intervalos de tempo, no qual modela a operação das unidades de GD, comportamento dos VEs, e a variabilidade da demanda. Em outras palavras, o horizonte de planejamento de um ano é representado por um dia. O comportamento de demanda e da geração renovável para este dia está representado nas Figuras 7 e 8, respectivamente. Foram consideradas quatro barras para analisar a máxima penetração de GD no SDEE, sendo estas, 6 e 14 para fotovoltaico, e 31 e 10 para eólico. No caso da análise da máxima penetração de VEs foram consideradas as barras 13, 18, 25 e 32. Estas localizações são mostradas na Figura 6.

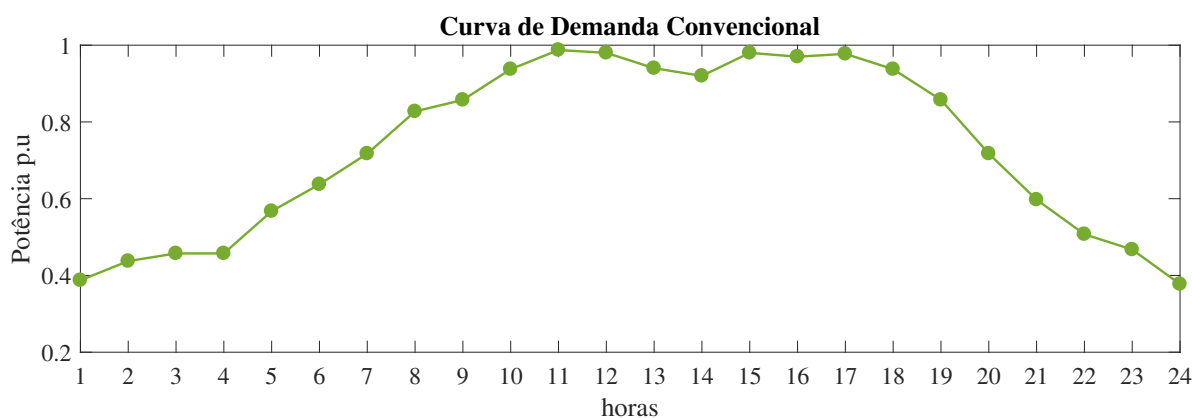
Adicionalmente, o número máximo de módulos fotovoltaicos e de aerogeradores foi definido em 10 para cada unidade de GD. Este trabalho considera o corte de geração como alternativa para satisfazer restrições operacionais do sistema e permitir maior integração da energia renovável. O corte máximo de geração foi definido para cada unidade de GD em 7% para todo o horizonte. No caso dos VEs, estes foram agrupados em populações, definidas pelo conjunto Γ_{ve}^p , possuindo diferentes números de VEs, que como um efeito agrupado, informações de energia de chegada e saída dos VEs, a energia e a potência máxima de cada população do conjunto Γ_{ve}^p são apresentadas no Apêndice A. Estas diferentes populações, apresentadas na Tabela 1, são consideradas para que a mudança da capacidade dos agregadores durante o processo do algoritmo fosse determinada mediante blocos e não de incrementar de um VE á um, ou seja, não incrementar cada VE de forma isolada.

Tabela 1 - Conjunto de populações de veículos elétricos Γ_{ve}^p

Populações de Veículos Elétricos							
1	2	3	4	5	6	7	8
100	200	300	400	450	500	550	600
Populações de Veículos Elétricos							
9	10	11	12	13	14	15	16
650	700	750	800	850	900	950	1000

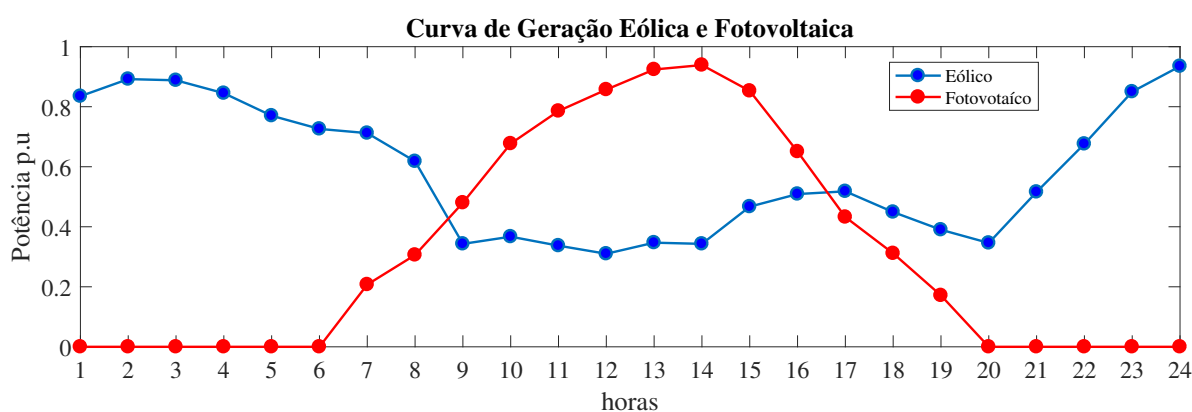
Fonte: Elaboração da própria autora.

Figura 7 - Curva de demanda convencional



Fonte: Elaboração da própria autora.

Figura 8 - Curva de geração eólica e fotovoltaica



Fonte: Elaboração da própria autora.

Para validar a metodologia proposta foram considerados os seguintes quatro casos, sob diferentes condições de teste:

- Caso 1: Avaliar a capacidade máxima da GD eólica, desconsiderando GD fotovoltaica e a integração dos VEs;
- Caso 2: Encontrar a capacidade máxima da GD eólica e da penetração dos VEs no SDEE. No entanto, o carregamento dos VEs não é controlado, ou seja, o VE começa a carregar assim que se conecta na rede.
- Caso 3: Encontrar a capacidade máxima da GD (eólica e fotovoltaica) e da penetração dos VEs no SDEE, considerando o carregamento não controlado.

Caso 4: Similar o caso 3, porém este caso visa otimizar o carregamento dos VEs tomando vantagem da sua flexibilidade.

5.2 RESULTADOS

O algoritmo proposto foi implementado na plataforma de simulação MATLAB[®] e executados num computador com processador Intel[®]Core[™] i7-8550U de 1,8 GHz e 8 GB de RAM.

5.2.1 Algoritmo GRASP-BT

A metodologia proposta foi implementada no estudo de caso descrito na seção 5.1. Os parâmetros utilizados na meta-heurística estão dispostos na Tabela 2. Foi considerado que o critério de aspiração elimina uma proibição quando a função objetivo da solução vizinha é de melhor qualidade do que a incumbente.

Tabela 2 - Parâmetros do algoritmo

Parâmetro	Valor
Nº de proibições	3
Nº máximo de iterações	20
Peso FO: τ	0,7
Peso FO: β	0,3

Fonte: Elaboração da própria autora.

