



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO
DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

CINDY PAOLA GUZMÁN LASCANO

**INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E FONTES RENOVÁVEIS DE
ENERGIA NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DE UM
AGENTE AGREGADOR**

Ilha Solteira

2021

CINDY PAOLA GUZMÁN LASCANO

**INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E FONTES RENOVÁVEIS DE
ENERGIA NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DE UM
AGENTE AGREGADOR**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
do *Câmpus* de Ilha Solteira da UNESP, como
parte dos requisitos para a obtenção do título
de Doutora em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Rubén Romero Lazaro

Orientador

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero

Coorientador

Ilha Solteira

2021



FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

G993i Guzman Lascano, Cindy Paola.
Integração de veículos elétricos e fontes renováveis de energia no sistema elétrico de distribuição através de um agente agregador / Cindy Paola Guzman Lascano. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
102 f. : il.

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

Orientador: Rubén Romero Lazaro

Coorientador: John Fredy Franco Baquero

Inclui bibliografia

1. Agregador. 2. Índice de energia sustentável. 3. Mercado de reservas. 4. Otimização. 5. Recursos energéticos distribuídos. 6. Veículos elétricos.

Rafane da Silva Santos
Rafane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Serviço Técnico de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB3 - 999



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Integração de veículos elétricos e fontes renováveis de energia no sistema elétrico de distribuição através de um agente agregador

AUTORA: CINDY PAOLA GUZMAN LASCANO

ORIENTADOR: RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

COORIENTADOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

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

Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Campus Experimental de Rosana - UNESP

Dr. LEONARDO HENRIQUE FARIA MACEDO POSSAGNOLO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Dr. OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Dr. CARLOS FRANCISCO SABILLON ANTUNEZ (Participação Virtual)
Universidad Loyola Andalucía - Espanha

Dr. JUAN CAMILO LOPEZ AMEZQUITA (Participação Virtual)
Departamento de Sistemas de Energia / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Ilha Solteira, 19 de julho de 2021

A Monica, Kelly, Eduardos, Sophia y Crisabel.

AGRADECIMENTOS

À Deus por me permitir percorrer um caminho de alegria, erros e aprendizados.

À minha mãe, Monica, por sempre me motivar à procura e luta pelos meus sonhos.

Aos meus irmãos, Kelly, Eduardo e Monica Sophia, por seu amor e seu respeito, e por terem me apoiado quando eu decidi deixar o meu lar.

Ao meu pai, Eduardo, por ter me apoiado nos meus primeiros anos como estudante, ao aceitar-me como sua filha.

Ao meu coorientador John Fredy, por quem tenho grande admiração, pela ajuda. Sem sua valiosa e excelente orientação não tivesse sido possível concluir.

Ao professor Rubén pela oportunidade ao me aceitar como orientanda no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e pelo apoio recebido sempre que eu precisei.

A Nataly pela ajuda, colaboração e parceria, sem seu apoio, tivesse sido mais difícil.

Aos membros da banca pelas valiosas sugestões para ao aprimoramento do trabalho.

Ao professor Marcos Rider pela colaboração nos trabalhos desenvolvidos em parceria.

À Instituição universitária ITSA, pela oportunidade de me tornar professora universitária e pesquisadora, por que ali encontrei a motivação pelo caminho da pesquisa.

Aos professores Joao Soares e Zita Vale do GECAD – Instituto Superior de Engenharia do Porto em Portugal pela valiosa colaboração e parceria.

Aos meus queridos amigos na Colômbia, Emerson, Gilberto, Cindy, Mary e Jennifer pelas palavras de motivação à distância quando mais precisei.

Aos meus colegas do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica pela colaboração, ajuda, amizade e pelos momentos tão divertidos e que fizeram minha estadia mais grata.

Um especial agradecimento a Paula, Enielma, Danny, Ozy, Tayenne, Dona Inês, Hugo, Joao, e Cleberton porque durante esta pandemia tem sido de grande apoio.

Aos meus amigos aqui no Brasil, Lazaro, Carol, Esaú e Gabriel por ter me acolhido inclusive como família, todos estes anos longe da minha família foram mais leves graças a vocês.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoa de Nível Superior- Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro - Código de Financiamento 001, e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processos 2018/08008-4, 2017/02831-8 e 2018/23617-7

*‘Tuyos son, Señor, la grandeza y el poder,
la gloria, la victoria y la majestad. Tuyo es todo
cuanto hay en el cielo y en la tierra. Tuyo también es
el reino, y tú estás por encima de todo’*

(1 Crónicas 29:11)

RESUMO

A operação integrada dos recursos de energia distribuídos (REDs) como veículos elétricos (VEs) e as unidades de geração distribuída (GD) renovável no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) traz vantagens para o sistema e a comunidade devido a benefícios econômicos e ambientais. Porém, a operação desses REDs precisa ser gerenciada para mitigar os impactos negativos no SDEE. Um agente agregador pode controlar a carga dos VEs e a energia gerada pelas unidades de GD, incentivar o uso da energia renovável para a carga dos VEs e/ou oferecer serviços de reserva ao operador do sistema de transmissão (OST). Esta Tese apresenta o desenvolvimento de duas estratégias de agregação para a integração dos REDs dentro do SDEE. A primeira, na qual o agregador efetua a coordenação de carga dos VEs garantindo o requerimento energético para o transporte e utilizando o estado de energia das baterias dos VEs dentro do cronograma de carga para programar serviços de reserva *up* e *down* oferecidos ao OST no mercado energético de reservas *day-ahead* enquanto mantém a operação ótima do SDEE. Na segunda estratégia, o agregador gerencia a carga dos VEs num entorno de edifícios inteligentes integrados com geradores fotovoltaicos (EIPVs) para incentivar o uso da energia das unidades fotovoltaicas (PV) como fonte principal para carregar as baterias; também, o agregador possibilita aos proprietários dos VEs conhecer informação relacionada com a origem da energia consumida. Por outro lado, o agregador obtém lucro associado ao oferecimento de serviços de reserva, pela energia gerada das unidades de GD e pelo incentivo no carregamento das baterias dos VEs com energia renovável. Os casos de estudos avaliados num sistema de distribuição de 34 barras considerando o agregador como gerenciador de VEs e unidades de GD renovável ilustram a aplicabilidade das estratégias de agregação propostas, já que nas duas estratégias o agregador consegue obter benefícios econômicos pelos serviços de reserva oferecidos, pela venda de energia renovável, pelo controle de carga dos VEs e pelo incentivo de carga para mobilidade elétrica com energia renovável. Por outro lado, a primeira proposta de agregação mantém a ótima operação do SDEE enquanto a segunda permite a interação entre vários EIPVs e os proprietários dos VEs possibilitando que tanto os usuários da mobilidade elétrica como dos edifícios obtenham informação relacionada com a porcentagem de energia sustentável que consumiram.

Palavras-chave: Agregador. Índice de energia sustentável. Mercado de reservas. Otimização. Recursos energéticos distribuídos. Sistema de distribuição de energia. Veículos elétricos.

ABSTRACT

The integrated operation of distributed energy resources (DERs) such as electric vehicles (EVs) and renewable distributed generation (DG) units in the electrical distribution system (EDS) brings advantages to the system and the community due to economic and environmental benefits. Nevertheless, the operation of these DERs needs to be managed to mitigate the negative impacts on the EDS. An aggregator agent can control the EV charging and energy generated by the DG units, encourage the usage of renewable energy for the EV charging, and/or offer reserve services to the transmission system operator (TSO). This Thesis consists of the development of two aggregation strategies for the integration of DERs within the EDS. In the first strategy, the aggregator performs the EV charging coordination, guaranteeing the energy requirement for transportation; furthermore, the aggregator uses the energy status of EV batteries within the EV charging coordination to schedule up and down reserve services offered to TSO in the day-ahead energy reserve market while maintaining the optimal operation of the EDS. In the second strategy, the aggregator manages the EV charging in a smart buildings environment integrated with photovoltaic units (BIPVs) to encourage the use of energy from the PV units as the main source for the EV charging. Moreover, the aggregator in this proposal allows EV owners to know the information associated with the origin of the energy consumed. On the other hand, the aggregator makes a profit associated with the provision of reserve services, the energy generated by the DG units, and for encouraging the EV charging with renewable energy. The case studies considered in a 34-bus distribution system considering the aggregator as a manager of the EVs and renewable DG units illustrate the applicability of the proposed aggregation strategies, since in both strategies the aggregator is able to obtain economic benefits from the reserve services offered, for the sale of renewable energy, for the EV charging control, and for incentive the charging of the electric mobility with green energy. On the other hand, the first proposal of aggregation maintains the optimal operation of the EDS while the second allows the interaction between several BIPVs and the owners of the EVs, enabling both the users of electric mobility and buildings to obtain information about the percentage of green energy that was used by them.

Keywords: Aggregator. Day-ahead reserve market. Electrical distribution system. Electric vehicles. Green energy index. Optimization. Renewable distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução dos VEs durante os anos 2010-2020.....	22
Figura 2 – Estratégia do agregador como gerenciados dos REDs dentro do sistema de energia elétrica.	43
Figura 3 – Estratégia do agregador proposta para integração dos EIPVs e os VEs	55
Figura 4 – Representação do balanço de potência.....	59
Figura 5 – Topologia da rede média tensão.....	65
Figura 6 – Topologia da rede de baixa tensão.....	65
Figura 7 – Comportamento de carga e programação de reservas do VE #4, controle durante um dia de semana	68
Figura 8 – SOC dos primeiros 14 VEs controlados pelo agregador durante um dia de semana	68
Figura 9 – Comportamento de carga e programação de reservas do VE #4, controle durante um dia de semana	69
Figura 10 – SOC dos primeiros 14 VEs controlados pelo agregador durante um dia de final de semana	69
Figura 11 – Comportamento de carga e programação de reservas do VE #4, controle durante um dia de fim de semana e $\pi d = 0,15$	71
Figura 12 – Perfil de tensão mínima no SDEE sem o controle do agregador.....	72
Figura 13 – Perfis de tensão mínima no SDEE para os Casos I, II e IV com o controle do agregador	72
Figura 14 – Perfil de tensão mínima no SDEE para o Caso III com o controle do agregador.....	72
Figura 15 – Topologia do sistema de distribuição com VEs e EIPVs conectados.....	74
Figura 16 – Fator de geração fotovoltaica para cada cenário.....	75
Figura 17 – Preço da energia da subestação e preço da energia das unidades fotovoltaicas ..	76
Figura 18 – Compartilhamento de energia nos EIPVs e VEs sem o gerenciamento do agregador (Cenário I).....	78
Figura 19 – Compartilhamento de energia nos EIPVs e VEs sem o gerenciamento do agregador (Cenário I).....	78
Figura 20 – Compartilhamento de potência nos EIPVs e VEs sem o gerenciamento do agregador (Cenário I).....	79
Figura 21 – Compartilhamento de potência nos EIPVs e VEs sob o controle do agregador (Cenário IV).....	80
Figura 22 – Índice de consumo de energia sustentável para um único VE#12 (Cenário I)	81
Figura 23 – Comportamento de carga do VE#12 (Cenário I)	81
Figura 24 – Desempenho da proporção de energia sustentável em cada cenário de geração fotovoltaica.....	82
Figura 25 – Compartilhamento de potência nos EIPVs e VEs sob o controle do agregador e sem os quadrados na função objetivo (Cenário I)	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Caracterização da literatura para o agregador como intermediário	42
Tabela 2 – Controle de carga dos VEs e programação de reservas realizada pelo agregador para cada caso	67
Tabela 3 – Lucros do agregador para cada caso considerado (USD\$)	73
Tabela 4 – Informações dos VEs	75
Tabela 5 – Comparação de custo diário (USD\$)	84
Tabela 6 – Comparação de custo diário para um único edifício (USD\$)	85
Tabela 7 – Cargas elétricas convencionais da rede IEEE 34 barras	98
Tabela 8 – Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte I)	99
Tabela 9 – Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte II)	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BT	Baixa tensão
CCVE	Coordenação de carga dos veículos elétricos
EIPV	Edifícios integrados com unidades PV
GD	Geração distribuída
GEE	Gases de efeito estufa
IES	Índice de energia sustentável
LEED	Leadership in Energy and Environmental Design
MT	Média tensão
OSD	Operador do sistema de distribuição
OST	Operador do sistema de transmissão
PV	Tecnologia fotovoltaica
PL	Programação linear
PNL	Programação não linear
RED	Recursos de energia distribuídos
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
SOC	<i>State-of-charge</i>
VE	Veículo elétrico
V2G	Tecnologia <i>Vehicle-to-Grid</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Para facilitar o acompanhamento do documento, os principais símbolos são listados a seguir.

Conjuntos e índices:

F	Conjunto de fases {A, B, C}
L	Conjunto de circuitos
N	Conjunto de nós
V	Conjunto de veículos
n, m	Índices dos nós
f	Índice das fases
t	Índice do tempo
v	Índice dos veículos
s	Índice dos cenários de geração fotovoltaica

Parâmetros

$B_{mn,f}$	Susceptância shunt do circuito mn na fase f
E_v^{SOC}	Estado inicial de carga do VE v
\bar{E}_v^{VE}	Limite máximo de energia do VE v
\underline{E}_v^{VE}	Limite mínimo de energia do VE v
E_v^{Trip}	Energia para transporte requerida pelo VE v
f_t^{pv}	Fator de disponibilidade de potência do PV no intervalo de tempo t
\bar{I}_{mn}	Límite de corrente do circuito mn
\bar{P}_v^{CH}	Potência nominal do carregador do VE v
$P_{n,f,t}^D$	Demanda de potência ativa no nó n na fase f no intervalo de tempo t
pf_n	Fator de potência da operação da unidade GD no nó n
\bar{P}_n^{GD}	Capacidade de potência ativa da unidade GD no nó n
P_n^L	Demanda de energia ativa das cargas dos edifícios no nó n
\bar{P}_n^{pv}	Capacidade de potência ativa do PV no nó n
$P_{n,t,c}^{PV}$	Potência ativa injetada pela unidade fotovoltaica no nó n , tempo t e cenário c .
$Q_{n,f,t}^D$	Demanda de potência reativa no nó n na a fase f no intervalo de tempo t

\overline{Q}_n^{GD}	Capacidades superior/inferior de potência reativa da unidade GD no nó n
$/Q_n^{GD}$	
\overline{Q}_n^{pv}	Capacidade máxima de potência reativa do PV no nó n
\underline{Q}_n^{pv}	Capacidade mínima de potência reativa do PV no nó n
$R_{mn,f,h}$	Resistência do circuito mn entre as fases f e h
$\overline{V}/\underline{V}$	Limites superior/inferior de tensão
$V_{n,f,t}^{re*}$	Parte real da tensão estimada no nó n na fase f no intervalo de tempo t
$V_{n,f,t}^{im*}$	Parte imaginária da tensão estimada no nó n na fase f no intervalo de tempo t
$X_{mn,f,h}$	Reatância do circuito mn entre as fases f e h
π_d	Porcentagem esperada de implantação das reservas up e $down$
ϕ^{pv}	Fator de potência mínimo para a operação do PV
α_t^{gd}	Preço da energia gerada pelas unidades de GD despacháveis
α_t^{up}	Preço da reserva up programada pelo agregador
α_t^{Dn}	Preço da reserva $down$ programada pelo agregador
α_t^{pv}	Preço da energia gerada pelos PVs
α_t^{SE}	Preço da energia da subestação
α_t^{cfix}	Preço pelo controle de carga dos VEs
γ_t^{cp}	Custo da energia para carga dos VEs
$s_{v,t}$	Parâmetro binário correspondente aos períodos nos quais o VE v está em viagem, 1 quando o VE v está em viagem e 0 em caso contrário
$\zeta_{v,t}$	Parâmetro binário correspondente à disponibilidade de carga do VE v , 1 quando o VE v está disponível para carregar a bateria e 0 em caso contrário
Δ_t	Duração do intervalo de tempo t
$\overline{\delta}_{mn}$	Blocos de discretização para a corrente do circuito mn
$\sigma_{mm,\lambda}$	Declividade do bloco λ da linearização por partes para a corrente do circuito mn
$\overline{\lambda}$	Limite superior dos blocos da linearização por partes do quadrado da corrente
θ	Vetor de referência do ângulo de fase
θ_1	Máximo desvio negativo dos ângulos da fase
θ_2	Máximo desvio positivo dos ângulos da fase

ξ_t Fator de demanda das cargas dos prédios no período de tempo t

π_c Probabilidade do cenário c da geração das unidades PV

Variáveis

C_c^{VE} Custos diários que os proprietários dos VEs devem pagar ao OSD

C_s^L Custos diários que os proprietários dos edifícios devem pagar ao OSD

$E_{v,t}^{VE}$ Energia do VE v em cada intervalo de tempo t

$E_{v,t}^{VERdn}$ Energia *down* oferecida pelo VE v no intervalo de tempo

$E_{v,t}^{VERup}$ Energia *up* oferecida pelo VE v no intervalo de tempo t

$I_{n,f,t}^{Dre}$ Parte real da corrente requerida por uma carga no nó n na fase f no intervalo de tempo t

$I_{n,f,t}^{Dim}$ Parte imaginária da corrente requerida por uma carga convencional no nó n na fase f no intervalo de tempo t

$I_{n,f,t}^{GDre}$ Parte real da corrente fornecida pelas unidades de GD no nó n na fase f no intervalo de tempo t

$I_{n,f,t}^{GDim}$ Parte imaginária da corrente fornecida pelas unidades de GD no nó n na fase f no intervalo de tempo t