Os resultados obtidos para cada um dos casos são apresentados a seguir:

5.2.2 Caso 1

Por meio de algoritmo proposto foi determinado a capacidade máxima de unidades de GD eólica que poderiam se conectar no SDEE, sem violar as restrições operacionais do sistema. Para este caso, os efeitos do carregamento dos VEs não foram considerados. Portanto, foi encontrado que o número máximo aerogeradores foram, 4 para a barra 10, e 3 para barra 31. No total, a alocação destes aerogeradores representa uma capacidade instalada de 4,62 MW. Com a alocação desta capacidade no sistema, as perdas totais para o horizonte de planejamento de um ano foram estimadas em 5,5 GWh.

5.2.3 Caso 2

No caso 1 foi estimada a capacidade da GD eólica no SDEE, sem considerar a integração dos VEs. No entanto, este caso deve estimar simultaneamente as capacidades da GD eólica e dos agregadores, considerando o carregamento de VEs não controlados. Os resultados obtidos mostram que 8 aerogeradores poderiam se conectar na barra 10 e 2 na barra 31, representando uma capacidade instalada total de 6,6 MW. Para os VEs foi possível conectar até 950 VEs, 500 VEs, 950 VEs, e 900 VEs nos agregadores localizados nas barras 13, 18, 25 e 32, respectivamente. Esta integração representa um total de potência instalada de 13,2 MW. Para este caso, as perdas do sistema em um ano foram de 8,67 GWh.

5.2.4 Caso 3

No contexto da GD o caso 2 considera apenas a geração eólica, no entanto para este caso a geração fotovoltaica é adicionada para análise. A solução para este caso deve encontrar a capacidade máxima de unidades de GD (eólica e fotovoltaica) e da máxima penetração de VEs no SDEE, em que o carregamento dos VEs é considerado de forma não controlada. A solução do problema apresentado foi obtida pelo algoritmo proposto, qual deu como resultado um número máximo de 10 módulos fotovoltaicos podem ser instalados na barra 6 e de 10 para barra 14, assim como, para as unidades eólicas foi determinado que 4 aerogeradores podem ser instalados na barra 10 e 1 para a barra 31. Considerando as duas tecnologias de GD, a potência instalada totalizou 7,3 MW. Os agregadores responsáveis pelos VEs tiveram suas capacidades definidas por 1000 VEs para cada agregador totalizando em 16 MW de potencia disponível pelos agregadores para o carregamento dos VEs. A penetração da GD renovável e do carregamento dos VEs no SDEE, resultou em perdas totais na de 1,94 GWh no horizonte de estudo.

5.2.5 Caso 4

Finalmente, para o último caso foi resolvido o problema completo proposto neste trabalho, que consiste em encontrar as capacidades máximas das unidades de GD (fotovoltaico e eólico) e da penetração dos VEs no SDEE. Portanto, a diferencia do Caso 3, o carregamento dos VEs foi realizado de forma coordenada, ou seja, a partir dos requisitos de energia e do horário de chegada e saída dos VEs. Para isto, foi encontrado quais seriam as potências horárias que seriam enviadas para cada agregador, este processo é baseado em aproveitar os horários com maior geração e menor demanda para otimizar o carregamento. A solução encontrada para este problema determinou uma capacidade de até 10 módulos fotovoltaicos para a barra 6 e 10

para barra 14, da mesma forma, 5 aerogeradores eólicos para a barra 10 e 3 para a barra 31, totalizando 9,28 MW de potência instalada para a geração renovável do sistema. A capacidade de penetração de VEs no SDEE foi de 1000 VEs para cada um dos agregadores, totalizando em uma capacidade instalada de 16 MW. Otimizando os recursos disponíveis neste caso, as perdas atingiram o valor de 1,17 GWh no horizonte de planejamento de um ano.

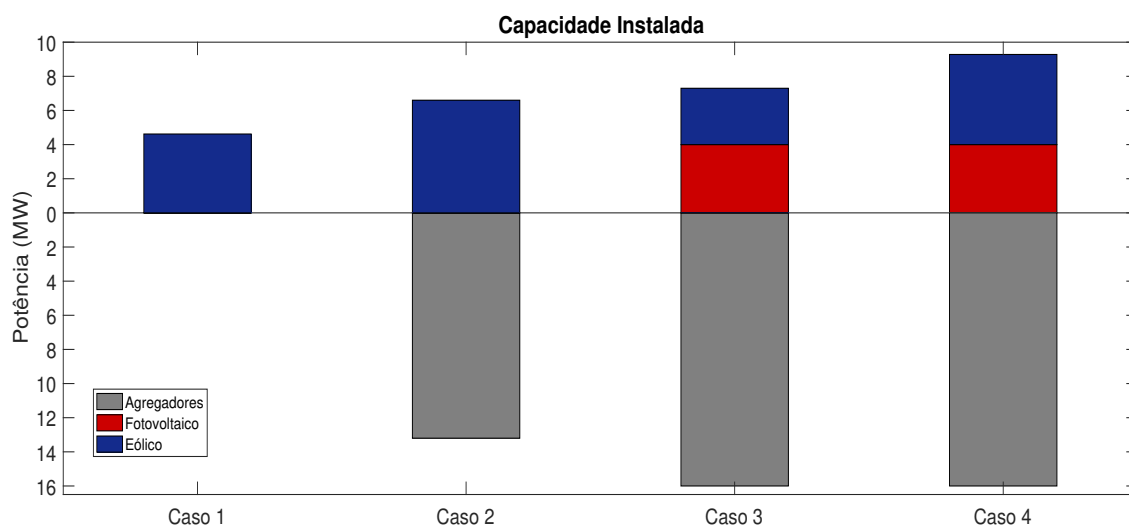
5.2.6 Discussão dos Resultados

A partir dos resultados obtidos para todos os casos, uma análise comparativa das capacidades instaladas para as unidades de GD e para os agregadores dos VEs é apresentada nesta subseção. Para ilustrar essa comparação, a Figura 9 apresenta um resumo das capacidades instaladas para as unidades de GD eólica (azul) e fotovoltaica (vermelho), e para os agregadores de VEs (cinza). Com o propósito de diferenciar a geração da demanda, as capacidades das unidades de GD é colocada na parte superior, e a capacidade dos agregadores na parte inferior. No Caso 1, a capacidade instalada da geração eólica foi de 4,62 MW, esta capacidade foi incrementada em 30% quando VEs são integrados ao sistema pelos agregadores, como apresentado no Caso 2. No entanto no Caso 2, consegue-se incrementar a capacidade da geração adicionando a demanda dos VEs, porém as perdas do sistema são incrementadas em 36,56%, já que parte da demanda precisa ser suprida pela subestação.

Por outro lado, otimizando simultaneamente as tecnologias consideradas no Caso 2 e a incorporação da geração fotovoltaica, um aumento de 17,5% na capacidade de penetração de VEs no SDEE é obtido, como apresentado no Caso 3, esse aumento de demanda leva a um incremento de 9,59% na capacidade total instalada de GD. Adicionalmente, esta comparação para o âmbito das perdas apresenta uma redução de 77,62%, devido a complementariedade da geração eólica com fotovoltaica.

Finalmente, incremento de 21,34% da capacidade das unidades de GD do Caso 3 para o Caso 4, mostra o impacto do carregamento coordenado dos VEs na maximização da capacidade das unidades de GD. A otimização do cronograma de carregamento, no Caso 4, se mostrou eficiente em tal objetivo devido a potência horária despachada para os agregadores ter um maior valor em horários como maior geração e menor demanda, aproveitando assim os picos de geração, como pode ser visto nas Figuras 12 e 13, e diminuindo os picos da demanda dos VEs que coincidem com os horários da demanda pico do sistema (Figura 7). Adicionalmente, o cronograma de carregamento impactou nas perdas do sistema, levando a uma de redução de 39,69%.

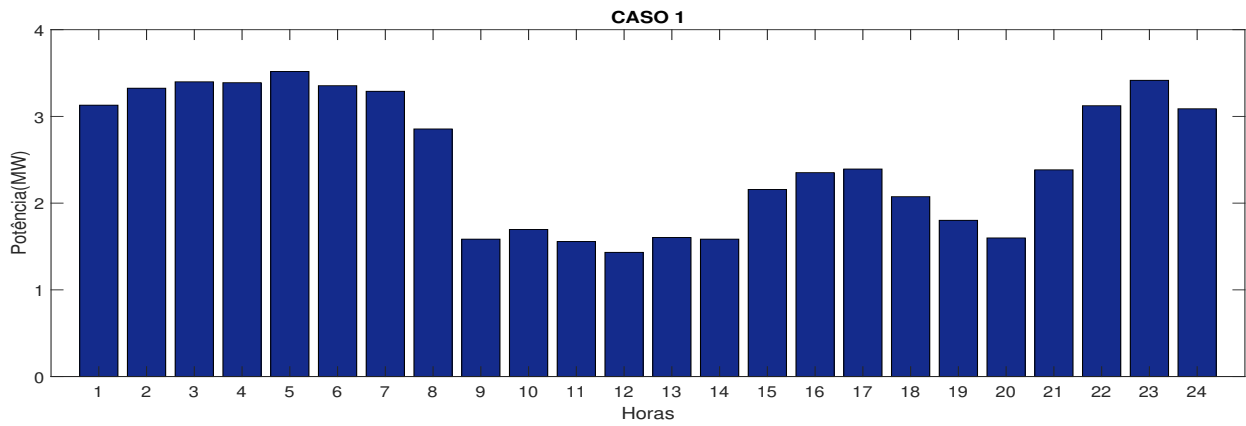
Figura 9 - Capacidade instalada de todos os casos



Fonte: Elaboração da própria autora.

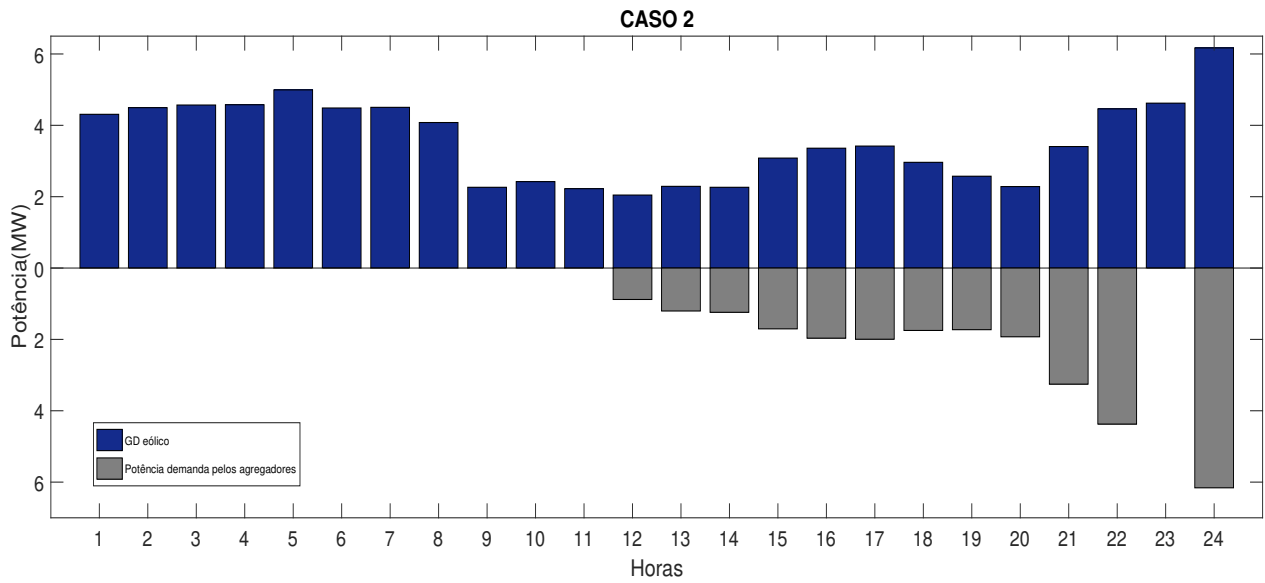
A estratégia proposta nesse trabalho estima a capacidade máxima de GD e penetração de VEs no SDEE. As Figuras 10-13, apresentam simultaneamente o despacho de potência injetado pelas unidades de GD e a potência demandada pelos agregadores dos VEs. O despacho das unidades de GD eólica (azul) e fotovoltaica (vermelho) é localizado na parte superior das figuras, e a demanda dos agregadores (cinza) na parte inferior. A Figura 11 (Caso 2) apresenta a operação de 24 horas da geração eólica e dos agregadores dos VEs, a partir da comparação com a Figura 10 (Caso 1), que possui apenas a incorporação de GD eólica, é possível observar um dos motivos do aumento da capacidade instalada da GD no Caso 2 é o fato de possuir carregamento dos VEs em horários picos de geração, como por exemplo a hora 24. No entanto, uma das observações mais importantes desse trabalho se dá a partir das Figuras 12 e 13, onde a Figura 13 mostra que o controle otimizado do carregamento dos VEs, realizado no Caso 4, levou que mais potência fosse demandada pelos agregadores nas primeiras horas do dia possibilitando assim mais geração eólica e, considerando que nessas horas, a demanda convencional do sistema é menor, como pode ser observado na Figura 7.

Figura 10 - Despacho de potência injetada pelas unidades de GD eólica (Caso 1)