$I_{mn,f,t}^{im}$ Parte imaginária da corrente no circuito mn na fase f no intervalo de tempo t

$I_{mn,f,t}^{re+}$ Componente positiva da parte real da corrente no circuito mn na fase f no intervalo de tempo t

$I_{mn,f,t}^{re-}$ Componente negativa da parte real da corrente no circuito mn na fase f no intervalo de tempo t

$I_{mn,f,t}^{im+}$ Componente positiva da parte imaginária da corrente no circuito mn na fase f no intervalo de tempo t

$I_{mn,f,t}^{im-}$ Componente negativa da parte imaginária da corrente no circuito mn na fase f no intervalo de tempo t

$I_{mn,f,t}^{sqr}$ Quadrado da corrente no circuito mn para a fase f no intervalo de tempo t

$I_{n,f,t}^{SEre}$ Parte real da corrente fornecida pela subestação no nó n na fase f no intervalo de tempo t

$I_{n,f,t}^{SEim}$ Parte imaginária da corrente fornecida pela subestação no nó n na fase f no intervalo de tempo t

$I_{mn,f,t}^{re}$ Parte real da corrente no circuito mn na fase f no intervalo de tempo t

$I_{v,t}^{Vere}$ Parte real da corrente requerida pelo VE v no intervalo de tempo t

$I_{v,t}^{VEim}$	Parte imaginária da corrente requerida pelo VE v no intervalo de tempo t
$I_{n,f,t}^{PVre}$	Parte real da corrente fornecida pelas unidades PV no nó n na fase f no intervalo de tempo t
$I_{n,f,t}^{PVim}$	Parte imaginária da corrente fornecida pelas unidades PV no nó n na fase f no intervalo de tempo t
$P_{n,t}^{GD}$	Potência ativa produzida pelas unidades de GD no nó n no intervalo de tempo t
$P_{t,c}^{ex}$	Variável positiva para a potência importada da rede principal no tempo t e no cenário c
$P_{t,c}^{im}$	Variável positiva para a potência exportada no tempo t e no cenário c
$P_{n,t}^{pv}$	Potência ativa injetada pelas unidades PV no nó n no intervalo de tempo t
P_t^{RUp}	Potência <i>up</i> oferecida pelo agregador no mercado de reservas no dia seguinte
P_t^{RDn}	Potência <i>down</i> oferecida pelo agregador no mercado de reservas no dia seguinte
$P_{v,t}^{VE}$	Consumo de energia ativa do VE v no intervalo de tempo t
\mathcal{R}_c^{VE}	Custos diários que os proprietários dos VEs devem pagar ao agregador
\mathcal{R}_c^L	Custos diários que os proprietários dos edifícios devem pagar ao agregador
$Q_{n,t}^{GD}$	Potência reativa produzida pelas unidades de GD no nó n no intervalo de tempo t
$Q_{n,t}^{pv}$	Potência reativa injetada pelas unidades PV no nó n no intervalo de tempo t
$V_{n,f,t}^{re}$	Parte real da tensão no nó n na fase f no intervalo de tempo t
$V_{n,f,t}^{im}$	Parte imaginária da tensão no nó n na fase f no intervalo de tempo t
$\delta_{t,c}^{IES}$	Proporção de energia sustentável para o período de tempo t e para o cenário c
φ_c^{IES}	Proporção de energia sustentável utilizada no sistema para todos os períodos de tempo e cada cenário
$\mu_{v,c}^{IES}$	Proporção de energia sustentável de um único VE para todos os períodos de tempo e um cenário específico c
$\delta_{mn,f,t,\lambda}^{sqr}$	Valor do bloco λ da linearização por partes da corrente do circuito mn na fase f no intervalo de tempo t

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	25
1.1.1	Objetivos	25
1.1.2	Contribuições	26
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	27
2	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SUA INTEGRAÇÃO NO SDEE	28
2.1	MOBILIDADE ELÉTRICA E PRINCIPAIS CONCEITOS RELACIONADOS	28
2.1.1	O veículo elétrico e a sua evolução	28
2.1.2	Classificação dos veículos elétricos	30
2.1.3	Baterias para VEs	30
2.1.4	Tipos de estratégias de carga	31
2.2	O PROBLEMA DA COORDENAÇÃO DE CARGA DOS VEs (CCVE)	32
2.3	INTEGRAÇÃO DOS VES E UNIDADES DE GD RENOVÁVEIS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	34
2.4	EDIFÍCIOS INTELIGENTES E SUA INTERAÇÃO COM OS VEÍCULOS ELÉTRICOS	36
2.5	O PERFIL DO AGREGADOR	37
2.5.1	Interação do agregador com o operador do sistema de distribuição	38
2.5.2	Interação do agregador com o operador do sistema de transmissão	40
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	41
3	UMA PROPOSTA DETERMINÍSTICA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE	43
3.1	CONSIDERAÇÕES PARA O MODELO MATEMÁTICO DO PROBLEMA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE	43
3.2	MODELO MATEMÁTICO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE	45
3.2.1	Função objetivo	45

3.2.2	Restrições	47
3.2.2.1	<i>Restrições fundamentais relacionadas com a operação do OSD</i>	47
3.2.2.2	<i>Restrições associadas com o controle de carga e a provisão de serviços de reserva</i>	48
3.2.2.3	<i>Restrições associadas com a operação das unidades de GD</i>	50
3.2.3	Transformação do modelo original em um modelo de PL	51
3.2.3.1	<i>Linearização das correntes das cargas</i>	51
3.2.3.2	<i>Linearização dos limites da magnitude de tensão</i>	51
3.2.3.3	<i>Linearização dos limites da magnitude da corrente</i>	52
3.2.3.4	<i>Linearização dos limites operacionais dos REDs</i>	53
3.3	CONSIDERAÇÕES SOBRE O MODELO PROPOSTO	54
4	O AGREGADOR COMO GERENCIADOR DO CARREGAMENTO DOS VES DO LUGAR DE TRABALHO INCENTIVANDO O USO DE ENERGIA RENOVÁVEL	55
4.1	CONSIDERAÇÕES PARA O MODELO MATEMÁTICO DA PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VES INTEGRADOS AOS EIPVs	56
4.2	MODELO MATEMÁTICO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VES INTEGRADOS AOS EIPVs	57
4.2.1	Função objetivo	57
4.2.2	Restrições	58
4.2.2.1	<i>Restrições fundamentais relacionadas com a operação dos EIPVs</i>	58
4.2.2.2	<i>Restrições relacionadas com a operação dos VEs</i>	59
4.2.3	Estágio de pós-processamento após a estratégia de agregação proposta	60
4.3	CONSIDERAÇÕES SOBRE O MODELO PROPOSTO	61
5	TESTES E RESULTADOS	63
5.1	CONSIDERAÇÕES E CASOS DE ESTUDO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE	63
5.1.1	Informações técnicas relacionadas com o sistema teste de 34 barras	64
5.1.2	Informações técnicas e financeiras relacionadas com os REDs	64
5.1.3	Casos teste	66
5.2	RESULTADOS NUMÉRICOS PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE	67

5.2.1	Resultados obtidos para Caso I	67
5.2.2	Resultados obtidos para Caso II	69
5.2.3	Resultados obtidos para Caso III	70
5.2.4	Resultados obtidos para Caso IV	70
5.3	CONSIDERAÇÕES E CASOS DE ESTUDO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VES NO LUGAR DE TRABALHO INCENTIVANDO O USO DE ENERGIA RENOVÁVEL	73
5.3.1	Informações técnicas e financeiras relacionadas com o gerenciamento dos VEs no entorno de edifícios inteligentes via agregador	75
5.3.2	Casos testes	76
5.4	RESULTADOS NUMÉRICOS PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VES NO LUGAR DE TRABALHO INCENTIVANDO O USO DE ENERGIA RENOVÁVEL	76
5.4.1	Resultados obtidos para o Caso I: Operação sem gerenciamento de agregador	77
5.4.2	Resultados obtidos para o Caso II: Operação com gerenciamento de agregador	79
6	CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	86
6.1	CONCLUSÕES	86
6.2	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	89
	ANEXO A – TRABALHOS PUBLICADOS	97
	ANEXO B – DADOS DO SISTEMA DE 34 BARRA	98

1 INTRODUÇÃO

Devido ao ritmo de vida acelerado da sociedade, a dependência pela energia elétrica aumenta significativamente a cada ano. A maioria das atividades no mundo moderno são feitas através de aparelhos elétricos, desde as atividades mais básicas diárias numa casa, até nas grandes indústrias, a dependência pela energia elétrica é muito grande. Para que a energia elétrica possa chegar a todos os usuários que a demandam é necessário um processo que começa na geração e termina no uso final. Durante esse processo de produção, particularmente na etapa inicial de geração, e quando a fonte de produção de energia é de origem não renovável, são produzidos gases de efeito estufa (GEE) relacionados com as mudanças climáticas.

Usinas elétricas, principalmente aquelas com combustíveis fósseis como fonte primária, têm um protagonismo significativo na produção de GEE (REN21, 2019). Estima-se que o setor de fornecimento de energia, que compreende todos os processos de extração, conversão, armazenamento, transmissão e distribuição de energia, foi responsável por 40% do total das emissões de GEE no ano de 2019 no mundo (RODRIGUE, 2020). Como uma forma de contornar esta problemática, têm sido implementadas políticas que incentivam o aproveitamento das fontes renováveis de energia como uma alternativa para produzir eletricidade (REN21, 2019).

Os recursos energéticos distribuídos (RED) são uma grande oportunidade para mitigar os impactos negativos no meio ambiente e permitir que a sociedade colabore com a problemática ambiental. Os REDs estão localizados dentro dos limites do operador do sistema de distribuição (OSD), sendo próximos às unidades consumidoras e são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica. Dentre os REDs podem ser consideradas as unidades de geração distribuídas (GDs) tais como os sistemas fotovoltaicos (PV) e geradores eólicos, veículos elétricos (VEs) e armazenadores de energia (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018).

As fontes de energia renovável estão adquirindo significativa popularidade nos últimos anos. Em 2019 a capacidade de potência instalada superou os 200 GW, o maior crescimento registrado da história (REN21, 2020). As adições de capacidade de geração de energia renovável ultrapassaram as instalações líquidas de combustível fóssil e energia nuclear combinada pelo quinto ano consecutivo. Foram instalados cerca de 115 GW de energia solar PV, o que representou um 44% das adições de capacidade renovável, seguidos pela energia

eólica 19% e energia hidrelétrica 11%. Por outro lado, mais de 90 países instalaram pelo menos 1 GW de capacidade de geração, enquanto pelo menos 30 países excederam 10 GW de capacidade (REN21, 2020).

As unidades de geração PV aumentaram nos últimos anos devido à diminuição dos preços em mais de 85% na maioria dos mercados. Em 2019, a energia solar atraiu 43,5% de todos os novos investimentos em energia renovável, o que equivale a USD \$52,1 bilhões. Ao redor do mundo são muitos os governos que ano após ano adotam o uso da energia gerada pelas unidades PV; na Ásia, o país que tem maior participação na implementação da tecnologia PV é a China. Após o rápido crescimento da produção na Ásia desde 2006, uma tendência de aumento na capacidade de produção foi verificada a partir de 2014, aumentando a capacidade de produção em outros países asiáticos como Índia, Malásia, Tailândia, Filipinas e Vietnã (REN21, 2020). Já na Europa, observando o sistema elétrico como um todo, um total de 20,7 GW de nova capacidade de fontes renováveis de energia foi instalado em 2019.

No Brasil, o panorama para as fontes renováveis de energia, particularmente das unidades PV, é positivo. Em julho de 2017 o governo brasileiro lançou a proposta do Plano de Expansão de Energia (PDE 2026), projetando atingir mais de 13 GW de implantação de energia solar fotovoltaica até 2026. Devido a isto, no cenário de geração, as usinas fotovoltaicas de grande escala devem contribuir com 9,7 GW e os sistemas fotovoltaicos distribuídos devem adicionar outros 3,5 GW. Atualmente no Brasil a potência PV instalada supera os 4 GW (ONS, 2021).

Em relação à problemática do meio ambiente, o setor dos edifícios tem atraído muita atenção nos últimos anos. Por exemplo, no ano de 2019 este setor apresentou contribuição de 28% nas emissões de GEE (RODRIGUE, 2020). Em consequência, uma nova tendência, na qual unidades de PV são instaladas nos edifícios inteligentes, conhecida na literatura como edifícios integrados com unidades PV (EIPV), têm gerado significativo interesse nos últimos anos, devido à diminuição de energia de origem não renovável e a sua contribuição no gerenciamento energético em cidades e comunidades (BUONOMANO, 2020). Estes edifícios podem ser domiciliares, comerciais ou industriais (CAO, 2019; PENG; HUANG; WU, 2011).

A integração do setor dos edifícios com as fontes de energia renovável é particularmente importante devido à necessidade de atingir o consumo energético sem emissões de GEE (D'AGOSTINO; PARKER, 2018). Desta forma, ao incrementar o uso das energias limpas neste setor, além de diminuir o consumo energético de fontes de energia não renováveis, é

aprimorada a qualidade do ar em cidades e comunidades em geral (ZHANG *et al.*, 2018b). Por outro lado, os edifícios inteligentes estão se tornando a cada dia mais ativos no sistema elétrico, não sendo somente consumidores, mas também produtores, armazenadores e fornecedores de energia, o que incentiva a descentralização do sistema elétrico (ZHANG *et al.*, 2018b).

Na União Europeia foram desenvolvidas políticas que visam a diminuição da demanda energética do setor dos edifícios em 80% para o ano de 2050 (ZHANG *et al.*, 2018b). Portanto, os desafios relacionados à adequação do sistema energético, criação de novos enfoques para a integração das fontes renováveis de energia aos edifícios inteligentes são tendências nesse continente. Já no caso do Brasil, o LEED (pelas suas siglas em inglês *Leadership in Energy and Environmental Design*) vem certificando há vários anos a implementação de edifícios inteligentes no território nacional, sendo que já são 43 edifícios que contam com essa certificação e 158 em processo de certificação (GREEN BUILDING COUNCIL, 2021).

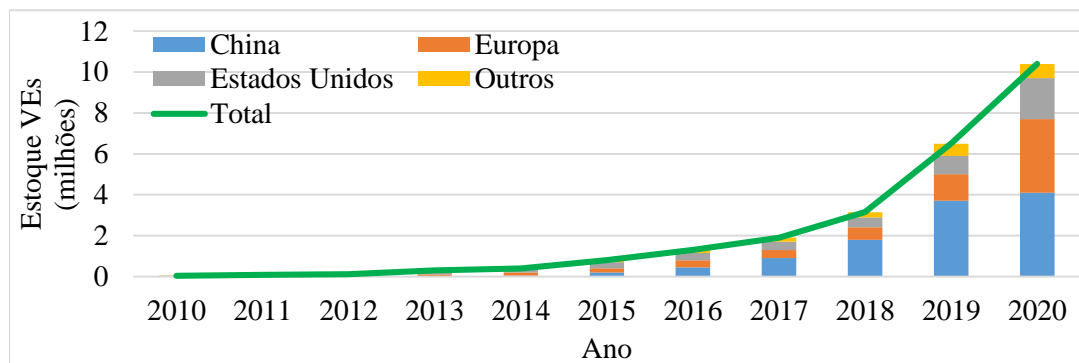
Outro setor responsável pela emissão de GEE é o de transporte, o qual apresenta uma porcentagem de emissões menor comparado com as do setor energético. No entanto, continua sendo uma questão que deve ser abordada com a mesma importância que no caso das fontes convencionais de geração de eletricidade. O setor de transporte foi responsável por 22% das emissões totais de GEE (RODRIGUE, 2020). Devido à alta demanda de combustíveis fósseis no setor do transporte rodoviário e em relação ao compromisso com a redução das emissões de GEE, os VEs representam uma solução para o futuro do transporte rodoviário, já que os VEs não emitem GEE e são aliados na hora de redução da quantidade de emissões. A redução de GEE com a implementação da mobilidade elétrica é uma questão objeto de debate na atualidade, isto principalmente porque, embora os VEs não emitem GEE, os VEs carregam as suas baterias na rede elétrica e essa energia vem de uma fonte de energia primária; se esta é convencional, então a redução de GEE não dependerá unicamente do uso dos VEs e sim uma combinação entre o uso da mobilidade elétrica e da fonte de alimentação da energia com que são carregadas as baterias (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020). De uma forma geral, pode-se afirmar que ainda com o debate sobre se a implementação da mobilidade elétrica diminui ou não a produção de GEE, os VEs trazem uma oportunidade para melhorar a problemática ambiental.

Outro fato interessante sobre os VEs é a redução dos seus custos iniciais. Nos últimos anos, a evolução no desenvolvimento tecnológico das baterias dos VEs tem levado à diminuição desses custos. De 2008 a 2015 houve uma queda de custos de 73% (PAUL

DONOHOO-VALLETT, 2015) e ainda há estimativas de que esses preços continuaram baixando devido aos avanços tecnológicos. Além disso, pesquisas recentes indicam que no final de 2019 o preço da bateria ficou por volta de USD\$156/kWh, apresentando uma queda significativa comparada com o preço do ano 2010, o qual foi de USD \$1.100/kWh (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

Todo o anteriormente mencionado explica o aumento considerável do uso dos VEs; de acordo com o relatório mais recente do Global EV Outlook da agência internacional de energia, a mobilidade elétrica está se expandindo rapidamente anterior (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021). Em 2020, o estoque global de carros elétricos (incluindo veículos híbridos a bateria) atingiu 10 milhões em todo o mundo, registrando um aumento de 43% das vendas em relação ao ano anterior (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021). Em relação à compra de VEs, a Europa registrou, pela primeira vez, um total de 1,4 milhões em compra de veículos elétricos. China 1,2 milhões de VEs e os Estados Unidos com 295000 novos VEs na estrada até o final de 2010 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021). A Figura 1 mostra o crescimento dos veículos elétricos à bateria nos últimos anos (2010–2019).

Figura 1 – Evolução dos VEs durante os anos 2010-2020



Fonte: International Energy Agency (2021)

No caso de América Latina, incentivos dos governos e a criação de novas políticas levaram vários países da região a considerar a possibilidade de adotar a mobilidade elétrica. Em países como a Colômbia e o México, têm-se começado a utilizar as bicicletas elétricas compartilhadas (ISLA *et al.*, 2019). No caso do Brasil, há 21 projetos de lei que incentivam a mobilidade elétrica; por exemplo, o projeto de lei PLS 454/2017 estabelece a proibição de veículos baseados em combustíveis fósseis para 2060 (AGÊNCIA EPBR, 2019). Por outro lado, em 2018 foi assinado um decreto que diminui os impostos dos produtos industrializados segundo a eficiência do veículo, estabelecendo este valor entre 7% e 20% (MAÑEZ;

BERMUDEZ; ARAYA, 2018). Outro projeto de lei a ser destacado é o aprovado pelo senado em janeiro de 2018 em que as empresas elétricas são obrigadas a instalar pontos de recarga em pontos estratégicos das principais cidades do Brasil. Em referência ao uso dos VEs por parte da cidadania brasileira, a frota de veículos elétricos em 2020 foi de mais de 3000 unidades (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021). No entanto, de acordo com a câmara de deputados do Brasil, têm sido produzidos oito mil veículos elétricos (incluindo os híbridos) no país desde 2012 (MAÑEZ; BERMUDEZ; ARAYA, 2018).

A combinação de VEs com as unidades de GD, particularmente os sistemas PVs, tem o potencial de reduzir significativamente a alta dependência de combustíveis fósseis e a consequente emissão de GEE (RICHARDSON, 2013). Porém, mesmo com as vantagens de integrar os VEs com as unidades de GD, os VEs continuam representando um desafio para o sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE). O SDEE pode ser negativamente afetado pelo crescimento acelerado da mobilidade elétrica, isto porque a demanda de energia para carregar as baterias sem nenhum tipo de controle pode levar a problemas como sobrecarga térmica, aumento de perdas, violação dos limites de tensão, degradação do transformador e aumento da distorção harmônica (PIELTAIN FERNÁNDEZ *et al.*, 2011). Contudo, estes possíveis problemas podem ser atenuados através das estratégias de controle de carga dos VEs (CARDONA; LÓPEZ; RIDER, 2018; FRANCO; RIDER; ROMERO, 2015; REZAEI; FROLIK; HINES, 2014).

Desde a perspectiva da descarbonização, uma outra combinação que resulta particularmente interessante é a dos VEs e edifícios inteligentes integrados com fontes renováveis de energia; as unidades PV têm o maior protagonismo devido à redução dos custos de instalação, as melhorias no desempenho e a sua ilimitada fonte de fornecimento (BUONOMANO, 2020). A combinação dos sistemas VEs e EIPVs podem gerar benefícios para os habitantes, proprietários de VEs e para o meio ambiente devido à possibilidade de redução do consumo elétrico em um contexto de cidade inteligente. Por outro lado, prevê-se que no futuro os edifícios inteligentes sejam energizados principalmente por energia gerada localmente (BUONOMANO, 2020). Esta integração de edifício inteligente e VEs poderia ser explorada através do carregamento no local de trabalho, que é uma alternativa para a promoção da adoção de VEs, uma vez que os usuários de um edifício comercial podem aproveitar a possibilidade de carregar suas baterias durante o horário de trabalho; isso pode ser crucial para a integração de EIPVs e VEs. Além disso, o uso local de energia fotovoltaica pode ser incentivado devido ao grande interesse em atingir emissões diretas nulas e a possibilidade de

redução da necessidade do uso de energia da rede elétrica (por ser maiormente dependente de fontes não renováveis), contribuindo para aumentar o uso de energia sustentável pela comunidade (WU *et al.*, 2017). Por outro lado, EIPVs e VEs podem ajudar a reduzir o pico de consumo de energia e o custo de energia, o que é atraente para usuários de edifícios e proprietários de VEs (KUANG *et al.*, 2017).

Mesmo sabendo de todas as vantagens dos EIPVs e VEs, a natureza incerta dos REDs e o aumento da demanda de energia dos VEs e edifícios inteligentes exigem a utilização eficiente desses recursos, motivando o desenvolvimento de estratégias de gestão de energia que podem ajudar a lidar com os desafios correspondentes (VAN DER MEER *et al.*, 2018). Portanto, sistemas de gerenciamento de energia precisam ser desenvolvidos para integrar de uma melhor forma os recursos de energia distribuída. Nesse contexto, um agregador pode servir a múltiplos propósitos no gerenciamento desses recursos (BESSA; MATOS, 2010; FARIA; SPÍNOLA; VALE, 2018). Por exemplo, o agregador pode controlar o carregamento dos VEs e gerenciar a energia produzida pelas unidades fotovoltaicas.

Desde o ponto de vista do SDEE, um agregador pode controlar a carga dos VEs e evitar problemas no SDEE. O conceito do agregador vem sendo implementado há muitos anos (KEMPTON *et al.*, 2001). Inicialmente o agregador foi pensado como uma alternativa para que os VEs pudessem participar do mercado de energia, isto porque, um único VE participando nas ofertas do mercado energético não resulta conveniente pelos níveis baixos de potência (kW) sendo que para poder participar do mercado energético devem ser feitas ofertas de potência no nível dos MW (BESSA; MATOS, 2010). Portanto, o agregador é um participante do mercado energético que pode vender e comprar energia, controlando uma frota de VEs, mas que também pode gerenciar as unidades de GD renováveis operando no sistema elétrico de potência. No caso dos VEs, o agregador pode controlar a carga das baterias com o objetivo de minimizar o custo de carga, lucrar pela venda da energia armazenada na bateria, assim como pela utilização do estado de energia na bateria para oferecer serviços de reserva ao operador do sistema de transmissão (OST), entre outros (BESSA; MATOS, 2010). Portanto, o OSD vê no agregador um importante aliado na preservação do estado ótimo de operação do sistema de distribuição. Por outro lado, no caso do sistema de transmissão, o OST vê o agregador como uma fonte de serviços de reserva para manter a estabilidade entre a geração e a demanda (KIRSCHEN, 2005).

Esta Tese é motivada pelos fatos anteriormente mencionados e propõe duas estratégias de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos no sistema de distribuição através de um

agente agregador. A primeira foca na integração de fontes renováveis de energia e veículos elétricos no sistema de distribuição. Portanto, o objetivo desta estratégia é garantir que através do agregador sejam gerenciadas as unidades de GD e os VEs de tal forma que os proprietários dos VEs consigam o requerimento energético solicitado, ou seja, energia para o transporte, seja garantida uma operação adequada do SDEE e possam ser oferecidos serviços adicionais de reserva ao OST. Adicionalmente, é desenvolvida uma segunda estratégia de gerenciamento de veículos elétricos num entorno de edifícios inteligentes integrados com unidades PV. De tal maneira, o objetivo desta proposta é incentivar o uso da energia sustentável gerada pelas unidades PV como fonte principal de energia para carregar as baterias dos VEs e, ao mesmo tempo, o requerimento energético dos VEs é garantido. Além disso, a proposta permite contabilizar a quantidade de energia de origem renovável que carregou os VEs e fornecer aos usuários informação relacionada com a origem renovável da sua energia consumida.

1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

1.1.1 Objetivos

O foco principal da Tese é apresentar duas propostas para a integração dos veículos elétricos e geradores distribuídos renováveis dentro do sistema elétrico de distribuição através de um agente agregador. Portanto, a primeira proposta considera a integração dos VEs e as unidades de GD renováveis no SDEE feita através do agregador com o objetivo de manter a operação ótima do sistema de distribuição, garantir aos proprietários dos VEs o requerimento energético, e participar no mercado energético de reservas. A segunda foca-se em gerenciar, através do agregador, a carga dos VEs num entorno de edifício inteligente para incentivar o uso da energia gerada pelas unidades de GD renováveis como uma alternativa sustentável para carregar as baterias. Portanto, o objetivo principal da Tese é desenvolver estratégias de gerenciamento que permitam inserir os VEs e as unidades de GD no SDDE através do agregador considerando aspectos relacionados com a geração renovável, edifícios inteligentes, programação de reservas, operação ótima do sistema de distribuição, e o uso da energia limpa por parte dos proprietários dos VEs.

Os objetivos específicos desta Tese são:

1. Modelar o problema de coordenação de carga dos VEs (CCVE) através do agregador;
2. Representar matematicamente a operação dos VEs e as unidades de GD renováveis dentro do SDEE visando manter a operação ótima do OSD;

3. Modelar matematicamente a proposta do agregador permitindo oferecer serviços de reserva ao OST através do uso do estado das baterias dos VEs e, ao mesmo tempo, satisfazer o requerimento energético dos proprietários dos VEs;
4. Representar matematicamente um índice de energia sustentável que permita incentivar o uso da energia renovável para carregar as baterias dos VEs implementando coordenação de carga no local de trabalho, assim como informar aos proprietários sobre a porcentagem de energia renovável que se usou como fonte energética das baterias.

1.1.2 Contribuições

As principais contribuições são:

- Duas estratégias de agregação de REDs no SDEE que permitam a um agregador como agente intermediário gerar lucros pela programação de reservas, controle de carga dos VEs, e oferecimento de energia gerada pelas unidades de GD aos REDs, OST, OSD e outros interessados;
- Uma estratégia de gerenciamento de REDs na qual é executada a CCVE através do agregador com o objetivo de garantir aos proprietários dos VEs o requerimento energético para o transporte ao tempo que o agregador controla unidades de GD (renováveis e despacháveis) para oferecer energia sustentável ao OSD, OST ou outros interessados;
- Uma estratégia de agregação que, após garantir o requerimento energético dos proprietários dos VEs, utiliza o estado energético das baterias para efetuar programação de serviços de reserva *up* e *down* e oferecê-las ao OST no mercado energético *day-ahead* enquanto mantém a operação ótima do SDEE;
- Uma formulação matemática de um índice de energia sustentável que, através da implementação de controle de carga no lugar de trabalho, aproveita os períodos de alta geração de energia PV para carregar as baterias dos VEs e oferecer energia sustentável aos usuários dos EIPVs colaborando desta forma com a descarbonização de pequenas comunidades;
- Uma representação em porcentagem do índice de energia sustentável que permite informar aos proprietários dos VEs e aos usuários dos EIPVs sobre a porcentagem de energia renovável que atendeu o consumo energético.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta Tese está composta por seis capítulos, incluindo a introdução e dois anexos descritos como segue:

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica das metodologias propostas que consideram o agregador como agente intermediário entre os REDs e o sistema elétrico. Nesse contexto, deve ser considerado o controle de carga dos VEs considerando coordenação em casa e no lugar de trabalho, a presença das unidades de GD renováveis, assim como o aproveitamento da energia sustentável, integração dos VEs com edifícios e a participação no mercado de reservas; são analisados os trabalhos mais relevantes desde o ano de 2010.

No Capítulo 3 é apresentada a modelagem matemática da estratégia do agregador como gerenciador de REDs integrados no OSD que garante a operação do SDEE dentro dos limites técnicos estabelecidos, requerimento energético aos proprietários dos VEs, participação no mercado de reservas e presença de unidades de GD renováveis. É analisada a estratégia do agregador desde uma abordagem determinística.

O Capítulo 4 introduz uma modelagem matemática que permite ao agregador gerenciar os VEs integrados a edifícios inteligentes com o objetivo de incentivar o uso da energia renovável através de um índice matemático, garantindo aos proprietários dos VEs satisfazer o requerimento energético através da implementação de controle de carga no lugar de trabalho e oferecendo às cargas convencionais dos edifícios o uso da energia renovável.

No Capítulo 5 são analisados os resultados obtidos após a aplicação dos modelos matemáticos do agregador. No caso do modelo do agregador gerenciando os REDs dentro do SDEE, os resultados apresentados são obtidos considerando a coordenação de 660 VEs, 10 unidades PV e 2 unidades de GD despacháveis. No caso do modelo do agregador como gerenciador de VEs no local de trabalho são considerados 517 VEs conectados uniformemente em 17 edifícios inteligentes.

No Capítulo 6 são discutidas as principais conclusões da pesquisa e os trabalhos futuros.

No anexo A são apresentados os trabalhos publicados pela autora durante o desenvolvimento do doutorado.

No anexo B são apresentadas as informações do sistema teste de 34 barras.

2 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SUA INTEGRAÇÃO NO SDEE

A integração dos VEs no sistema de potência apresenta vantagens e desafios: os VEs podem ser cargas controladas evitando assim consequências negativas no SDEE, mas também podem oferecer serviços auxiliares ao OST. Por outro lado, as vantagens dos VEs podem ser combinadas com as vantagens das unidades de GD renovável através de um agregador de REDs. Neste capítulo é apresentada uma breve revisão bibliográfica dos conceitos principais relacionados à mobilidade elétrica, unidades de GD renovável, os edifícios inteligentes e sua interação com os VEs. São discutidas algumas pesquisas que abordam estratégias para contornar o problema da coordenação de carga dos veículos elétricos (CCVE) no sistema elétrico de distribuição e os enfoques implementados para solucioná-lo, pesquisas que consideram a integração dos recursos energéticos distribuídos dentro do sistema de distribuição elétrica, assim como pesquisas que estudam a integração dos VEs nos edifícios inteligentes. Também são apresentadas as principais contribuições de trabalhos que consideram o perfil do agregador como gerenciador dos recursos energéticos distribuídos e o seu papel dentro dos sistemas de distribuição e de transmissão. Dessa maneira, neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica detalhada, a fim de contextualizar o problema abordado neste trabalho.

2.1 MOBILIDADE ELÉTRICA E PRINCIPAIS CONCEITOS RELACIONADOS

A mobilidade elétrica se relaciona diretamente com a implementação do VE como médio principal de transporte. Nesta subseção serão apresentados os principais conceitos relacionados com a mobilidade elétrica.

2.1.1 O veículo elétrico e a sua evolução

Um VE tem como principal característica a utilização da eletricidade para garantir a propulsão necessária para o transporte (MAHMOUDI; FLAH; SBITA, 2014). Os VEs existem há muitos anos e através deles têm-se experimentado desafios, melhorias e mudanças até adquirir a atual popularidade. Os primeiros carros elétricos apareceram ao final do século XIX, a principal motivação para sua aparição foi a invenção do motor elétrico, entre os anos 1832 e 1839. A aparição do VE experimentou uma considerável aceitação pela sociedade como meio de transporte, inclusive por cima dos veículos a gasolina; no entanto, a falta de autonomia, já que eram poucos os quilômetros que o VE podia percorrer assim como os poucos postos de recarga combinado com baixa eficiência do motor e a falta de praticidade relacionada com a bateria fizeram que perdesse popularidade perante os veículos a gasolina, dado que estes

últimos apresentavam um melhor desempenho e a um custo mais razoável (YONG *et al.*, 2015).

Durante o período de tempo entre os anos 1856 e 1881 foi desenvolvido o motor elétrico de corrente contínua e a primeira bateria recarregável foi inventada e conseqüentemente aprimorada; com estes avanços tecnológicos, os VEs tiveram uma maior aceitação na indústria da mobilidade (GUARNIERI, 2011). No entanto, apesar dos avanços tecnológicos, os VEs continuavam enfrentando vários desafios nas décadas subsequentes. Na primeira década do século XX começaram a ser introduzidos os veículos a gasolina adquirindo rápida popularidade, como, por exemplo o modelo *Ford T*. Além disso, o baixo preço da gasolina, assim como as curtas distâncias que os VEs poderiam percorrer e a pouca disponibilidade de estações de carga, levou os VEs a perderem muita popularidade, levando inclusive a não terem um VE nas estradas no ano 1935 (YONG *et al.*, 2015).

Os VEs voltaram a ser foco de interesse na década de 1960; as principais causas foram os problemas relacionados com as emissões de gases de efeito estufa, o que levou ao surgimento de políticas governamentais que motivaram a não dependência dos derivados do petróleo (LIXIN, 2009). Um exemplo dessas políticas de regulação é o requerimento de que a porcentagem de veículos com zero emissões de GEE em Califórnia atingisse 2% em 1998 e posteriormente 10% em 2003 (YONG *et al.*, 2015). Portanto, muitas empresas produtoras de carros iniciaram a produção de veículos híbridos. Por exemplo, em 1996 a General Motors emplacou no mercado o modelo EV1, no ano seguinte a Toyota introduziu o primeiro veículo elétrico híbrido, o Prius, que vendeu 18 mil unidades no Japão (YONG *et al.*, 2015). Devido a que os preços do petróleo continuaram aumentando nos anos subsequentes, mais empresas incursionam no mercado da mobilidade elétrica.

Os últimos 10 anos têm significado um grande avanço para os VEs, isto porque os veículos elétricos à bateria (*Battery Electric Vehicles – BEVs*) e os veículos elétricos híbridos conectáveis (*Plug-in Hybrid Electric Vehicles – PHEVs*), como o Nissan Leaf, Mitsubishi i-MiEV, Chevrolet Volt e o Tesla Model S, ganharam muita popularidade dentro da indústria do transporte (YONG *et al.*, 2015). As evoluções dos VEs continuam ganhando importância e sua crescente popularidade está diretamente ligada com as melhorias tecnológicas relacionadas à eficiência, autonomia, longevidade da bateria, tempos de carga, entre outros.