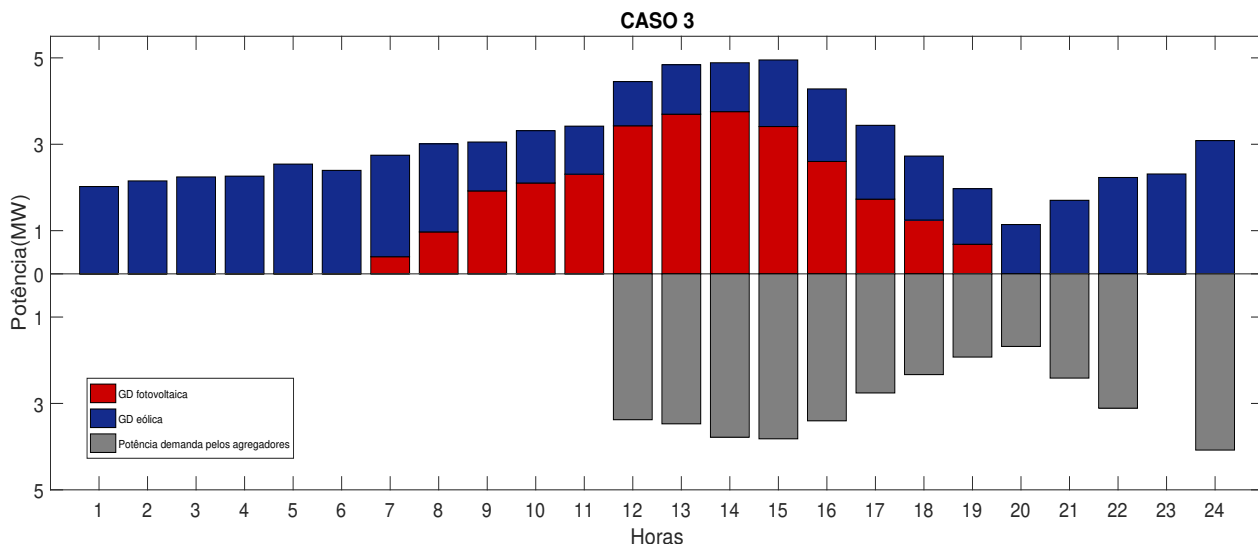
Fonte: Elaboração da própria autora.

Figura 11 - Despacho de potência injetada pelas unidades de GD eólica e demandada pelos agregadores (Caso 2)



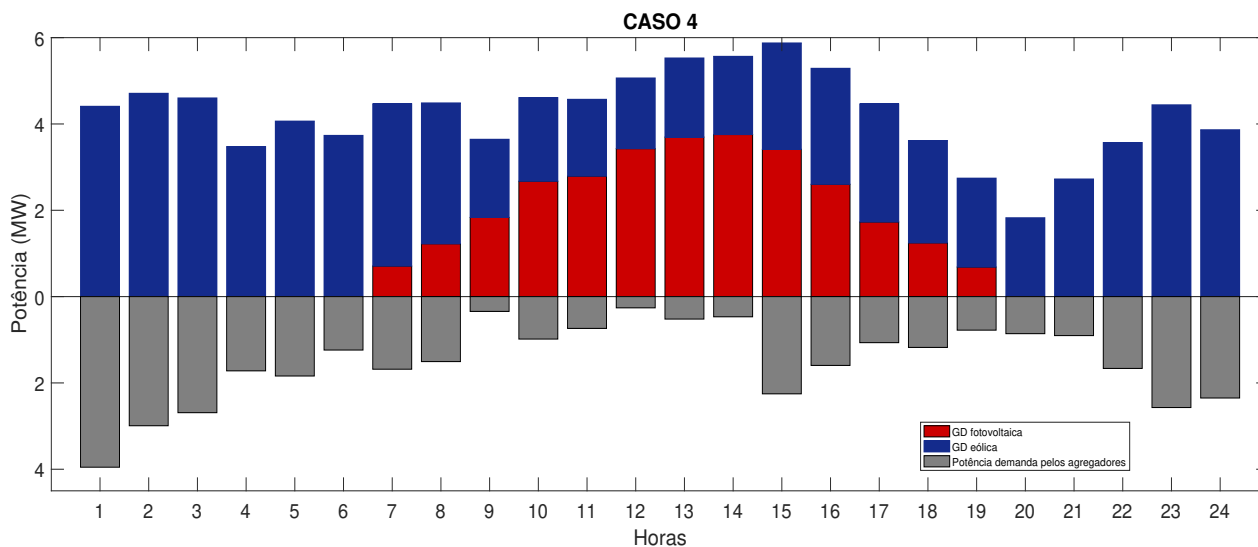
Fonte: Elaboração da própria autora.

Figura 12 - Despacho de potência injetada pelas unidades de GD (eólica e fotovoltaica) e demandada pelos agregadores (Caso 3)



Fonte: Elaboração da própria autora.

Figura 13 - Despacho de potência injetada pelas unidades de GD (eólica e fotovoltaica) e demandada pelos agregadores (Caso 4)

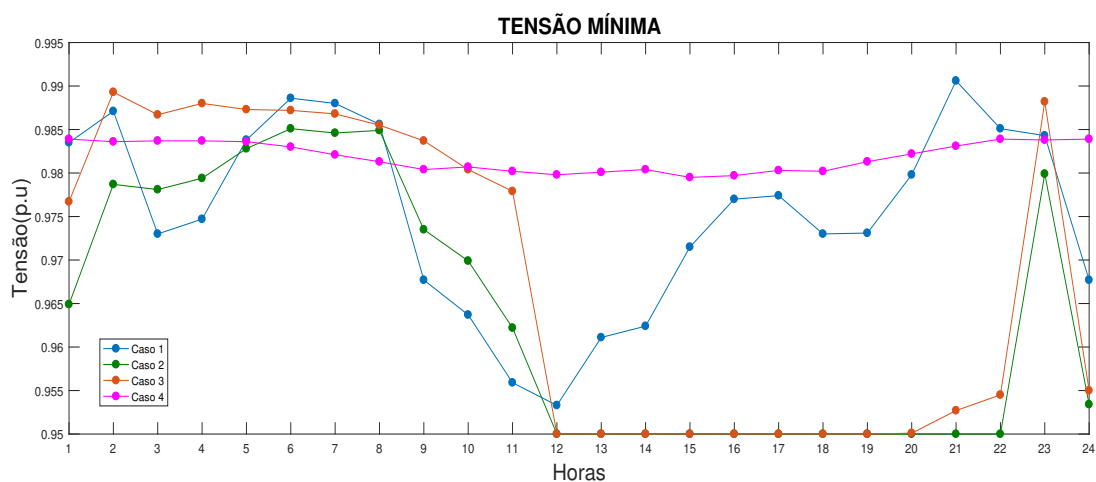


Fonte: Elaboração da própria autora.

A metodologia desenvolvida neste trabalho, formulada desde uma perspectiva técnica, determina o máximo nível de penetração de GD e de VEs no SDEE. Com as soluções encontradas foi possível garantir a operação segura do sistema, em que limites técnicos e operacionais foram