2.1.2 Classificação dos veículos elétricos

Existem vários tipos de VEs usados no mercado de mobilidade elétrica e sua classificação está relacionada com o tipo de tecnologia de recarga implementada (completamente elétrica ou híbrida), sendo conhecidos como veículos elétricos híbridos (*hybrid electric vehicles – HEV*), veículos elétricos híbridos conectáveis (*plug-in hybrid Electric vehicles – PHEVs*), e veículos elétricos a bateria (*battery electric vehicles - BEVs*) (MAHMOUDI; FLAH; SBITA, 2014).

Os *HEV* conseguem a propulsão para o transporte através da combinação de um motor de combustão interna e um elétrico. Os *HEVs* possuem uma pequena bateria elétrica que fornece eletricidade ao trem de força, deste modo consegue otimizar a eficiência do motor de combustão. A bateria de um *HEV* pode ser recarregada pelo motor ou através de um processo conhecido como frenagem regenerativa. Os *HEVs* são mais eficientes que o motor de combustão interna, mas devido a que as baterias não podem ser recarregadas tomando energia da rede elétrica, os *HEVs* acabam sendo alimentados por derivados do petróleo (RICHARDSON, 2013).

Os veículos elétricos híbridos conectáveis *PHEVs*, conceitualmente são muito similares aos *HEV*, sendo sua maior diferença a bateria maior e conexão à rede. O tamanho da bateria permite que o carro consiga atingir distâncias significativas. Já os *BEV* são carros 100% elétricos, portanto a obtenção da energia elétrica sempre será através da rede de distribuição (RICHARDSON, 2013). Neste documento, o tipo de veículo utilizado na proposta é o *BEV*, mas no documento é utilizada a abreviatura VE (veículo elétrico).

2.1.3 Baterias para VEs

A bateria é o componente principal do VE. É através dela que o carro obtém a energia requerida para transporte, mas também pode ser utilizada como fonte de serviços ao sistema de potência utilizando a energia não utilizada para o transporte do VE, mas que já tem sido armazenada. Por outro lado, o preço da bateria determina a velocidade com que os VEs podem ser inseridos no mercado da mobilidade. Alguns dos parâmetros importantes relacionados com a bateria são os custos por kWh e o ciclo de vida (BURKE, 2007).

O preço da bateria representa uma parcela importante do custo de aquisição de um VE, portanto é importante reduzi-lo. A Agência Internacional de Energia reportou em 2019 uma considerável redução no preço da bateria, estimando-se este em aproximadamente

USD\$156/kWh, um preço bastante competitivo comparando-se com os USD\$1100/kWh em 2010 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

O ciclo de vida da bateria é um parâmetro importante pois está relacionado com o custo de obter um VE. Se o ciclo de vida da bateria é inferior ao ciclo de vida do veículo e a bateria precisar ser trocada depois de alguns anos, o custo total da compra do VE aumenta significativamente. Este aspecto está relacionado com o uso da bateria, ou seja, taxa de carga e descarga e temperatura de operação. Existem sistemas de gerenciamento da bateria, cujo principal foco é aprimorar a longevidade e manter o bom estado da bateria (BURKE, 2007). Existem diferentes tecnologias para as baterias e sua principal diferenciação é o tempo de duração, entre as principais encontram-se as de chumbo ácido, níquel-hidreto metálico (Ni-MH), íons de lítio (Li-Ion) e cloreto de sódio e níquel (Na/NiCl₂) (BURKE, 2007).

2.1.4 Tipos de estratégias de carga

As baterias dos VEs podem ser recarregadas através de uma variedade de estratégias, começando desde as mais simples até as estratégias inteligentes de coordenação de carga. O tipo de estrutura de carga mais simples é na qual o VE se carrega assim que a conexão à rede elétrica esteja disponível; este tipo de método de carga não é o mais indicado pelo fato de desconsiderar aspectos técnicos e econômicos que podem levar aos proprietários dos VEs a pagar uma fatura de energia alta e não garante preservar a operação ótima do sistema de distribuição (RICHARDSON, 2013). A carga noturna é outra opção simples na qual a recarga das baterias ocorre durante a noite e deste modo o VE terá a bateria recarregada no dia seguinte. A vantagem deste tipo de recarga é que são aproveitados os horários nos quais o preço da energia é mais barato (RICHARDSON, 2013). As estratégias inteligentes de coordenação de carga dos VEs implicam em medidas de controle no processo de carga das baterias efetuados pelo operador do sistema ou por uma entidade separada (DALLINGER; WIETSCHEL, 2012). Uma estratégia inteligente de controle de carga é desenvolvida com diferentes finalidades, tais como carregar os VEs nos horários com menor preço da energia ou nos horários onde a demanda do sistema é baixa, entre outros (LUNZ *et al.*, 2012). As estratégias inteligentes de carga se tornam necessárias pelo rápido crescimento dos VEs, com o objetivo de evitar que o processo de carregamento dos VEs não afete as condições de operação do sistema de distribuição. Na seguinte seção serão detalhadas algumas das estratégias de coordenação de carga mais relevantes na literatura.

2.2 O PROBLEMA DA COORDENAÇÃO DE CARGA DOS VEs (CCVE)

A coordenação da carga dos VEs (CCVE) é um problema amplamente estudado na literatura. O foco principal é encontrar uma estratégia que coordene os tempos e as potências de carregamento dos VEs com o objetivo de evitar consequências negativas no SDEE e minimizar o custo da carga das baterias dos VEs. Na literatura existem muitas pesquisas onde o problema CCVE é solucionado para manter a operação do sistema de distribuição ao mesmo tempo em que são minimizados os custos de carregamento para os proprietários dos VEs. A implementação deste problema de otimização traz vantagens tanto para o SDEE quanto para os proprietários dos VEs. Desde o ponto de vista do operador da rede de distribuição, o controle de carga pode evitar problemas como congestão na rede, perdas de energia, quedas de tensão, entre outras (HU *et al.*, 2016). Desde o ponto de vista dos proprietários dos VEs, são minimizados os custos pela energia necessária para carregar as baterias dos VEs, o que tem um impacto positivo desde que ajuda a aliviar os investimentos iniciais ao adquirir um veículo elétrico. A seguir são apresentadas diferentes abordagens para o problema de CCVE encontradas na literatura.

A literatura indica que a operação dos VEs dentro do SDEE sem uma estratégia de coordenação de carga pode ter efeitos negativos na rede, como os picos de carga, congestão nas linhas, violações nos limites de tensão, perdas de energia, congestionamento da rede, entre outros (HU *et al.*, 2014). O problema de CCVE aplicado à operação ótima do SDEE foca em encontrar um cronograma de carregamento ideal para as baterias dos VEs, com a finalidade de satisfazer as restrições operacionais do sistema de distribuição ao mesmo tempo em que é mantida uma operação econômica. A coordenação da carga dos VEs deve ocorrer de tal forma que as baterias consigam atingir o nível de energia requerido e as perdas de energia sejam minimizadas (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2015). Existem diferentes técnicas de representação do problema de CCVE, tais como técnicas de otimização clássicas, que incluem programação linear, não linear, quadrática, programação inteira e técnicas de programação estocástica (HU *et al.*, 2016).

Entre as metodologias de otimização clássicas para resolver o problema de CCVE está a programação linear, a qual apresenta tempos de solução muito rápidos e uma boa qualidade em relação aos resultados (SUNDSTROM; BINDING, 2012). Também há trabalhos como o apresentado pelos autores (CLEMENT-NYNS; HAESSEN; DRIESEN, 2010), no qual é proposta uma formulação quadrática convexa com restrições lineares para corrigir de forma iterativa as tensões nodais e o fluxo de potência. A função objetivo dessa proposta ignora as

magnitudes de tensão e cargas térmicas das linhas. Também, encontra-se a representação do linear inteira mista do problema de CCVE desenvolvida por (REZA NOROUZI *et al.*, 2014; WANG *et al.*, 2011), no qual são modelados alguns componentes de energia tais como bancos de capacitores. A função objetivo desta modelagem se diferencia das técnicas lineares e quadráticas pelas variáveis binárias e inteiras que são inseridas ao problema.

Diferentes métodos têm sido desenvolvidos considerando as incertezas relacionadas com o problema de CCVE, tais como incertezas no consumo, geração, preços de mercado, requerimentos dos proprietários dos VEs, perfil de carregamento do VE, comportamento dos usuários entre outros. Entre as técnicas para solução do problema de CCVE considerando incertezas estão o método de Monte Carlo (LEE *et al.*, 2013; ZHANG *et al.*, 2018a), a otimização com avaliação de risco (HABIB *et al.*, 2019) e a otimização robusta adaptativa (BATTISTELLI; BARINGO; CONEJO, 2012; HAJIMIRAGHA *et al.*, 2011).

Zhang *et al.* (2019) propõem um modelo de programação linear (PL) de dois estágios para o CCVE com o objetivo de minimizar o custo de carga enquanto as restrições de tensão e fluxo de potência do sistema de distribuição elétrico são consideradas. No primeiro estágio os autores desconsideram os termos não lineares das equações do fluxo de potência para calcular os pontos iniciais das potências e tensões dos nós e desta forma aplicar a linearização necessária. No segundo estágio o PL previamente calculado permite encontrar a potência ótima de carregamento dos VEs.

Franco *et al.* (2015) analisam o problema de CVEE num sistema de distribuição trifásico desbalanceado. O modelo inicial é um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM), portanto os autores desenvolvem técnicas de linearização para obter um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para o problema de CCVE com o objetivo de minimizar as perdas do sistema, mas apresentando um cronograma de carga ótimo para os VEs com um preço economicamente viável. A estratégia de coordenação de carga proposta consegue programar a carga dos VEs nos horários nos quais a energia elétrica é mais econômica ao tempo que é preservada a operação ótima do SDEE, porém, o requerimento energético dos proprietários dos VEs não é considerado como base para o cronograma de carga.

Trippe *et al.* (2013) propõem uma otimização dos custos de carga dos VEs através da solução do problema de CCVE onde implementam uma formulação de programação linear inteira mista (PLIM) na qual os perfis de carregamento da bateria são detalhados. As demandas

de mobilidade e os limites máximos de potência são considerados, mas o impacto da carga do VE na rede é desconsiderado.

Clement *et al.* (2009) desenvolveram uma abordagem estocástica para analisar o impacto da carga aleatória dos VE na rede de distribuição. Nesta pesquisa, o controle é feito para alcançar o carregamento ideal, minimizando as perdas de energia para otimizar a utilização da rede. A CCVE é resolvida considerando os perfis de carga diária como variáveis de entrada de natureza estocástica. As incertezas dessas variáveis podem ser descritas em termos de funções de densidade de probabilidade, e dessa forma, as variáveis de entrada fixas são convertidas em variáveis de entrada aleatórias com distribuições normais conhecidas.

2.3 INTEGRAÇÃO DOS VES E UNIDADES DE GD RENOVÁVEIS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A operação das unidades de GD renovável, tais como os geradores eólicos e os painéis fotovoltaicos, integradas com os VEs dentro do sistema de distribuição, é um assunto que tem tomado uma significativa popularidade nos últimos anos. As vantagens das unidades de GD, combinadas com as dos VEs, podem trazer benefícios ao sistema de potência, mas também desafios, principalmente pelas incertezas relacionadas ao clima quando se estudam as fontes de geração eólica ou solar. Os VEs podem ser um suporte para o sistema de potência quando as unidades de GD renovável não possam gerar a energia necessária, ou seja, os VEs podem fornecer energia armazenada nas baterias ou diminuir o consumo. Por outro lado, as unidades de GD renovável podem ser uma alternativa para carregar os VEs com uma energia que não gere o impacto negativo das fontes de energia convencionais (LIU *et al.*, 2015).

Podem ser encontradas diversas pesquisas relacionadas aos impactos da integração dos VEs e as unidades de GD renovável na diminuição do custo de carga das baterias (DERAKHSHANDEH *et al.*, 2013; ZHANG; CHEN, 2014). Também, encontram-se pesquisas relacionadas à diminuição das emissões de efeito estufa através da integração das unidades GD e os VEs (SABER; VENAYAGAMOORTHY, 2012; SHAABAN; EL-SAADANY, 2014; VAN ROY *et al.*, 2014). Pesquisas focadas ao estudo da eficiência relacionada com a carga dos VEs quando interagem com as unidades de GD renovável também têm sido desenvolvidas (SABER; VENAYAGAMOORTHY, 2010; TUSHAR *et al.*, 2014). A possibilidade de carregar as baterias com a energia gerada pelas unidades de GD renovável também é um assunto que tem sido abordado por diferentes autores na literatura (SCHULLER; HOFFER, 2014; SEDDIG; JOCHEM; FICHTNER, 2017).

Fernandes *et al.* (2012) desenvolveram um modelo de operação a médio prazo, que contém duas etapas. Na primeira etapa é minimizado o custo operacional com uma escala de tempo única num horizonte de tempo de um dia. Na segunda etapa, o cronograma obtido anteriormente (resolvendo o problema de otimização) é revisado de acordo com as falhas de unidade, que são representadas pelo método de Monte Carlo.

Dallinger *et al.* (2012) analisam a eficácia da utilização de VEs para melhorar a integração das unidades de GD renovável na rede de potência, ao mesmo tempo em que minimizam os custos de carga. Neste trabalho, os VEs são tomados como fontes de armazenamento móvel. A mobilidade é estimada usando uma abordagem estocástica e representada por parâmetros como a probabilidade de viajar em um determinado dia e probabilidade de viajar dentro de um intervalo de tempo específico. Os autores avaliam a contribuição dos VEs no equilíbrio da flutuação da geração (incluindo energia eólica e solar). O custo da carga é minimizado usando um algoritmo de busca, que escolhe os períodos ideais de carregamento e descarregamento quando os VEs são conectados à rede.

Patil *et al.* (2013) desenvolveram uma estrutura de programação dinâmica para o gerenciamento dos VEs e o controle de carregamento. Esses dois problemas estão relacionados à energia requerida para transporte dos VEs e os VEs carregando na rede elétrica de distribuição. A estrutura é usada para minimizar as emissões de CO₂. Eles apresentam a quantificação da redução total de CO₂, carregando os VEs com a energia eólica. O objetivo é otimizar o carregamento dos VEs e o gerenciamento de energia por um dia. A equação de *Bellman*, que é de programação dinâmica, é usada para otimizar os dois problemas de controle. A quantidade de CO₂ produzido pelo uso de combustível e o carregamento da rede são considerados, bem como o impacto de diferentes condições do estado de carga (SOC, pelas suas siglas em inglês *state of charge*). A partir dos resultados da avaliação, pode-se observar que o método deles pode resultar em pelo menos 2% de redução de CO₂ quando a velocidade do vento é baixa.

Battistelli *et al.* (2012) desenvolveram um gerenciamento de energia em pequenos sistemas de energia elétrica com VEs com tecnologia veículo à rede (V2G, pelas suas siglas em inglês *vehicle to grid*), e a utilização da energia gerada pelas unidades de GD renovável. No trabalho é proposto um modelo linear para avaliar a contribuição da tecnologia V2G dos VEs no suporte ao gerenciamento de energia. Como um único VE pode afetar a rede de maneira insignificante, os autores implementaram um modelo de agregação composto por uma quantidade significativa de VEs. O modelo de VEs agregados baseia-se em várias suposições,

incluindo baterias homogêneas com a mesma eficiência, perda insignificante de baterias, entre outros. Foram assumidas baterias homogêneas devido a que diferentes tipos de baterias podem afetar diretamente a capacidade dos VEs agregados.

2.4 EDIFÍCIOS INTELIGENTES E SUA INTERAÇÃO COM OS VEÍCULOS ELÉTRICOS

A interação entre os EIPV e os VEs vem sendo estudada nos últimos anos com o intuito de criar estratégias para diferentes propósitos, tais como o desenvolvimento de métodos de otimização para encontrar o funcionamento ideal dessa interação e definição de estratégias de gerenciamento de energia com o objetivo de melhorar a troca energética entre os usuários (edifícios inteligentes e proprietários dos VEs) (FERRARA; MONETTI; FABRIZIO, 2018). A integração dos VEs no contexto de edifícios inteligentes resulta muito interessante quando relacionada com a carga no lugar de trabalho, a qual fornece aos proprietários dos VEs a opção de carregar as baterias dos veículos durante o tempo que estão estacionados. Sobre esta alternativa de tipo de carregamento, pode-se incentivar a carga das baterias com energia sustentável, produzida pelas unidades PV, já que a tendência é que os edifícios inteligentes estejam integrados com unidades de geração fotovoltaica (BUONOMANO, 2020).

Vários trabalhos têm focado na interação de edifícios inteligentes e VEs com a finalidade de aprimorar a troca de energia entre os usuários da mobilidade elétrica e os usuários frequentes de edifícios inteligentes, assim como com a energia de origem renovável (KUANG *et al.*, 2017; LAZZERONI *et al.*, 2019; SOARES *et al.*, 2018; THOMAS; DEBLECKER; IOAKIMIDIS, 2018; ZHANG; CHU; GADH, 2016). Diversos trabalhos têm investigado as aplicações dos EIPVs, como telhados inclinados de edifícios residenciais e comerciais, paredes externas e cortinas em edifícios comerciais e públicos, fachada dupla com integração de energia fotovoltaica, entre outros. Um modelo numérico para uma fachada de dupla pele integrando geração fotovoltaica é desenvolvido em (IOANNIDIS *et al.*, 2017; THOMAS; DEBLECKER; IOAKIMIDIS, 2018) com o objetivo de minimizar a demanda de aquecimento e resfriamento do sistema. Os autores (IOANNIDIS *et al.*, 2017) definiram o EIPV como uma ferramenta potencial para alcançar edifícios com consumo de energia da rede principal quase nula e edifícios com emissão nula de GEE num futuro próximo.

Zhou *et al.* (2019) descreveram uma análise sistemática de diferentes sistemas de gerenciamento de energia e estratégias de controle em relação à interação de energia entre edifícios inteligentes e VEs. Essas estratégias permitiram diminuir a compra de energia nos horários de pico, melhoraram a eficiência energética e o desempenho econômico. Por outro

lado, as estratégias apresentadas permitem o aprimoramento das fontes renováveis de energia com os VEs levando, inclusive, a ter impactos positivos na redução de GEE. No entanto, nos desenvolvimentos dessas estratégias foram encontrados desafios como a flutuação da energia elétrica.

Foroozandeh *et al.* (2021) apresentaram uma proposta multiobjetivo com a finalidade de minimizar o pico de carga e o custo total de consumo de energia em edifícios inteligentes considerando a coordenação de carga e descarga de VE; a otimização multiobjetivo é baseada na abordagem de escolarização Pascoletti-Serafini para obter as soluções de frente de Pareto. O modelo proposto consegue ter uma redução dos custos dos edifícios, assim como uma diminuição no pico de carga do sistema.

Kuang *et al.* (2017) formularam um modelo de decisão colaborativo baseado em programação linear inteira mista para estudar a interação de energia entre vários edifícios e estações de carregamento de VEs. O modelo de otimização considerou diferentes categorias de edifícios e comportamentos dos proprietários dos VEs, assim como a descarga dos VEs para o prédio. Além disso, o modelo proposto analisou o desempenho econômico dessa interação.

Quddus *et al.* (2018) desenvolveram um modelo de programação estocástica de dois estágios para estudar a distribuição de energia entre um grupo de edifícios, estações de carregamento de VEs e a rede principal. Neste modelo, os efeitos da integração entre os EIPVs e o carregamento dos VEs nas estações de recarga são analisadas considerando as incertezas relacionadas à demanda de energia para minimizar o custo geral do sistema.

2.5 O PERFIL DO AGREGADOR

O conceito do agregador vem sendo utilizado há vários anos. Foi introduzido em 2001 por Kempton *et al.* (2001). Tecnicamente um agregador é uma entidade intermediária entre os VEs e o sistema de potência, portanto, o agregador é o responsável pela troca de informação entre os proprietários dos VEs e o sistema elétrico. O conceito do agregador inicialmente foi pensado como um agente que controlasse uma quantidade significativa de VEs para poder participar no mercado de energia através da tecnologia V2G; através desta tecnologia, os VEs podem descarregar as baterias e ofertar energia no mercado. No entanto, uns poucos VEs participando de forma independente no mercado de energia não representaram uma quantidade significativa de potência, portanto não poderiam participar no mercado elétrico (BESSA; MATOS, 2010).

Com a rápida popularidade que estão adquirindo os REDs, o agregador não é somente pensado como um agente controlador de VEs, mas também um importante colaborador tanto para o OSD quanto para o OST, sendo que pode controlar sistemas PV, geradores eólicos, armazenadores de energia, cargas responsivas, assim como a venda de energia e ofertas de serviços auxiliares, entre outros (BURGER *et al.*, 2016). Na sequência é apresentada uma breve revisão das pesquisas relacionadas com o agregador e sua interação com o sistema elétrico.

2.5.1 Interação do agregador com o operador do sistema de distribuição

Como foi comentado anteriormente, o agregador é um importante colaborador com o sistema de potência. O OSD vê o agregador como um parceiro que pode ajudar com a estabilidade e manter a operação ótima do sistema de distribuição. O SDEE pode ser afetado negativamente pela operação não controlada dos REDs. No caso dos VEs, o agregador pode coordenar a carga das baterias e proporcionar ao OSD uma operação ótima evitando problemas relacionados com a carga não controlada (BESSA; MATOS, 2010). Por outro lado, as unidades de GD também precisam ser gerenciadas através de um agente agregador, de tal forma que sejam evitadas as consequências do excesso de geração que podem gerar problemas técnicos levando a perdas e desestabilização do sistema de distribuição.

Na literatura são encontradas várias pesquisas que abordam a interação entre o agregador e o OSD (ORTEGA-VAZQUEZ; BOUFFARD; SILVA, 2013; SOUSA *et al.*, 2012; XIA *et al.*, 2016), nas quais através de estratégias clássicas de otimização o agregador apresenta uma estratégia de minimização do custo de carga das baterias dos VEs para manter controlada a demanda de energia ao sistema de distribuição. Também, encontram-se propostas que procuram incrementar a eficiência da carga dos VEs ao mesmo tempo que é mantida a operação do SDEE (MOMBER; WOGGIN; GOMEZ SAN ROMAN, 2016; RIVERA; GOEBEL; JACOBSEN, 2017). Estratégias de minimização de custo de carga onde são priorizadas as preferências dos usuários, enquanto é preservada a operação do sistema de distribuição, também foram desenvolvidas (CHUNG *et al.*, 2019; WEN *et al.*, 2012). Nessas pesquisas, as preferências dos usuários são relacionadas ao requerimento energético, custos da energia, horários para a carga das baterias, entre outros. Pesquisas que abordam a integração dos VEs e as unidades de GDs através de um agente agregador estão ganhando popularidade na literatura relacionada, como o caso dos autores (NGUYEN; NGUYEN; LE, 2016; ZAKARIAZADEH; JADID; SIANO, 2015), nas quais o foco principal é equilibrar a operação

dos REDs dentro do sistema de distribuição ao e ao mesmo tempo são otimizadas as cargas dos VEs e exploradas as unidades de GD.

Veldman *et al.* (2015) desenvolveram uma estratégia de otimização clássica para minimizar o custo de carga dos VEs e os picos de carga na rede de distribuição através de um agregador de VEs. Os autores desenvolvem a estratégia fazendo suposições em relação aos perfis de demanda, perfis de preço da eletricidade e padrões de direção. A minimização do custo de carga é feita pelo agregador através de uma coordenação da carga dos VEs, na qual os horários para recarregar as baterias são programados para aqueles nos quais o preço da energia é menor. Portanto a estratégia assume que os proprietários dos VEs assinam um contrato com o agregador para que este seja o responsável pela coordenação da carga, resultando em um lucro fixo para o agregador, isto porque os proprietários pagam por receber um cronograma de recarga ao menor custo. Em relação à minimização dos picos de carga na rede, a estratégia considera o pagamento de incentivos ao agregador por manter a estabilidade na rede de distribuição, portanto a carga dos VEs é gerenciada com a finalidade de manter a operação ótima da rede de distribuição.

Clairand *et al.* (2018) apresentaram uma estratégia de coordenação de carga dos VEs através de um agente agregador na qual a potência de carga dos VEs é ajustada através de restrições técnicas impostas pelo operador da rede enquanto os VEs são carregados com um custo baixo. Nesta estratégia, os proprietários dos VEs podem selecionar a taxa de carga das baterias de acordo com suas preferências, para isto o agregador apresenta opções relacionadas à rapidez com que os VEs devem ser carregados, o preço por essa carga, que é diretamente proporcional ao tempo de carga. Desta forma os proprietários escolhem as opções que estão dispostos a pagar em relação a sua preferência de carga.

Contreras Ocaña *et al.* (2018) desenvolveram uma adaptação inteira-mista da decomposição de *Dantzig-Wolfe* para solucionar o problema de programação de carga de VEs de usuários de edifícios inteligentes sendo gerenciados por um agregador descentralizado. Na proposta desenvolvida foram considerados modelos de cenários nos quais as restrições operacionais tanto dos VEs como dos usuários dos edifícios são levadas em consideração. Por outro lado, foram estudados três casos nos quais na integração dos VEs como dos edifícios são considerados como os limites de demanda, o pico da demanda e a taxa do agregador. Os resultados mostrados verificaram que a proposta consegue manter os limites operacionais dos VEs e dos edifícios ao tempo que a programação da carga dos VEs é gerenciada pelo agregador.

2.5.2 Interação do agregador com o operador do sistema de transmissão

A interação entre o agregador e o OST é efetuada através dos serviços auxiliares que o agregador pode oferecer ao sistema de transmissão. O OST é o responsável por manter a estabilidade, assim como a operação confiável do sistema de potência interconectado através do equilíbrio entre a oferta e a demanda; portanto, serviços de reserva tais como reserva *up* e reserva *down* se tornam necessários para o OST. Os serviços de reserva *up* e *down* são solicitados pelo OST quando acontecem excessos na demanda ou na geração, ou seja, quando o sistema de potência experimenta uma demanda excessiva de energia o serviço de reserva *up* é solicitado. Por outro lado, se o que acontece é uma alta geração de energia então o serviço de reserva *down* será solicitado (KIRSCHEN, 2005). É através da prestação de serviços de reserva que o agregador é visto pelo OST como um agente importante que pode ajudar com o equilíbrio entre a demanda e a geração de energia. O agregador é capaz de programar as reservas de potência *up* e *down* apoiando-se nas frotas de VEs controladas por ele, isto porque os VEs podem disponibilizar a energia das baterias para prestação de serviços de reserva, para o caso da reserva *up*, VEs controlados pelo agregador são programados para parar de carregar ou injetar energia na rede, esta última implementando a tecnologia V2G, com a desvantagem que leva à degradação da bateria devido às descargas. No caso da reserva *down* os VEs são coordenados pelo agregador para carregar as baterias em horários onde se experimente excesso na geração de energia elétrica (BESSA *et al.*, 2011).

Diferentes pesquisas têm sido desenvolvidas na literatura com foco principal na prestação de serviços auxiliares através de um agente agregador de VEs (ROTERRING; ILIC, 2011; SEKYUNG HAN; SOOHEE HAN; SEZAKI, 2010). Nestas propostas são desenvolvidas estratégias de otimização baseadas em programação linear dinâmica com a finalidade de calcular as ofertas de reserva ao OST via um agregador de VEs. Encontram-se também pesquisas nas quais a estratégia proposta para o agregador de VEs interagir com o OST considera a implementação da tecnologia V2G (SORTOMME; EL-SHARKAWI, 2011; WU; MOHSENIAN-RAD; HUANG, 2012); nestas propostas os VEs recebem incentivos pela disponibilização das baterias para implementar a tecnologia V2G. Também, encontram-se pesquisas que desconsideram a implementação da tecnologia V2G, isto porque o agregador de VEs evita problemas relacionados com a degradação da bateria (BESSA *et al.*, 2011, 2012). Nestas propostas, os autores desenvolveram uma estratégia de otimização para a oferta de reservas no mercado *day-ahead*, ou seja, as potências de reserva *up* e *down* são programadas

com 24 horas de antecedência, portanto, se torna necessário conhecer com antecedência os perfis de carga dos VEs, requerimentos de transporte, entre outros.

Sarker *et al.* (2016) apresentaram uma estratégia de otimização para um agregador de VEs participando no mercado de reservas. O agregador de VEs oferece reserva *up* e *down* implementando a filosofia de aumento ou diminuição do consumo da energia por parte dos VEs e também aplicando tecnologia V2G, ou seja, as baterias são descarregadas. A proposta combina ambas as estratégias para participar no mercado de reservas, desta forma os autores conseguem um enfoque mais realista, desde que são consideradas probabilidades de implementação das reservas que são programadas através do uso da energia das baterias. O modelo matemático desenvolvido é um modelo linear inteiro misto no qual o agregador tem como prioridade fornecer aos proprietários dos VEs uma energia mínima requerida para o transporte dos VEs. Dessa forma, a energia que não seja utilizada para transporte pode ser utilizada para programar as reservas *up* e *down*. Embora a proposta seja realista, ela não considera a operação do sistema de distribuição, portanto não se tem a informação de se a operação dos VEs afeta negativamente o SDEE. Como a estratégia implementa V2G, então a degradação da bateria é levada em consideração, portanto, os proprietários dos VEs recebem um incentivo relacionado com o uso da energia das baterias neste tipo de tecnologia.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos trabalhos revisados anteriormente, a coordenação da carga dos VEs através de um agente agregador em conjunto com a integração das unidades de GD não é um assunto muito abordado. A maioria dos trabalhos consideram o agregador como coordenador dos VEs para minimizar o custo de carga e colaborar com o SDEE na preservação dos limites operacionais ou como fornecedor de serviços auxiliares ao OST. Por outro lado, o gerenciamento de EIPVs com VEs através de um agente agregador é um assunto pouco abordado. A Tabela 1 apresenta um resumo dos trabalhos revisados nesta área, indicando a estratégia proposta considerando os REDs e se estas estratégias são feitas através do gerenciamento do agregador. Assim, é desejável desenvolver estratégias de agregação de REDs nas quais seja possível controlar a carga dos VEs, a operação das unidades de GD, oferecer serviços auxiliares, colaborar com a operação ótima do SDEE, incentivar o uso da energia renovável para carregar os VEs num entorno de edifícios inteligentes. Além disso, o agregador pode lucrar através dos gerenciamentos oferecidos, e também oferecer estratégias de carga aos VEs que resultem em pagamentos de energia economicamente viáveis.

Tabela 1 – Caracterização da literatura para o agregador como intermediário

Referência	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Clement <i>et al.</i> (2009)		✓	✓					
Bessa e Matos (2010)			✓					
Sarker <i>et al.</i> (2015)	✓							
Veldman e Verzijlbergh (2015)	✓	✓						
Bessa e Matos (2014)			✓			✓		
Karfopoulos e Hatziargyriou (2017)			✓			✓		
Bessa <i>et al.</i> (2011)	✓					✓		
Sarker <i>et al.</i> (2016)			✓					
Akhavan-Rezai <i>et al.</i> (2017)				✓				
Cao, S (2019)								✓
Kuang <i>et al.</i> (2017)		✓						✓
Van der Meer <i>et al.</i> (2018)		✓						✓
Soares <i>et al.</i> (2018)								✓
Lazzeroni <i>et al.</i> (2019)		✓						✓
Van Roy <i>et al.</i> (2014)								✓
Quddus <i>et al.</i> (2018)								✓
Proposta desta Tese	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: elaboração da própria autora.

Nomenclatura:

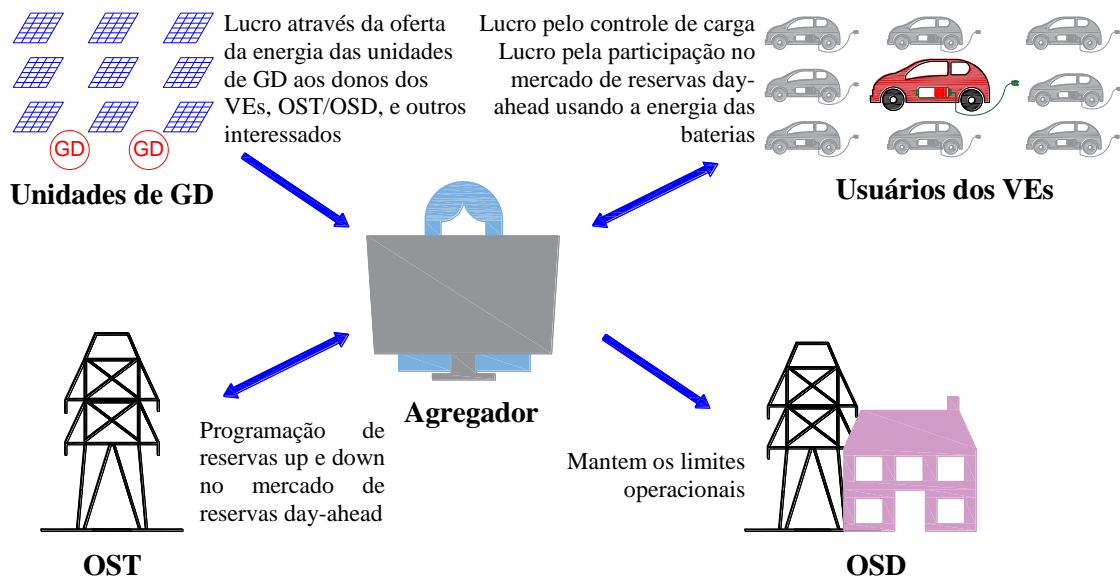
- I** Minimização do custo de carga via o agregador
- II** Consideração da preferenciados donos dos VEs
- III** Maximização do lucro do agregador
- IV** Operação do OSD
- V** Maximização de energia PV para carregar os VEs
- VI** Programação de serviços de reserva
- VII** Gerenciamento através do agregador
- VIII** Operação dos VEs em conjunto com EIPVs

Nos capítulos seguintes são apresentados os dois modelos matemáticos desenvolvidos para as duas estratégias de agregação de REDs no SDEE propostas nesta Tese com o intuito de contornar os vácuos encontrados nos trabalhos revisados nesta seção.

3 UMA PROPOSTA DETERMINÍSTICA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE

Neste capítulo será apresentado o modelo matemático para a estratégia do agregador como gerenciador de REDs dentro do sistema elétrico de distribuição, na qual o agregador é o responsável por efetuar a coordenação de carga dos VEs, gerenciar a operação das unidades de GD renovável e oferecer serviços de reserva ao OST (GUZMAN *et al.*, 2020). A Figura 2 mostra a interação do agregador com os REDs, o OST e o OSD.

Figura 2 – Estratégia do agregador como gerenciados dos REDs dentro do sistema de energia elétrica.