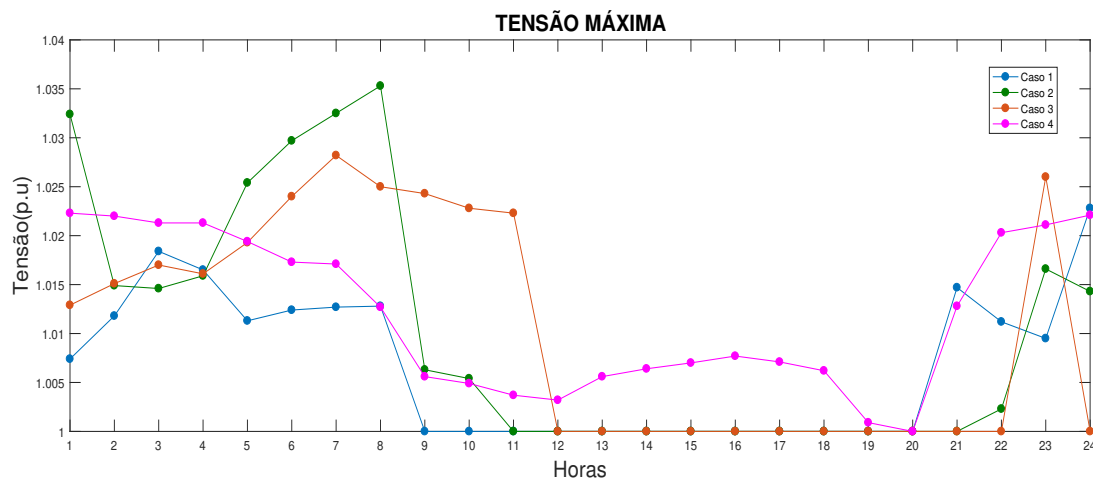
satisfeitos. Este fato pode ser observado nas Figuras 14 e 15, em que as magnitudes de tensão mínima e máxima, para todos os casos estudados, são mantidas dentro dos limites estabelecidos. A partir da Figura 14 é possível observar que quando o carregamento dos VEs é realizado de forma não controlada, o perfil de tensão mínima é impactado (Casos 2 e 3), onde esse perfil se aproxima do limite mínimo. No entanto, quando o carregamento dos VEs é otimizado, esse perfil atinge valores próximos a 0,98, e para a tensão máxima, os valores se aproximam da tensão nominal. Este fato valida a metodologia proposta como uma ferramenta que visa maximizar a integração de GD e VEs garantindo a operação segura do sistema.

Figura 14 - Tensões mínimas do sistema



Fonte: Elaboração da própria autora.

Figura 15 - Tensões máximas do sistema



Fonte: Elaboração da própria autora.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma estratégia baseada na meta-heurística GRASP-BT para estimar a máxima capacidade de GD e de penetração de VEs que podem ser conectados em um SDEE. Para representar os efeitos de VEs no problema de otimização, estes foram agrupados em diferentes populações de VEs para determinar a capacidade de cada agregador. O objetivo do problema consiste em maximizar a capacidade da GD e a penetração de VEs no SDEE, no entanto as perdas do sistema são minimizadas simultaneamente. As variáveis de decisão foram definidas como o número máximo de módulos fotovoltaicos, número máximo de aerogeradores eólicos, número máximo de VEs para cada agregador e seus respectivos cronogramas de carregamento. Para modelar o comportamento de padrões de condução e requerimentos de energia de diferentes populações de VEs, funções de probabilidade foram utilizadas para gerar possíveis cenários de carregamento.

Resultados numéricos mostram que quando a capacidade máxima de GD eólica é estimada simultaneamente com a penetração de VEs, se obtém um aumento de até 30% na capacidade da GD, comparada com o caso sem VEs. No entanto, se a capacidade para GD fotovoltaica e eólica é estimada simultaneamente, cada agregador consegue integrar a máxima população predefinida de VEs. Não obstante, quando o carregamento das populações de VEs é otimizado, a capacidade da GD (eólica e fotovoltaica) é incrementada em mais de 20%. Considerando todas as condições de teste avaliadas, o algoritmo conseguiu garantir a operação segura do sistema satisfazendo limites técnicos.

A estratégia proposta neste trabalho, que foi formulada desde um ponto de vista técnico, pode ser utilizada como uma ferramenta para auxiliar ao operador do sistema de distribuição na tomada de decisão para estimar a máxima capacidade de GD e penetração de VEs em SDEEs, aproveitando a infraestrutura existente da rede.

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento da estratégia proposta neste documento foi baseada em um ambiente determinístico para estimar a máxima capacidade de GD e penetração de VEs. Para resolver o problema formulado, uma técnica de solução usando a meta-heurística GRASP-BT foi implementada. A proposta mostrou-se eficiente para os casos de estudo analisados. Não obstante,

devido ao escopo do trabalho, algumas limitações podem ser encontradas, o que consequentemente direciona novas pesquisas, como sugestões podem ser destacadas as seguintes:

- Considerar estratégias de gerenciamento de redes ativas, tais como dispositivos para o controle de tensão e reativos;
- Considerar dentro do problema de otimização as incertezas tanto em geração renovável quanto em demanda;
- Considerar dentro do problema de otimização as incertezas nos padrões de condução dos proprietários de VEs, os quais estão relacionados aos horários de chegada e saída, energia de chegada, e energia requerida dos VEs;
- Avaliar os impactos de VEs com tecnologia V2G, uma vez que estes poderiam fornecer serviços auxiliares para o SDEE.

REFERÊNCIAS

- ABAD, M. S. S. et al. Distributionally robust distributed generation hosting capacity assessment in distribution systems. **Energies**, Basel, v.11, n. 11, p. 2981, 2018.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ALTURKI, M.; KHODAEI, A. Marginal hosting capacity calculation for electric vehicle integration in active distribution networks. In: 2018 IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION (TD), 2018, Denver. **Proceedings** [...] Denver: [s. n.], 2018. p. 1-9.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída-Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília, 2016. 34 p. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeraçã{o}+Distribuída+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8->. Acesso em: 01 Jun. 2020.
- BANOL-ARIAS, M. N. **Integração de Veículos Elétricos no Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição** 2019. 167 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho"– UNESP, Ilha Solteira, 2019.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 101–102, 1989.
- BOLLEN, M.; HÄGER, M. **Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers**. [S. l.]: **Leonardo Energy**, 2005.
- BOLLEN, M. H. J.; YANG, Y.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach. In: 13TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 2008, Wollongong. **Proceedings** [...] Wollongong: [s. n.], 2008. p. 1–8.
- DOE, U. **Evaluating electric vehicle charging impacts and customer charging behaviors —experiences from six smart grid investment grant projects**. Washington, DC: [s. n.], 2016. v. 12 Disponível em: <http://energy.gov/oe/downloads/evaluating-electric-vehicle-charging-impacts-and-customer-charging-behaviors>. Acesso em: 23 Jun. 2020.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 71, n. 2, p. 119 – 128, 2004.
- ETHERDEN, N.; BOLLEN, M. The use of battery storage for increasing the hosting capacity of the grid for renewable electricity production. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INNOVATION FOR SECURE AND EFFICIENT TRANSMISSION GRIDS, 2014, Godkänd. **Proceedings** [...] Godkänd: [s. n.], 2014.
- FEO, T. A.; RESENDE, M. G. C. A probabilistic heuristic for a computationally difficult set