Fonte: GUZMAN *et al.* (2020)

3.1 CONSIDERAÇÕES PARA O MODELO MATEMÁTICO DO PROBLEMA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE

O agregador é responsável pela operação dos REDs dentro do sistema de potência, no entanto, o agregador não atua como uma entidade comercial entre o OSD e os proprietários do VE. Isso significa que os proprietários do VE pagam a energia usada para carregar as baterias diretamente ao OSD. Por outro lado, o benefício do agregador se foca nos pagamentos que ele recebe pela coordenação de carga dos VEs, programação dos serviços de reserva *up* e *down* no mercado *day-ahead* e a venda da energia gerada pelas unidades de GD. Para desenvolver o modelo matemático que representa o problema do agregador foram feitas as seguintes considerações:

- É assinado um contrato entre os proprietários dos VEs e o agregador, no qual os proprietários se comprometem a manter o perfil de carga controlado, no qual permitem o controle da sua carga; esse tipo de perfil compreende clientes com locais e horários de carregamento conhecidos e com uma taxa de carregamento controlável (BESSA; MATOS, 2010);
- O agregador se compromete a satisfazer o requerimento energético dos proprietários dos VEs, ou seja, energia suficiente para o transporte, sendo que a informação relacionada ao requerimento dos proprietários dos VEs é atualizada através de dispositivos de comunicação (RUA *et al.*, 2010);
- Os proprietários dos VEs pagam ao agregador uma taxa fixa pelo cronograma de carga, esperando carregar as baterias num preço economicamente viável;
- Nesta primeira proposta os VEs são considerados como cargas controláveis e a recarga da bateria é feita em casa e de natureza contínua, portanto não é considerada nenhuma variável binária associada com o estado de carga do VE (BESSA; MATOS, 2010);
- O agregador deve atualizar constantemente as informações das baterias dos VEs, como o nível de carga normal, a duração do tempo de carregamento, a taxa máxima de carga, o estado inicial de carga e a energia elétrica consumida por cada VE;
- Os proprietários dos VEs estão comprometidos a definir um cronograma de direção para o dia atual ou seguinte, informando o *SOC (state of charge)* mínimo necessário, o *SOC* da bateria necessário para a próxima viagem, hora de partida e chegada e a distância esperada da viagem;
- O agregador utiliza o estado de energia das baterias para programar as reservas, através da estratégia de diminuição (parar de carregar) no caso da reserva *up* ou aumento do consumo de energia (carregar) no caso da reserva *down*;
- A programação das reservas *up* e *down* é realizada implementando o conceito de porcentagem esperada, ou seja, o agregador programa os serviços de reserva baseando-se nas energias que se esperam sejam solicitadas como serviços de reserva pelo OST (GUZMAN *et al.*, 2021b; SORTOMME; EL-SHARKAWI, 2011);
- As reservas *up* e *down* programadas pelo agregador ao OST são feitas considerando o mercado do dia seguinte (*day-ahead*) (BESSA *et al.*, 2012);

- O agregador é dono e controla várias unidades de GD renovável (despacháveis e PVs), portanto, oferece a energia produzida aos proprietários dos VEs e aos operadores de distribuição e transmissão.

3.2 MODELO MATEMÁTICO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE

O modelo matemático relacionado com o controle feito pelo agregador apresentado nesta proposta inicialmente é representado como um problema de programação não linear (PNL), isto porque o agregador tenta manter os limites operacionais de tensão e de corrente do sistema de distribuição. Por outro lado, para manter uma operação ótima dos VEs e das unidades de GD renovável dentro do SDEE se tornam necessárias expressões relacionadas com os limites operacionais dos VEs e das unidades de GD renováveis, as quais também adicionam não linearidades ao modelo matemático. Devido a que a solução de um PNL é complexa em casos de modelos matemáticos com muitas variáveis, são aplicadas técnicas de linearização para obter um modelo de programação linear (PL) focado no problema do agregador. O modelo matemático deve representar a operação ótima dos REDs sendo estes gerenciados pelo agregador, a operação dos REDs é analisada considerando um sistema de distribuição trifásico desbalanceado cuja representação é baseada em uma representação retangular (partes real e imaginária) de tensões e correntes (SABILLÓN *et al.*, 2018).

3.2.1 Função objetivo

A função objetivo visa maximizar o lucro total do agregador, levando em consideração os lucros adquiridos pelo agregador devido ao gerenciamento feito sobre as REDs dentro do SDEE. Dentro da função objetivo é considerado o custo da carga das baterias, valor que não será pago ao agregador como foi mencionado anteriormente, mas será pago ao OSD. O custo de carga dos VEs é considerado na função objetivo, como forma de minimizar a fatura dos proprietários do VE; deste modo, o contrato assinado entre os proprietários dos VEs o agregador torna-se interessante para as duas partes. O lucro do agregador e o custo pago pelos proprietários considerados na função objetivo estão formados pelas seguintes componentes:

- Lucro pela venda de energia das unidades de GD renováveis ao OSD/OST ou outras partes interessadas (L_{PV});
- Lucro pela venda de energia das unidades de GD despacháveis ao OSD/OST ou outras partes interessadas (L_{GD});

- Lucro por oferecer serviços de reserva ao OST no mercado de reservas do dia seguinte (L_{SR});
- Lucro pelo controle de carga oferecido aos proprietários dos VEs (L_{CC}), este valor depende de uma taxa fixa estabelecida pelo agregador;
- Custo de carga que deve ser assumido pelos proprietários dos VEs e pagos ao OSD (C_{ca}).

O lucro total do agregador é dado pela expressão (1) e as equações que representam cada uma de suas componentes são dadas por (2)–(6).

$$\max \quad L_{PV} + L_{GD} + L_{SR} + L_{CC} - C_{ca} \quad (1)$$

$$L_{PV} = \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \alpha_t^{pv} \Delta_t P_{n,t}^{PV} \quad (2)$$

$$L_{GD} = \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \alpha_t^{gd} \Delta_t P_{n,t}^{GD} \quad (3)$$

$$L_{SR} = \sum_{t \in T} \Delta_t (\alpha_t^{Up} P_t^{RUUp} + \alpha_t^{Dn} P_t^{RDn}) \quad (4)$$

$$L_{CC} = \sum_{v \in V} \alpha_t^{Cfix} \quad (5)$$

$$C_{ca} = \sum_{v \in V} \sum_{t \in T} (P_{v,t}^{VE} \Delta_t + \pi_d E_{v,t}^{VERup}) \gamma_t^{cp} \quad (6)$$

Os cálculos de cada uma das componentes da função objetivo, anteriormente descrita, são definidos em termos das seguintes variáveis e parâmetros:

$P_{n,t}^{PV}$	Potência produzida pelas unidades PVs que será vendida pelo agregador no mercado de energia.
$P_{n,t}^{GD}$	Potência das unidades de GD despacháveis que será vendida pelo agregador no mercado de energia.
P_t^{RUUp}	Potência de reserva <i>up</i> que será programada pelo agregador no mercado de reservas <i>day-ahead</i> .
P_t^{RDn}	Potência de reserva <i>down</i> que será programada pelo agregador no mercado de reservas <i>day-ahead</i> .
$P_{v,t}^{VE}$	Potência de carga consumida pelos proprietários dos VEs que deve ser paga ao OSD.
$E_{v,t}^{VERup}$	Energia programada para a reserva <i>up</i> .
π_d	Porcentagem de implementação esperadas das reservas <i>up</i> e <i>down</i> .

Δ_t	Intervalo de controle da operação dos REDs.
α_t^{pv}	Preço pela venda de energia fornecida pelos PVs.
α_t^{gd}	Preço pela venda da energia fornecida pelas unidades de GD despacháveis.
α_t^{Up}	Preço pela capacidade de reserva <i>up</i> programada pelo agregador.
α_t^{Dn}	Preço pela capacidade de reserva <i>down</i> programada pelo agregador.
γ_t^{cp}	Custo da energia no mercado <i>spot</i> .

Na expressão (6), o custo da energia de carregamento dos VEs é representado pela diferença entre a energia usada para carregar as baterias e a energia esperada programada para a reserva *up*. Essa representação é adotada, pois o agregador só pode programar a reserva *up* (ou seja, parar de carregar as baterias) se a ação de carga tem sido previamente programada. No eventual caso da reserva *up* ser implementada, o VE não será carregado e, portanto, os proprietários dos VEs não pagarão custo de carga; caso contrário o VE será carregado e, portanto, os proprietários pagam essa energia consumida no caso dela não ser utilizada para reserva *down*. O parâmetro π_d na expressão (6) representa a porcentagem de implementação esperada das reservas *up* e *down*, isto porque o agregador programa os serviços de reserva baseando-se nas energias esperadas; quando toda a capacidade de reserva programada pelo agregador é solicitada pelo OST, essa porcentagem é igual a 1 (i.e., a porcentagem esperada da implantação da reserva é de 100%).

3.2.2 Restrições

Para resolver o problema do agregador são considerados os seguintes conjuntos de restrições:

- Restrições fundamentais relacionadas com os limites operacionais do OSD;
- Restrições associadas com o controle de carga e a provisão de serviços de reserva;
- Restrições relacionadas com a operação das unidades de GD renovável e despacháveis.

3.2.2.1 Restrições fundamentais relacionadas com a operação do OSD

As restrições operacionais do SDEE são levadas em consideração para garantir uma operação adequada da rede de distribuição. A operação do SDEE é modelada usando uma formulação trifásica desequilibrada baseada em uma representação retangular (partes real e imaginária) de tensões e correntes (SABILLÓN *et al.*, 2018). As equações (7) e (8) representam o balanço das partes reais e imaginárias das correntes do circuito,

respectivamente. As equações (9) e (10) determinam as correntes demandadas pelas cargas, enquanto as equações (11) e (12) representam a aplicação da lei de tensão de *Kirchhoff* para cada laço independente no SDEE (formado por cada circuito). As restrições (13) e (14) representam os limites da magnitude da tensão nos nós e a capacidade de corrente para cada circuito, respectivamente.

$$I_{m,f,t}^{PVre} + I_{m,f,t}^{GDre} + I_{m,f,t}^{SEre} + \sum_{km \in L} I_{km,f,t}^{re} - \sum_{mn \in L} I_{mn,t}^{re} - \left(\sum_{km \in L} B_{km,f} + \sum_{mn \in L} B_{mn,f} \right) \frac{V_{m,f,t}^{re}}{2} = I_{m,f,t}^{Dre} + I_{m,f,t}^{VEre} \quad \forall m, f, t \quad (7)$$

$$I_{m,f,t}^{PVim} + I_{m,f,t}^{GDim} + I_{m,f,t}^{SEim} + \sum_{km \in L} I_{km,f,t}^{im} - \sum_{mn \in L} I_{mn,t}^{im} - \left(\sum_{km \in L} B_{km,f} + \sum_{mn \in L} B_{mn,f} \right) \frac{V_{m,f,t}^{im}}{2} = I_{m,f,t}^{Dim} + I_{m,f,t}^{VEim} \quad \forall m, f, t \quad (8)$$

$$P_{n,f,t}^D = V_{n,f,t}^{re} I_{n,f,t}^{Dre} + V_{n,f,t}^{im} I_{n,f,t}^{Dim} \quad \forall n, f, t \quad (9)$$

$$Q_{n,f,t}^D = -V_{n,f,t}^{re} I_{n,f,t}^{Dim} + V_{n,f,t}^{im} I_{n,f,t}^{Dre} \quad \forall n, f, t \quad (10)$$

$$V_{m,f,t}^{re} - V_{n,f,t}^{re} = \sum_{h \in F} (R_{mn,f,h} I_{mn,f,h,t}^{re} - X_{mn,f,h} I_{mn,f,h,t}^{im}) \quad \forall mn, f, t \quad (11)$$

$$V_{m,f,t}^{im} - V_{n,f,t}^{im} = \sum_{h \in F} (X_{mn,f,h} I_{mn,f,h,t}^{re} + R_{mn,f,h} I_{mn,f,h,t}^{im}) \quad \forall mn, f, t \quad (12)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{n,f,t}^{re,2} + V_{n,f,t}^{im,2} \leq \bar{V}^2 \quad \forall n, f, t \quad (13)$$

$$0 \leq I_{mn,f,t}^{re,2} + I_{mn,f,t}^{im,2} \leq \bar{I}_{mn}^2 \quad \forall mn, f, t \quad (14)$$

3.2.2.2 Restrições associadas com o controle de carga e a provisão de serviços de reserva

O conjunto de equações (15)–(28) representa o controle de carga dos VEs e a programação dos serviços de reserva no mercado *day-ahead*. Essas expressões matemáticas permitem que o agregador programe as reservas *up* e *down*. No entanto, antes que as ofertas possam ser agendadas é necessário atender às necessidades de transporte exigidas pelos proprietários (BESSA; MATOS, 2014; SARKER; DVORKIN; ORTEGA-VAZQUEZ, 2016). As potências para reserva *up* e *down*, oferecidas pelo agregador no mercado de reservas, são representadas pelas equações (15) e (16). As potências, ativa e reativa, exigidas pelos VEs são definidas pelas equações (17) e (18). Nessas expressões, as partes reais e imaginárias da tensão são $V_{n,f,t}^{re}$ e $V_{n,f,t}^{im}$, nas quais n é o nó e f é a fase na qual o VE v está conectado. Os limites de energia para

transporte e reserva *down* são estabelecidos pela equação (19), e esse limite é estabelecido pela energia do carregador \bar{P}_v^{CH} . A potência de carregamento exigida pelo VE depende do estado de disponibilidade, representado pelo parâmetro binário $\zeta_{v,t}$ (1 se o VE v estiver disponível para carregamento e 0 se não estiver conectado ao sistema). Em (20), a energia armazenada no primeiro período do horizonte de carregamento depende do estado inicial da bateria (SOC) E_v^{SOC} , a potência de consumo do VE $P_{v,t}^{VE}$, a energia requerida para o transporte E_v^{Trip} , e o cronograma de transporte relacionado ao parâmetro binário $s_{v,t}$ que indica se o VE está em viagem ($s_{v,t} = 1$) ou não ($s_{v,t} = 0$). A equação (20) leva em conta as energias esperadas usadas para reserva *up* ($E_{v,t}^{VERup}$) e *down* ($E_{v,t}^{VERdn}$), porque, em caso do agregador programar as reservas, e estas serem implementadas, esta energia deverá afetar o balanço de energia na bateria. O parâmetro π_d multiplica as energias *up* e *down* esperadas segundo a porcentagem de potência oferecida que será implementada (GUZMAN *et al.*, 2020). A energia armazenada em todos os VEs em cada intervalo de tempo depende do estado anterior, como mostrado em (21). A restrição (22) é adicionada para limitar a quantidade de potência de carga de acordo com a capacidade da bateria. A energia armazenada na bateria do VE deve ser maior que a energia requerida para o transporte, como é estabelecido em (23). Além disso, a energia armazenada em cada bateria do VE não pode ultrapassar as capacidades mínima e máxima da bateria, como é indicado na expressão (24). Se existe capacidade adicional disponível na bateria, esta pode ser usada para programar as reservas *up* e *down* como indicam as expressões (25) e (26). A restrição (27) limita a energia que pode ser programada para a reserva *up* de acordo com a potência nominal do carregador e a disponibilidade do VE. Finalmente, o agregador pode programar reserva *up* unicamente se o requerimento de carga dos VEs $P_{v,t}^{VE}$ tiver sido programado previamente, como indica a expressão (28).

$$P_t^{RUp} = \sum_{v \in V} E_{v,t}^{VERup} / \Delta_t \quad \forall t \quad (15)$$

$$P_t^{RDn} = \sum_{v \in V} E_{v,t}^{VERdn} / \Delta_t \quad \forall t \quad (16)$$

$$0 \leq P_{v,t}^{VE} \Delta_t + E_{v,t}^{VERdn} \leq \zeta_{v,t} \bar{P}_v^{CH} \Delta_t \quad \forall v, t \quad (17)$$

$$0 = -V_{n,f,t}^{re} I_{v,t}^{VEim} + V_{n,f,t}^{im} I_{v,t}^{VEre} \quad \forall v, t \quad (18)$$

$$0 \leq P_{v,t}^{VE} \Delta_t + E_{v,t}^{VERdn} \leq \zeta_{v,t} \bar{P}_v^{CH} \Delta_t \quad \forall v, t \quad (19)$$

$$E_{v,t}^{VE} = E_v^{SOC} + \left(P_{v,t}^{VE} \Delta_t - E_v^{Trip} \frac{s_{v,t}}{\sum_{k \in T} s_{v,k}} \right) + \pi_d E_{v,t}^{VERdn} - \pi_d E_{v,t}^{VERup} \quad \forall v, t = t_1 \quad (20)$$

$$E_{v,t}^{VE} = E_{v,t-1}^{VE} + \left(P_{v,t}^{VE} \Delta_t - E_v^{Trip} \frac{s_{v,t}}{\sum_{k \in T} s_{v,k}} \right) + \pi_d E_{v,t}^{VERdn} - \pi_d E_{v,t}^{VERup} \quad \forall v, t > t_1 \quad (21)$$

$$P_{v,t}^{VE} \leq \overline{E}_v^{VE} - E_{v,t}^{VE} \quad (22)$$

$$E_{v,t}^{VE} \geq E_v^{Trip} \frac{S_{v,t}}{\sum_{k \in T} S_{v,k}} \quad \forall v, t \quad (23)$$

$$\underline{E}_v^{VE} \leq E_{v,t}^{VE} \leq \overline{E}_v^{VE} \quad \forall v, t \quad (24)$$

$$0 \leq E_{v,t}^{VERdn} \leq (\overline{E}_v^{VE} - E_{v,t}^{VE}) \quad \forall v, t \quad (25)$$

$$0 \leq E_{v,t}^{VERup} \leq (E_{v,t}^{VE} - \underline{E}_v^{VE}) \quad \forall v, t \quad (26)$$

$$0 \leq E_{v,t}^{VERup} \leq \zeta_{v,t} \overline{P}_v^{CH} \Delta_t \quad \forall v, t \quad (27)$$

$$E_{v,t}^{VERup} \leq P_{v,t}^{VE} \Delta_t \quad \forall v, t \quad (28)$$

3.2.2.3 Restrições associadas com a operação das unidades de GD

As expressões que representam os limites operacionais das unidades de GD despacháveis são representadas por (29)–(31), enquanto (32) e (33) correspondem à definição das potências ativas e reativas das unidades de GD.