- covering problem. **Operations Research Letters**, Amsterdam, v. 8, n. 2, p. 67–71, 1989.
- GLOVER, F.; LAGUNA, M. **Tabu Search**. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1997.
- GONEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**, Third Edition, Boca Raton, FL: CRC press, 2014. ISBN 9781482207002.
- GUZMAN, C. P. et al. Enhanced coordination strategy for an aggregator of distributed energy resources participating in the day-ahead reserve market. **Energies**, Basel, v. 13, n. 8, 2020.
- HU, J. et al. Electric vehicle fleet management in smart grids: A review of services, optimization and control aspects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 56, p. 1207-1226, 2016.
- IEC, I. **61851-1: Electric vehicle conductive charging system-part 1: General requirements**. Geneva, Switzerland, 2010.
- JIANG, H. et al. Distribution system renewable hosting capacity maximization with second-use electric vehicle storage using critical capacity retention calculation model. **Electronics**, Basel, v. 9, n. 4, p. 552, 2020.
- JOTHIBASU, S.; SANTOSO, S. Sensitivity analysis of photovoltaic hosting capacity of distribution circuits. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM), 2016, Boston. **Proceedings** [...] Boston: [s. n.], 2016. p. 1–5.
- KAMRUZZAMAN, M.; BENIDRIS, M. A reliability-constrained demand response-based method to increase the hosting capacity of power systems to electric vehicles. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, Lausanne, v. 121, p. 106046, 2020.
- LILLEBO, M. et al. Impact of large-scale ev integration and fast chargers in a norwegian LV grid. **The Journal of Engineering**, Oxford, v. 2019, n. 18, p. 5104–5108, 2019.
- LIU, D. et al. Probabilistic assessment of hybrid wind-pv hosting capacity in distribution systems. **Sustainability**, Basel, v. 12, n. 6, p. 2183, 2020.
- LOPES, J. A. P.; SOARES, F. J.; ALMEIDA, P. M. R. Integration of electric vehicles in the electric power system. **Proceedings of the IEEE**, Torino, v. 99, n. 1, p. 168–183, 2011.
- MELGAR-DOMINGUEZ, O. D. et al. Increasing distributed generation hosting capacity in distribution networks: A co2 emission analysis. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE (ISGT-EUROPE). The Hague, 2020. **Proceedings** [...] The Hague: [s. n.], 2020. p. 1010–1014.
- MONTOYA-BUENO, S.; MUOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A stochastic investment model for renewable generation in distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v.6, n. 4, p. 1466-1474, 2015.
- MUKHERJEE, J. C.; GUPTA, A. Distributed charge scheduling of plug-in electric vehicles using inter-aggregator collaboration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 8, n. 1, p. 331–341, 2017.

- OCHOA, L. F.; DENT, C. J.; HARRISON, G. P. Distribution network capacity assessment: Variable dg and active networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 25, n. 1, p. 87–95, 2010.
- PAUDYAL, S. et al. Optimal coordinated ev charging with reactive power support in constrained distribution grids. In: IEEE POWER ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. 2017, Chicago. **Proceedings** [...] Chicago: [s. n.] , 2017, p. 1-5.
- PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. **Energy**, Basel, v. 114, p. 1251 – 1265, 2016.
- QUIJANO, D. A. et al. Increasing distributed generation hosting capacity in distribution systems via optimal coordination of electric vehicle aggregators. **IET Generation, Transmission Distribution**, Stevenage, v. 15, n. 2, p. 359– 370, 2021.
- QUIJANO, D. A. et al. Stochastic assessment of distributed generation hosting capacity and energy efficiency in active distribution networks. **IET Generation, Transmission Distribution**, Stevenage, v. 11, n.18, p. 4617–4625, 2017.
- ROMERO, R.; LAVORATO, M. d. O. Metaheurísticas em sistemas elétricos de potência: introdução ao estudo e aplicações. In: ANAIS DO SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL-SBPO, 2012, Goiânia. **Anais** [...] Goiânia: SBA, 2012. p. 1–52.
- SABILLON-ANTUNEZ, C. et al. Volt-var control and energy storage device operation to improve the electric vehicle charging coordination in unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 8, n. 4, p. 1560–1570, 2017.
- SALIH, S. N. et al. Optimizing wind power hosting capacity of distribution systems using cost benefit analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 29, n. 3, p. 1436–1445, 2014.
- SANTOS, A. et al. **Summary of travel trends: 2009 national household travel survey**. 2011
- SANTOS, S. F. et al. New multi-stage and stochastic mathematical model for maximizing res hosting capacity—part ii: Numerical results. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 8, n. 1, p.320–330, 2017.
- SANTOS, S. F. et al. New multistage and stochastic mathematical model for maximizing res hosting capacity—part i: Problem formulation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 8, n.1, p. 304–319, 2017.
- SHAREEF, H.; ISLAM, M. M.; MOHAMED, A. A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 64, p. 403 – 420, 2016.
- SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.
- SOROUDI, A.; RABIEE, A.; KEANE, A. Distribution networks’ energy losses versus hosting capacity of wind power in the presence of demand flexibility. **Renewable Energy**, Brighton, v. 102, p. 316-325, 2017.

TIE, S. F.; TAN, C. W. A review of energy sources and energy management system in electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 20, p. 82 – 102, 2013.

(US), E. I. A.; OFFICE, G. P. **International Energy Outlook 2016, with Projections to 2040**. Government Printing Office, 2016.

WANG, S. et al. Probabilistic method for distribution network electric vehicle hosting capacity assessment based on combined cumulants and gram-charlier expansion. **Energy Procedia**, Stockholm, v. 158, p. 5067 – 5072, 2019.

WIND-TURBINE.COM. *No Title*. 2020. Disponível em: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/13-vestas-v47>. Acesso em: 30 Abr. 2020.

YAO, W. et al. A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York v. 28, n. 3, p. 2768–2778, 2013.

ZHAO, J. et al. Distribution network electric vehicle hosting capacity maximization: A chargeable region optimization model. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 32, n. 5, p. 4119–4130, 2017.

APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA E DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

A Tabela 3 apresenta os dados do sistema de 33 barras.

Tabela 3 - Dados do sistema de 33 barras

DADOS DE RAMOS					DADOS DE BARRAS		
Nº do ramo	Barra inicial	Barra final	R (Ω)	X (Ω)	Nº da barra	P (kW)	Q (kVAr)
1	1	2	0,0922	0,0470	1	0,00	0,00
2	2	3	0,4930	0,2511	2	100,00	60,00
3	3	4	0,3660	0,1864	3	90,00	40,00
4	4	5	0,3811	0,1941	4	120,00	80,00
5	5	6	0,8190	0,7070	5	60,00	30,00
6	6	7	0,1872	0,6188	6	60,00	20,00
7	7	8	0,7114	0,2351	7	200,00	100,00
8	8	9	1,0300	0,7400	8	200,00	100,00
9	9	10	1,0440	0,7400	9	60,00	20,00
10	10	11	0,1966	0,0650	10	60,00	20,00
11	11	12	0,3744	0,1238	11	45,00	30,00
12	12	13	1,4680	1,1550	12	60,00	35,00
13	13	14	0,5416	0,7129	13	60,00	35,00
14	14	15	0,5910	0,5260	14	120,00	80,00
15	15	16	0,7463	0,5450	15	60,00	10,00
16	16	17	1,2890	1,7210	16	60,00	20,00
17	17	18	0,7320	0,5740	17	60,00	20,00
18	2	19	0,1640	0,1565	18	90,00	40,00
19	19	20	1,5042	1,3554	19	90,00	40,00
20	20	21	0,4095	0,4784	20	90,00	40,00
21	21	22	0,7089	0,9373	21	90,00	40,00
22	3	23	0,4512	0,3083	22	90,00	40,00
23	23	24	0,8980	0,7091	23	90,00	50,00
24	24	25	0,8960	0,7011	24	420,00	200,00
25	6	26	0,2030	0,1034	25	420,00	200,00
26	26	27	0,2842	0,1447	26	60,00	25,00
27	27	28	1,0590	0,9337	27	60,00	25,00
28	28	29	0,8042	0,7006	28	60,00	20,00
29	29	30	0,5075	0,2585	29	120,00	70,00
30	30	31	0,9744	0,9630	30	200,00	600,00
31	31	32	0,3105	0,3619	31	150,00	70,00
32	32	33	0,3410	0,5302	32	210,00	100,00
					33	60,00	40,00

Fonte: BARAN e WU (1989)

As Tabela 4-9 apresenta os dados horários das potência máxima, energia de entrada, energia de saída, energia máxima de cada população de VEs estudados neste trabalho.