$$0 \leq P_{n,t}^{GD} \leq \overline{P}_n^{GD} \quad \forall n, t \quad (29)$$

$$\underline{Q}_n^{GD} \leq Q_{n,t}^{GD} \leq \overline{Q}_n^{GD} \quad \forall n, t \quad (30)$$

$$|Q_{n,t}^{GD}| \leq P_{n,t}^{GD} \tan(\arccos(pf_n)) \quad \forall n, t \quad (31)$$

$$\frac{P_{n,t}^{GD}}{3} = V_{n,f,t}^{re} I_{n,f,t}^{GDre} + V_{n,f,t}^{im} I_{n,f,t}^{GDim} \quad \forall n, t \quad (32)$$

$$\frac{Q_{n,t}^{GD}}{3} = -V_{n,f,t}^{re} I_{n,f,t}^{GDim} + V_{n,f,t}^{im} I_{n,f,t}^{GDre} \quad \forall n, t \quad (33)$$

As expressões relacionadas com a operação das unidades PV são representadas por (34)–(38). A máxima geração renovável é ajustada em relação ao nível de geração solar em cada unidade, como indica (34)–(36), enquanto (37) e (38) correspondem à definição de potência ativa e reativa das unidades PV.

$$0 \leq P_{n,t}^{pv} \leq f_t^{pv} \overline{P}_n^{pv} \quad \forall n, t \quad (34)$$

$$\underline{Q}_n^{pv} \leq Q_{n,t}^{pv} \leq \overline{Q}_n^{pv} \quad \forall n, t \quad (35)$$

$$|Q_{n,t}^{pv}| \leq P_{n,t}^{pv} \tan(\arccos(\phi^{pv})) \quad \forall n, t \quad (36)$$

$$\frac{P_{n,t}^{PV}}{3} = V_{n,f,t}^{re} I_{n,f,t}^{PVre} + V_{n,f,t}^{im} I_{n,f,t}^{PVim} \quad \forall n, t \quad (37)$$

$$\frac{Q_{n,t}^{PV}}{3} = -V_{n,f,t}^{re} I_{n,f,t}^{PVim} + V_{n,f,t}^{im} I_{n,f,t}^{PVre} \quad \forall n, t \quad (38)$$

3.2.3 Transformação do modelo original em um modelo de PL

O modelo anteriormente proposto corresponde a um modelo de PNL devido à consideração de restrições relacionadas com os limites operacionais do SDEE e das unidades de GD renovável e despachável. Note que as equações (9) e (10) associadas com as potências ativas e reativas das cargas, os limites nas magnitudes de tensão (13) e de corrente (14), as potências ativas e reativas relacionadas com os VEs (17) e (18), as potências ativas e reativas relacionadas com as unidades de GD despacháveis (32) e (33), e as potências ativas e reativas relacionadas com as unidades PVs (37) e (38) são expressões não lineares. Nesta subseção, estas equações são linearizadas para obter um modelo de PL que permita que a solução do problema seja mais rápida e simples de ser encontrada.

3.2.3.1 Linearização das correntes das cargas

As equações (9) e (10) que representam as potências ativas e reativas relacionadas com as cargas podem ser expressadas em termos da potência, tensão e corrente para as cargas como é mostrado nas expressões, (39) e (40), nas quais g e h são funções não lineares das partes reais e imaginárias da tensão (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2015). As expressões (39)–(40) podem ser linearizadas usando um ponto de operação estimado $(V_{n,f,t}^{re*}, V_{n,f,t}^{im*})$, como pode-se notar em (41) e (42). Isto se torna possível devido à pequena e limitada variação da magnitude de tensão no SDEE. A qualidade do ponto de operação estimado define o erro de aproximação.

$$I_{n,f,t}^{Dre} = g(P_{n,f,t}^D, Q_{n,f,t}^D, V_{n,f,t}^{re}, V_{n,f,t}^{im}) = \frac{P_{n,f,t}^D V_{n,f,t}^{re} + Q_{n,f,t}^D V_{n,f,t}^{im}}{V_{n,f,t}^{re\ 2} + V_{n,f,t}^{im\ 2}} \quad \forall n, f, t \quad (39)$$

$$I_{n,f,t}^{Dim} = h(P_{n,f,t}^D, Q_{n,f,t}^D, V_{n,f,t}^{re}, V_{n,f,t}^{im}) = \frac{P_{n,f,t}^D V_{n,f,t}^{im} - Q_{n,f,t}^D V_{n,f,t}^{re}}{V_{n,f,t}^{re\ 2} + V_{n,f,t}^{im\ 2}} \quad \forall n, f, t \quad (40)$$

$$I_{n,f,t}^{Dre} = g^* + \left. \frac{\partial g}{\partial V^{re}} \right|_* (V_{n,f,t}^{re} - V_{n,f,t}^{re*}) + \left. \frac{\partial g}{\partial V^{im}} \right|_* (V_{n,f,t}^{im} - V_{n,f,t}^{im*}) \quad \forall n, f, t \quad (41)$$

$$I_{n,f,t}^{Dim} = h^* + \left. \frac{\partial h}{\partial V^{re}} \right|_* (V_{n,f,t}^{re} - V_{n,f,t}^{re*}) + \left. \frac{\partial h}{\partial V^{im}} \right|_* (V_{n,f,t}^{im} - V_{n,f,t}^{im*}) \quad \forall n, f, t \quad (42)$$

3.2.3.2 Linearização dos limites da magnitude de tensão

A magnitude do limite da tensão em cada nó do sistema, dado por (13) é uma expressão não linear. No entanto, pode ser transformada numa expressão linear usando o conjunto de restrições representadas por (43)–(47), e considerando que a variação no ângulo das fases ao redor do ponto de referência é pequena. As restrições (43)–(47) representam o limite de tensão

para a fase A. As magnitudes de tensão entre $[\underline{V}, \bar{V}]$ e os ângulos de fase $[\theta_f - \theta_1, \theta_f + \theta_2]$ são mais detalhados pelo trabalho desenvolvido por Lopez *et al.* (2018). O vetor $[0^\circ, +120^\circ, -120^\circ]$ representa os ângulos de referências θ para todas as fases A, B e C; θ_1 e θ_2 são o desvio máximo positivo e negativo do ângulo de fase ao redor do ponto de referência para cada fase. Para as fases B As restrições (48)–(52) representam o limite de tensão, já para a fase C as expressões As restrições (53)–(57) representam o limite de tensão.

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen}(\theta_f + \theta_1)}{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen}(\theta_f + \theta_1)} [V_{n,f,t}^{re} - \underline{V} \cos(\theta_f + \theta_1)] + \underline{V} \text{sen}(\theta_f + \theta_1) \quad \forall n, f = A, t \quad (43)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen} \theta_f}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos \theta_f} [V_{n,f,t}^{re} - \bar{V} \cos \theta_f] + \bar{V} \text{sen} \theta_f \quad \forall n, f = A, t \quad (44)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen} \theta_f}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos \theta_f} [V_{n,f,t}^{re} - \bar{V} \cos \theta_f] + \bar{V} \text{sen} \theta_f \quad \forall n, f = A, t \quad (45)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq V_{n,f,t}^{re} \tan(\theta_f + \theta_2) \quad \forall n, f = A, t \quad (46)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \geq V_{n,f,t}^{re} \tan(\theta_f + \theta_2) \quad \forall n, f = A, t \quad (47)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen}(\theta_f + \theta_1)}{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen}(\theta_f + \theta_1)} [V_{n,f,t}^{re} - \underline{V} \cos(\theta_f + \theta_1)] + \underline{V} \text{sen}(\theta_f + \theta_1) \quad \forall n, f = B, t \quad (48)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen} \theta_f}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos \theta_f} [V_{n,f,t}^{re} - \bar{V} \cos \theta_f] + \bar{V} \text{sen} \theta_f \quad \forall n, f = B, t \quad (49)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen} \theta_f}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos \theta_f} [V_{n,f,t}^{re} - \bar{V} \cos \theta_f] + \bar{V} \text{sen} \theta_f \quad \forall n, f = B, t \quad (50)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq V_{n,f,t}^{re} \tan(\theta_f + \theta_2) \quad \forall n, f = B, t \quad (51)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \geq V_{n,f,t}^{re} \tan(\theta_f + \theta_2) \quad \forall n, f = B, t \quad (52)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen}(\theta_f + \theta_1)}{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen}(\theta_f + \theta_1)} [V_{n,f,t}^{re} - \underline{V} \cos(\theta_f + \theta_1)] + \underline{V} \text{sen}(\theta_f + \theta_1) \quad \forall n, f = C, t \quad (53)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen} \theta_f}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos \theta_f} [V_{n,f,t}^{re} - \bar{V} \cos \theta_f] + \bar{V} \text{sen} \theta_f \quad \forall n, f = C, t \quad (54)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_f + \theta_2) - \text{sen} \theta_f}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos \theta_f} [V_{n,f,t}^{re} - \bar{V} \cos \theta_f] + \bar{V} \text{sen} \theta_f \quad \forall n, f = C, t \quad (55)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \leq V_{n,f,t}^{re} \tan(\theta_f + \theta_2) \quad \forall n, f = C, t \quad (56)$$

$$V_{n,f,t}^{im} \geq V_{n,f,t}^{re} \tan(\theta_f + \theta_2) \quad \forall n, f = C, t \quad (57)$$

3.2.3.3 Linearização dos limites da magnitude da corrente

A expressão não linear para a magnitude do limite da corrente representada por (14) é linearizada através do conjunto de equações (58)–(67) (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2015).

Os termos $\sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \sigma_{mm,\lambda} \delta_{mn,f,t,\lambda}^{re}$ e $\sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \sigma_{mm,\lambda} \delta_{mn,f,t,\lambda}^{im}$ são as aproximações lineares de

$(I_{mn,f,t}^{re})^2$ e $(I_{mn,f,t}^{im})^2$, onde $\sigma_{mm,\lambda}$ e $\bar{\delta}_{mn}$ são parâmetros que representam a declividade do bloco λ da linearização por partes para a corrente do circuito mn e os blocos de discretização para a corrente do circuito mn , respectivamente, e são definidos por (66) e (67).

$$I_{mn,f,t}^{sqr} = \sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \sigma_{mm,\lambda} \delta_{mn,f,t,\lambda}^{re} + \sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \sigma_{mm,\lambda} \delta_{mn,f,t,\lambda}^{im} \quad \forall mn, f, t \quad (58)$$

$$I_{mn,f,t}^{re} = I_{mn,f,t}^{re+} - I_{mn,f,t}^{re-} \quad \forall mn, f, t \quad (59)$$

$$I_{mn,f,t}^{im} = I_{mn,f,t}^{im+} - I_{mn,f,t}^{im-} \quad \forall mn, f, t \quad (60)$$

$$I_{mn,f,t}^{re+} + I_{mn,f,t}^{re-} = \sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \delta_{mn,f,t,\lambda}^{re} \quad \forall mn, f, t \quad (61)$$

$$I_{mn,f,t}^{im+} + I_{mn,f,t}^{im-} = \sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \delta_{mn,f,t,\lambda}^{im} \quad \forall mn, f, t \quad (62)$$

$$0 \leq \delta_{mn,f,t,\lambda}^{re} \leq \bar{\delta}_{mn}, \forall mn \quad \forall mn, f, t, \lambda = 1 \dots \bar{\lambda} \quad (63)$$

$$0 \leq \delta_{mn,f,t,\lambda}^{im} \leq \bar{\delta}_{mn}, \forall mn \quad \forall mn, f, t, \lambda = 1 \dots \bar{\lambda} \quad (64)$$

$$I_{mn,f,t}^{re+}, I_{mn,f,t}^{re-}, I_{mn,f,t}^{im+}, I_{mn,f,t}^{im-} \geq 0 \quad \forall mn, f, t, \lambda = 1 \dots \bar{\lambda} \quad (65)$$

$$\sigma_{mm,\lambda} = (2\lambda - 1) \bar{\delta}_{mn} \quad \forall mn, \lambda = 1 \dots \bar{\lambda} \quad (66)$$

$$\bar{\delta}_{mn} = \frac{\bar{I}_{mn}}{\bar{\lambda}} \quad \forall mn \quad (67)$$

3.2.3.4 Linearização dos limites operacionais dos REDs

As potências ativa e reativa dos VEs representadas por (17) e (18), as potências ativa e reativa das unidades de GD em (32) e (33), e as potências ativa e reativa das unidades PV em (37) e (38) são aproximadas usando um ponto estimado $(V_{n,f,t}^{re*}, V_{n,f,t}^{im*})$, como é representado por (68)–(73).

$$P_{v,t}^{VE} + E_{v,t}^{VERn} / \Delta_t = V_{n,f,t}^{re*} I_{n,f,t}^{VEre} + V_{n,f,t}^{im*} I_{n,f,t}^{VEim} \quad \forall v, t \quad (68)$$

$$0 = -V_{n,f,t}^{re*} I_{n,f,t}^{VEim} + V_{n,f,t}^{im*} I_{n,f,t}^{VEre} \quad \forall v, t \quad (69)$$

$$\frac{P_{n,t}^{GD}}{3} = V_{n,f,t}^{re*} I_{n,f,t}^{GDre} + V_{n,f,t}^{im*} I_{n,f,t}^{GDim} \quad \forall n, t \quad (70)$$

$$\frac{Q_{n,t}^{GD}}{3} = -V_{n,f,t}^{re*} I_{n,f,t}^{GDim} + V_{n,f,t}^{im*} I_{n,f,t}^{GDre} \quad \forall n, t \quad (71)$$

$$\frac{P_{n,t}^{PV}}{3} = V_{n,f,t}^{re*} I_{n,f,t}^{PVre} + V_{n,f,t}^{im*} I_{n,f,t}^{PVim} \quad \forall n, t \quad (72)$$

$$\frac{Q_{n,t}^{PV}}{3} = -V_{n,f,t}^{re*} I_{n,f,t}^{PVim} + V_{n,f,t}^{im*} I_{n,f,t}^{PVre} \quad \forall n, t \quad (73)$$

3.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE O MODELO PROPOSTO

Nesta proposta, o problema de otimização original apresenta não linearidades relacionadas com os limites operacionais do sistema de distribuição e dos REDs que foram devidamente aproximadas mediante expressões lineares. A qualidade da solução obtida ao resolver este problema de PNL depende diretamente do ponto estimado de operação da tensão e do número de blocos definidos para a linearização por partes do quadrado da corrente (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2015). Por outro lado, a variável de carregamento do VE é contínua, o que resulta na desconsideração de variáveis binárias, permitindo assim que o modelo de PL represente de forma adequada a operação dos VEs para conseguir energia suficiente para o transporte ao tempo que o agregador usa o restante da energia nas baterias para programar as reservas.

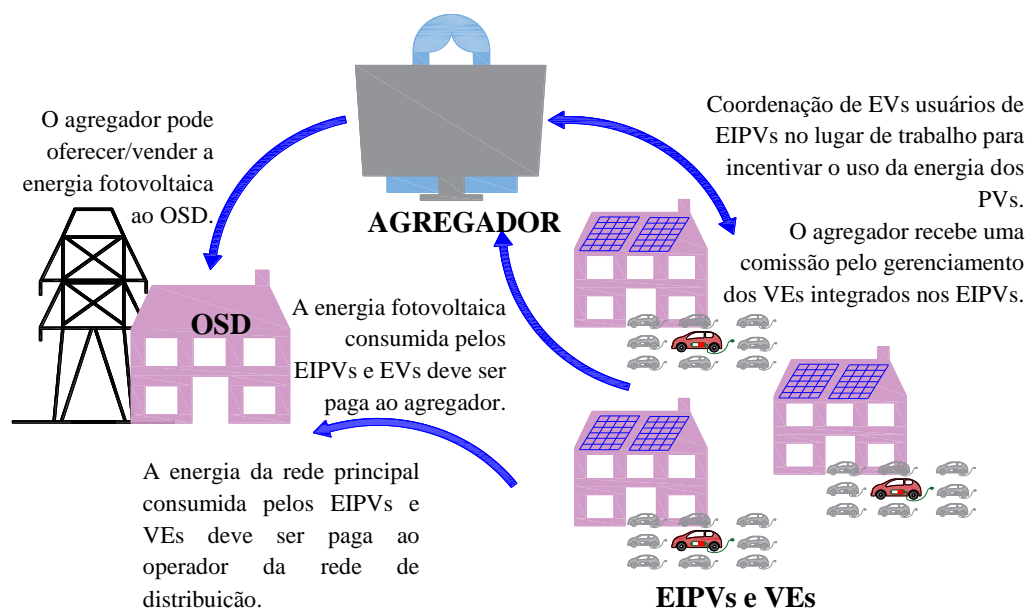
Para representar a operação dos REDs gerenciada pelo agregador, a operação é considerada sob o horizonte de um dia. Com esta divisão do horizonte de controle, consegue-se representar o comportamento da demanda dos VEs, assim como a demanda convencional do sistema. Por outro lado, também é possível representar a produção da energia solar das unidades PV, estas informações são baseadas em dados históricos. Nesse sentido, cada t representa um comportamento característico a fim de resolver o modelo determinístico para o problema do agregador.