Tabela 4 - Potência máxima horária das populações de VEs

Hora	Potencia Maxima (kW)															
	População de Veículos Elétricos															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	396	792	1180	1572	1776	1976	2164	2360	2548	2756	2964	3160	3336	3540	3752	3896
2	392	788	1168	1576	1776	1980	2160	2356	2564	2760	2940	3152	3328	3552	3768	3888
3	392	780	1148	1560	1764	1960	2132	2316	2544	2728	2912	3120	3264	3500	3728	3852
4	380	768	1120	1508	1736	1924	2072	2260	2496	2640	2844	3048	3208	3400	3656	3784
5	368	716	1072	1420	1684	1836	1960	2144	2372	2532	2716	2948	3044	3300	3448	3640
6	340	636	964	1312	1556	1656	1844	1920	2192	2336	2552	2752	2840	3072	3176	3376
7	312	560	880	1236	1364	1456	1712	1732	2008	2060	2304	2460	2568	2816	2844	3032
8	260	500	768	1068	1188	1236	1472	1472	1716	1748	1944	2128	2216	2400	2416	2652
9	208	416	624	892	956	1048	1176	1260	1396	1464	1600	1752	1788	1928	1996	2148
10	140	308	472	688	716	800	936	1012	1108	1092	1264	1364	1384	1476	1560	1640
11	112	220	364	532	552	596	712	720	824	868	1000	1012	1108	1116	1108	1228
12	104	152	280	408	428	488	536	580	600	712	772	792	844	848	820	1012
13	96	156	236	320	328	400	456	524	476	600	736	712	720	760	768	868
14	108	176	232	320	360	388	568	540	492	660	772	732	796	892	804	1040
15	128	228	288	412	448	516	684	684	688	764	936	920	1028	1068	1088	1280
16	160	292	412	556	628	720	896	924	984	1028	1216	1228	1352	1328	1444	1656
17	208	372	544	728	820	936	1084	1188	1288	1316	1492	1580	1708	1736	1812	2020
18	260	476	728	968	1032	1168	1336	1512	1584	1680	1864	1916	2088	2136	2260	2452
19	296	572	876	1132	1232	1404	1608	1760	1860	2008	2156	2268	2464	2588	2680	2872
20	332	680	976	1256	1424	1616	1792	1936	2092	2280	2432	2572	2796	2836	3028	3244
21	348	736	1044	1408	1560	1752	1936	2092	2268	2480	2636	2796	3044	3108	3328	3528
22	372	780	1124	1500	1660	1868	2052	2216	2420	2608	2824	2968	3148	3320	3548	3696
23	388	784	1168	1556	1740	1956	2132	2324	2512	2680	2916	3076	3300	3460	3676	3836
24	396	792	1180	1572	1784	1976	2160	2360	2544	2752	2968	3152	3328	3540	3748	3916

Fonte: Dados da pesquisa

Tabela 5 - Energia de entrada das populações de VEs

(continua)

Hora	Energia de entrada das populações de VEs (continua)										
	População de Veículos Elétricos										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	19,25294	8,060781	19,40254	0	20,78758	41,23416	0	42,14302	29,35825	6,938372
2	0	0	0	7,226351	0	59,98126	20,20207	66,59128	53,08512	34,9159	0
3	0	0	0	0	5,707839	19,90322	21,6696	0	0	22,21277	26,62301
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22,04802
5	0	0	0	0	0	0	0	21,31755	0	0	0
6	0	0	0	22,96678	0	0	0	0	0	0	0
7	14,23172	0	17,23929	0	0	0	15,16993	21,63564	20,20013	0	18,55258
8	0	0	22,48868	7,049182	0	0	13,91243	13,47574	12,2004	0	14,2063
9	0	0	0	30,60455	0	19,6846	0	77,46037	37,42279	159,5024	38,09352
10	0	0	11,42625	11,60505	40,48005	53,26386	39,56553	118,0613	44,75229	27,02075	55,22602
11	23,48033	81,39061	91,87779	0	143,9236	87,28688	178,8704	97,55153	60,28642	153,5515	199,2697
12	39,53404	85,61374	96,83714	112,7509	187,8016	260,7147	220,0221	353,102	205,4983	311,1878	309,0049
13	141,7218	246,8472	161,0075	257,3645	196,2951	273,1685	359,5155	360,192	246,8781	382,035	554,9664
14	156,8515	185,3965	192,6257	441,5426	365,1405	351,0563	814,7772	588,2385	567,0143	606,2744	926,2872
15	152,0908	245,5522	412,1471	512,9308	512,9432	697,1948	722,2642	853,8092	1055,546	918,238	1026,762
16	164,1092	269,9428	468,4783	612,229	774,5878	1017,152	925,0265	930,7833	1284,812	1246,242	1182,134
17	218,8784	331,4412	597,7705	722,5628	761,2603	883,8507	838,405	1032,042	1269,458	1148,033	1263,445
18	252,017	503,4023	784,0281	1016,326	815,3893	857,3855	1029,255	1273,641	1185,765	1489,227	1564,982
19	135,8789	466,5788	590,3602	638,9002	830,9509	910,2626	1086,994	1025,396	1148,076	1343,23	1093,573
20	163,3151	406,6374	417,1652	466,8883	756,2743	905,9651	704,281	579,5522	876,9128	930,3641	990,0743
21	56,51028	192,768	203,1413	579,4116	556,6187	482,9416	450,4121	598,7878	741,6981	837,1287	724,9717
22	69,0701	132,2298	321,3528	342,7011	384,4784	443,3165	512,6895	445,2815	615,2466	495,8792	732,2026
23	17,12366	0	167,7765	175,4758	341,5346	367,5395	319,2286	398,2651	334,1709	301,707	306,8786
24	18,91844	37,80581	37,40355	48,00103	141,671	98,31519	144,0123	110,0142	165,1479	297,9391	256,9954

Tabela 6 - Energia de entrada das populações de VEs

(conclusão)

Energia de entrada das populações de VEs					
Hora	População de Veículos Elétricos				
	12	13	14	15	16
1	77,53189	36,1789	42,13553	42,66053	23,2059
2	41,11068	18,19847	111,1959	85,26099	94,45678
3	17,5805	7,733541	17,21506	0	72,99112
4	0	0	22,25465	0	16,33263
5	0	13,8676	0	0	17,70694
6	0	0	0	21,17928	0
7	13,23878	13,48999	0	22,17585	0
8	58,83713	8,362942	0,852476	42,07608	10,08333
9	46,72647	48,32556	59,49889	60,9193	53,10584
10	67,72718	92,79883	83,49122	85,06251	119,7166
11	152,2008	122,6941	121,2557	216,0189	276,8914
12	228,9141	442,156	447,5692	308,5525	551,5383
13	546,6311	597,8855	643,0658	804,4236	677,682
14	896,2282	1058,48	1216,891	880,9306	1395,91
15	1144,389	1355,961	1256,914	1354,742	1153,044
16	1209,577	1389,758	1294,875	1733,991	1649,912
17	1328,002	1405,882	1768,754	1519,962	1345,371
18	1327,102	1372,021	1569,486	1717,088	1732,239
19	1378,756	1517,375	1769,356	1588,402	1665,091
20	1200,322	1364,909	939,777	1330,092	1452,77
21	961,8833	853,697	987,333	1102,576	1112,39
22	649,2357	384,5962	738,9967	859,1461	712,3622
23	420,9824	617,8196	511,6649	529,6105	510,0708
24	319,2291	177,2142	332,3361	332,393	319,2285

Fonte: Dados da pesquisa

Tabela 7 - Energia de saída das populações de VEs

Energia de saída das populações de VEs																
Hora	População de Veículos Elétricos															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	24	24	72	24	24	48	48	144	48	48	168	120	120	72	24	168
2	0	48	120	96	120	144	192	264	144	240	216	216	408	336	240	312
3	72	72	168	312	168	216	384	336	288	528	432	432	336	624	432	432
4	72	312	288	528	312	528	672	720	744	648	768	600	1032	600	1248	888
5	168	480	648	672	768	1080	696	1344	1104	1176	984	1176	1224	1368	1656	1584
6	192	456	528	456	1152	1200	816	1152	1128	1656	1512	1776	1656	1536	2016	2064
7	312	360	696	1032	1056	1320	1464	1584	1776	1872	2184	2064	2136	2544	2664	2304
8	312	504	864	1104	1392	1152	1776	1368	1968	1920	2136	2328	2640	2904	2592	3120
9	408	648	960	1296	1488	1584	1488	1656	1800	2328	2136	2448	2568	2856	2784	3240
10	192	624	768	936	1200	1344	1632	1872	1872	1608	1944	2472	1848	2376	3048	2928
11	144	504	648	960	1080	1008	1344	1440	1704	1464	1848	1704	2232	2280	2160	2208
12	216	312	528	912	888	1032	1008	936	1152	1224	1200	1368	1656	1584	1488	1968
13	144	192	312	624	504	624	600	864	840	600	1128	1272	1200	960	1152	1080
14	96	96	336	288	288	408	480	480	384	744	576	648	552	768	504	624
15	24	48	120	96	168	144	240	48	312	336	312	240	312	408	360	408
16	24	24	24	144	72	120	144	96	144	168	264	96	192	120	144	288
17	0	24	24	48	24	0	72	48	48	144	96	72	48	72	96	96
18	0	24	72	24	48	0	24	0	48	48	0	48	72	0	48	48
19	0	0	0	24	0	0	0	48	0	0	0	24	24	24	48	0
20	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	24	0	0	0	24
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0	24	0	0
22	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	24	48	0	0	0
23	0	24	0	0	0	24	48	0	72	0	48	24	120	24	48	72
24	0	24	24	24	48	24	24	0	24	24	48	48	0	72	48	144

Fonte: Dados da pesquisa

Tabela 8 - Energia máxima permitida das populações de VEs

(continua)

Energia máxima permitida das populações de VEs												
Hora	População de Veículos Elétricos											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2376	4752	7080	9432	10656	11856	12984	14160	15288	16536	17784	18960
2	2352	4728	7008	9456	10656	11880	12960	14136	15384	16560	17640	18912
3	2352	4680	6888	9360	10584	11760	12792	13896	15264	16368	17472	18720
4	2280	4608	6720	9048	10416	11544	12432	13560	14976	15840	17064	18288
5	2208	4296	6432	8520	10104	11016	11760	12864	14232	15192	16296	17688
6	2040	3816	5784	7872	9336	9936	11064	11520	13152	14016	15312	16512
7	1872	3360	5280	7416	8184	8736	10272	10392	12048	12360	13824	14760
8	1560	3000	4608	6408	7128	7416	8832	8832	10296	10488	11664	12768
9	1248	2496	3744	5352	5736	6288	7056	7560	8376	8784	9600	10512
10	840	1848	2832	4128	4296	4800	5616	6072	6648	6552	7584	8184
11	672	1320	2184	3192	3312	3576	4272	4320	4944	5208	6000	6072
12	624	912	1680	2448	2568	2928	3216	3480	3600	4272	4632	4752
13	576	936	1416	1920	1968	2400	2736	3144	2856	3600	4416	4272
14	648	1056	1392	1920	2160	2328	3408	3240	2952	3960	4632	4392
15	768	1368	1728	2472	2688	3096	4104	4104	4128	4584	5616	5520
16	960	1752	2472	3336	3768	4320	5376	5544	5904	6168	7296	7368
17	1248	2232	3264	4368	4920	5616	6504	7128	7728	7896	8952	9480
18	1560	2856	4368	5808	6192	7008	8016	9072	9504	10080	11184	11496
19	1776	3432	5256	6792	7392	8424	9648	10560	11160	12048	12936	13608
20	1992	4080	5856	7536	8544	9696	10752	11616	12552	13680	14592	15432
21	2088	4416	6264	8448	9360	10512	11616	12552	13608	14880	15816	16776
22	2232	4680	6744	9000	9960	11208	12312	13296	14520	15648	16944	17808
23	2328	4704	7008	9336	10440	11736	12792	13944	15072	16080	17496	18456
24	2376	4752	7080	9432	10704	11856	12960	14160	15264	16512	17808	18912

Tabela 9 - Energia máxima permitida das populações de VEs

(conclusão)

Energia máxima permitida das populações de VEs				
Hora	População de Veículos Elétricos			
	13	14	15	16
1	20016	21240	22512	23376
2	19968	21312	22608	23328
3	19584	21000	22368	23112
4	19248	20400	21936	22704
5	18264	19800	20688	21840
6	17040	18432	19056	20256
7	15408	16896	17064	18192
8	13296	14400	14496	15912
9	10728	11568	11976	12888
10	8304	8856	9360	9840
11	6648	6696	6648	7368
12	5064	5088	4920	6072
13	4320	4560	4608	5208
14	4776	5352	4824	6240
15	6168	6408	6528	7680
16	8112	7968	8664	9936
17	10248	10416	10872	12120
18	12528	12816	13560	14712
19	14784	15528	16080	17232
20	16776	17016	18168	19464
21	18264	18648	19968	21168
22	18888	19920	21288	22176
23	19800	20760	22056	23016
24	19968	21240	22488	23496

Fonte: Dados da pesquisa