4 O AGREGADOR COMO GERENCIADOR DO CARREGAMENTO DOS VEs DO LUGAR DE TRABALHO INCENTIVANDO O USO DE ENERGIA RENOVÁVEL

O constante aumento da mobilidade elétrica encontra-se diretamente ligado ao aumento da demanda de energia da rede de distribuição. Por outro lado, a implantação da geração das unidades PV no local e a adoção de edifícios inteligentes são tendências que têm recebido grande atenção nos últimos anos. Por isso, o interesse em desenvolver uma estratégia de aproveitamento da energia produzida pelas unidades PV, que possam contribuir para a descarbonização e o alívio do congestionamento da rede, levou ao surgimento dos EIPV.

Neste capítulo será apresentado o modelo matemático para a estratégia do agregador como gerenciador de um conjunto de VEs usuários de edifícios inteligentes integrados com unidades PV (GUZMAN *et al.*, 2021a). A estratégia propõe uma coordenação de carga feita no lugar de trabalho na qual o agregador maximiza o uso da energia gerada pelas unidades PV como fonte principal para a energia demandada pelos proprietários dos VEs, disponibiliza essa energia às cargas convencionais dos edifícios inteligentes e fornece através de várias expressões matemáticas informações relacionadas com a proporção de energia sustentável que tanto os proprietários dos VEs como os usuários dos EIPVs usaram para atender sua demanda energética (GUZMAN *et al.*, 2021a). A Figura 3 mostra a proposta do agregador na interação entre os EIPVs e os VEs.

Figura 3 – Estratégia do agregador proposta para integração dos EIPVs e os VEs



Fonte: GUZMAN *et al.* (2021a)

4.1 CONSIDERAÇÕES PARA O MODELO MATEMÁTICO DA PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VEs INTEGRADOS AOS EIPVs

O agregador é responsável pela coordenação de carga dos VEs no local de trabalho, portanto, os proprietários dos VEs são usuários de EIPVs e estão interessados em carregar as suas baterias enquanto os veículos estão no estacionamento com a energia sustentável gerada pelas unidades PV. Desta forma, o agregador maximiza o uso da energia gerada pelas unidades PV através de um índice matemático que permite medir a quantidade de energia carregada nas baterias e usada pelas cargas convencionais dos EIPVs que é de origem renovável. O agregador realiza transações no mercado elétrico local tanto com os proprietários dos VEs como com os usuários dos EIPVs; desta forma, a energia consumida é paga de maneira separada: a que é de origem renovável, será paga ao agregador, a que é de origem convencional ao OSD. Para desenvolver o modelo matemático que representa esta proposta para o agregador, foram feitas as seguintes considerações:

- A proposta assume que o agregador é dono das unidades PV integradas aos edifícios e faz um gerenciamento centralizado dos EIPVs e os VEs. Portanto, o agregador efetua o controle de carga dos VEs para incentivar o uso da energia sustentável gerada pelas unidades PV;
- O controle de carga dos VEs efetuado pelo agregador é feito com o compromisso de satisfazer o requerimento energético dos proprietários dos VEs, ou seja, energia suficiente para o transporte;
- Em relação aos EIPVs, o agregador disponibiliza a energia gerada pelas unidades PV para que as cargas convencionais dos edifícios usem a energia sustentável;
- Os VEs são considerados como cargas controláveis e a recarga da bateria é feita no lugar de trabalho e é de natureza contínua, portanto não é considerada nenhuma variável binária associada com o estado de carga do VE (BESSA; MATOS, 2010);
- O agregador deve atualizar constantemente as informações das baterias dos VEs, como o nível de carga normal, a duração do tempo de carregamento, a taxa máxima de carga, o estado inicial de carga e a energia elétrica consumida por cada VE;
- Os proprietários dos VEs estão comprometidos em definir um cronograma de direção para o dia atual ou seguinte, informando o *SOC* (*state of charge*) mínimo necessário, o *SOC* da

bateria necessário para a próxima viagem, hora de partida e chegada e a distância esperada da viagem;

- A geração de energia PV é considerada constante e associada a um conjunto de cenários, cada um com a uma probabilidade de ocorrência;
- Na etapa de pós-processamento são calculados os custos que tanto os proprietários dos VEs como os usuários dos EIPVs devem pagar ao OSD pela energia convencional e ao agregador pela energia sustentável. Após o cálculo do custo que os VEs devem pagar ao agregador pode ser calculada a comissão que o agregador cobra aos proprietários dos veículos pela coordenação de carga (GUZMAN *et al.*, 2021a).

4.2 MODELO MATEMÁTICO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VEs INTEGRADOS AOS EIPVs

O modelo matemático relacionado com o controle feito pelo agregador apresentado nesta proposta é representado como um problema de programação quadrática (PQ), isto porque o agregador maximiza a energia gerada pelas unidades PV baseando-se em quadrados nos termos que compõem a função objetivo. Esses quadrados se tornam necessários devido à tentativa do agregador de suavizar a curva da proporção de energia sustentável utilizada período a período pelos usuários dos VEs e pelas cargas convencionais, evitando assim que em alguns períodos se utilize menos energia sustentável ainda quando exista uma alta disponibilidade dela, como será detalhado a seguir. O modelo matemático deve representar a operação ótima dos VEs e a presença de geração PV local, sendo estes gerenciados pelo agregador.

4.2.1 Função objetivo

A função objetivo desta proposta é uma expressão matemática que tem como intuito a otimização do índice de energia sustentável (IES) \mathcal{E} . O \mathcal{E} representa o uso da energia sustentável para todos os períodos e todos os cenários de geração PV e é calculado através de duas relações matemáticas. A primeira representa a energia total vinda das unidades PV que foi usada pelo sistema (\wp) e está escrita em termos do quadrado da potência PV gerada ($P_{n,t,c}^{PV\ 2}$) e a probabilidade dos cenários, como expressado por (74). A segunda relação representa a energia total importada no sistema e a energia total vinda das unidades PV (\mathfrak{S}), sendo escrita por meio do quadrado da potência importada da subestação ($P_{n,t,c}^{im}$) e o quadrado da potência gerada pelas unidades PV ($P_{n,t,c}^{im}$), incluindo a probabilidade dos cenários, como indicado por

(75). Os quadrados nas expressões (74) e (75) são necessários para encorajar o carregamento dos VEs em períodos de alta geração PV, levando a taxas suaves de energia sustentável ao longo dos períodos de tempo dados. Isso pode ser verificado pelo cálculo dessas taxas para cada período e cenário. Assim, a otimização de \mathcal{E} pode ser feita por meio de uma expressão fracionária, conforme mostrado em (76). Ressalte-se que o modelo proposto pretende maximizar o IES dado em (76), cuja representação matemática é naturalmente não linear devido à variável $P_{t,c}^{im^2}$ em (75). Portanto, para obter um modelo quadrático equivalente, torna-se necessário minimizar a expressão inversa de \mathcal{E} , conforme especificado por (77).

$$\wp = \sum_{c \in \mathcal{C}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}} \pi_c \Delta_t P_{n,t,c}^{PV^2} \quad (74)$$

$$\mathfrak{S} = \sum_{c \in \mathcal{C}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \pi_c \Delta_t P_{t,c}^{im^2} + \sum_{c \in \mathcal{C}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}} \pi_c \Delta_t P_{n,t,c}^{PV^2} \quad (75)$$

$$\mathcal{E} = \frac{\wp}{\mathfrak{S}} \quad (76)$$

$$\min \frac{1}{\mathcal{E}} \quad (77)$$

4.2.2 Restrições

Para resolver esta proposta do agregador são considerados os seguintes conjuntos de restrições:

- Restrições fundamentais relacionadas com a operação dos EIPVs;
- Restrições relacionadas com a operação dos VEs.

4.2.2.1 Restrições fundamentais relacionadas com a operação dos EIPVs

A operação dos EIPVs é formulada pelo conjunto de expressões (78)–(81). A equação (78) representa o balanço de potência entre a geração e a demanda no sistema de distribuição. A energia exportada e importada de/para a subestação ou a rede principal está incluída ($P_{t,c}^{ex}$ e $P_{t,c}^{im}$). Caso as unidades PV produzam mais energia do que o necessário para atender às cargas do sistema, a exportação torna-se necessária; assim, a energia excedente pode ser oferecida/vendida para outras partes interessadas. Além disso, a Figura 4 ilustra a representação do balanço de potência, que leva em consideração a geração PV e as demandas acumuladas (cargas convencionais dos edifícios e carregamento dos VEs) de todos os nós do sistema. A potência produzida pelas unidades PV é dada por (79), escrita em termos do

parâmetro π_c , o qual corresponde à probabilidade de geração de PV em termos de um conjunto de cenários (FRANCO; OCHOA; ROMERO, 2018), o fator de irradiância ($f_{t,c}^{pv}$) e a capacidade de geração (\bar{P}_n^{pv}) de cada PV. As potências importadas e exportadas através da subestação são variáveis positivas, conforme indicado em (80) e (81).

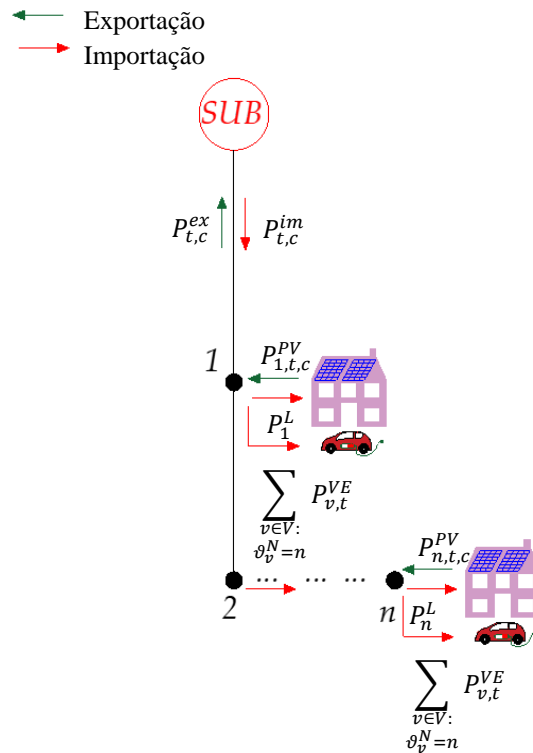
$$P_{t,c}^{im} - P_{t,c}^{ex} + \sum_{n \in N} P_{n,t,c}^{PV} = \sum_{n \in N} P_n^L \xi_t + \sum_{n \in N} \sum_{\substack{v \in V: \\ \vartheta_v^N = n}} P_{v,t}^{VE}, \forall t, c \quad (78)$$

$$P_{n,t,c}^{PV} = \pi_c \bar{P}_n^{pv} f_t^{pv}, \forall n, t, c \quad (79)$$

$$P_{t,c}^{im} \geq 0, \forall t, c \quad (80)$$

$$P_{t,c}^{ex} \geq 0, \forall t, c \quad (81)$$

Figura 4 – Representação do balanço de potência



Fonte: GUZMAN et al. (2021a)

4.2.2.2 Restrições relacionadas com a operação dos VEs

O conjunto de equações (82)–(86) representa a coordenação de carregamento dos VEs do local de trabalho realizada pelo agregador (GUZMAN *et al.*, 2020). Essas restrições permitem que o agregador garanta o requerimento energético solicitado pelos proprietários dos VEs. Além disso, por meio dessas expressões, o agregador pode agendar o carregamento das baterias dos VEs nos horários de maior disponibilidade de geração PV. O limite de potência

para cada carregamento do VE é estabelecido por (82), de acordo com a potência máxima do carregador \overline{P}_v^{CH} . A potência de carregamento exigida por cada VE depende do estado de disponibilidade, que é representado pelo parâmetro binário $\zeta_{v,t}$: 1 se o VE estiver disponível para carregamento e 0 se não estiver conectado ao sistema (SARKER; DVORKIN; ORTEGA-VAZQUEZ, 2016). A energia armazenada no período inicial do controle de carga é expressa por (83) e depende do estado inicial de carga (E_v^{SOC}); o consumo de energia do VE ($P_{v,t}^{VE}$) a energia necessária para o movimento diário (E_v^{Trip}); e o estado relacionado ao transporte, representado pelo parâmetro binário $s_{v,t}$, que indica se o EV está em viagem ($s_{v,t} = 1$) ou não ($s_{v,t} = 0$). A expressão (84) representa a energia armazenada em cada bateria dos VEs em intervalos de tempo diferentes do primeiro. A restrição (85) estabelece que a energia armazenada na bateria dos VEs deve ser pelo menos igual à energia necessária para o movimento em cada período de tempo. Além disso, (86) define os limites inferior e superior para a energia armazenada nas baterias dos VEs.

$$0 \leq P_{v,t}^{VE} \leq \zeta_{v,t} \overline{P}_v^{CH}, \quad \forall v, t \quad (82)$$

$$E_{v,t}^{VE} = E_v^{SOC} + \left(P_{v,t}^{VE} \Delta_t - E_v^{Trip} \frac{s_{v,t}}{\sum_{k \in T} s_{v,k}} \right), \forall v, t = t_1 \quad (83)$$

$$E_{v,t}^{VE} = E_{v,t-1}^{VE} + \left(P_{v,t}^{VE} \Delta_t - E_v^{Trip} \frac{s_{v,t}}{\sum_{k \in T} s_{v,k}} \right), \forall v, t > t_1 \quad (84)$$

$$E_{v,t}^{EV} \geq E_v^{Trip} \frac{s_{v,t}}{\sum_{k \in T} s_{v,k}}, \forall v, t \quad (85)$$

$$\underline{E}_v^{VE} \leq E_{v,t}^{EV} \leq \overline{E}_v^{VE}, \forall v, t \quad (86)$$

4.2.3 Estágio de pós-processamento após a estratégia de agregação proposta

Posteriormente à implementação da estratégia de agregação, as expressões (87)–(89) são executadas num estágio de pós-processamento. Estas expressões tornam possível calcular quanto de energia sustentável foi consumida localmente. Portanto, a equação (87) representa a proporção de energia sustentável usada pelos proprietários dos VEs e pelos usuários dos edifícios em cada intervalo de tempo e cenário ($\delta_{t,c}^{IES}$); assim, através desta expressão, é possível fornecer informações sobre a fonte do consumo de energia em um período e cenário particulares. Além disso, a proporção de energia sustentável utilizada no sistema para todos os períodos de tempo e cada cenário (φ_c^{IES}) é expressa por (88), fornece informações aos proprietários e usuários dos edifícios sobre a fonte diária de consumo de energia em cada cenário. Finalmente, a expressão (89) indica a proporção de energia sustentável de um único

VE para todos os períodos de tempo e um cenário específico, que permite ao proprietário de um único VE conhecer sua porcentagem de consumo de energia renovável.

$$\delta_{t,c}^{IES} = \frac{\sum_{n \in N} P_{n,t,c}^{PV} \Delta_t}{P_{t,c}^{im} \Delta_t + \sum_{n \in N} P_{n,t,c}^{PV} \Delta_t}, \forall t, c \quad (87)$$

$$\varphi_c^{IES} = \frac{\sum_{t \in T} \sum_{n \in N} P_{n,t,c}^{PV} \Delta_t}{\sum_{t \in T} P_{t,c}^{im} \Delta_t + \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} P_{n,t,c}^{PV} \Delta_t}, \forall c \quad (88)$$

$$\mu_{v,c}^{IES} = \frac{\sum_{t \in T} P_{v,t}^{VE} \Delta_t \delta_{t,c}^{IES}}{\sum_{t \in T} P_{v,t}^{VE} \Delta_t}, \forall v, c \quad (89)$$

Os custos que os proprietários dos VEs e dos usuários dos EIPVs têm que pagar diariamente e para um único cenário são calculados com base nas transações no mercado de energia local e levando em conta as expressões (90)–(93), estabelecidas em termos do preço da energia das unidades PV (α_t^{PV}) e do preço da energia da subestação (α_t^{SE}). As expressões (90) e (91) representam o custo diário que os proprietários dos VEs e os usuários dos edifícios têm que pagar ao agregador por um único cenário, respectivamente. Então, após a expressão (90) ter sido calculada, a comissão do agregador é calculada. As expressões (92) e (93) representam os custos diários que os proprietários dos VEs e os usuários dos edifícios têm de pagar ao OSD por um único cenário, respectivamente.

$$\mathcal{R}_c^{VE} = \sum_{n \in N} \sum_{\substack{v \in V: \\ \vartheta_v^N = n}} \alpha_t^{pv} P_{v,t}^{VE} \Delta_t \delta_{t,c}^{IES}, \forall c \quad (90)$$

$$\mathcal{R}_c^L = \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \alpha_t^{pv} P_t^L \xi_t \Delta_t \delta_{t,c}^{IES}, \forall c \quad (91)$$

$$C_c^{VE} = \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \sum_{\substack{v \in V: \\ \vartheta_v^N = n}} \alpha_t^{SE} P_{v,t}^{VE} \Delta_t (1 - \delta_{t,c}^{IES}), \forall c \quad (92)$$

$$C_c^L = \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \alpha_t^{SE} P_t^L \xi_t \Delta_t (1 - \delta_{t,c}^{IES}), \forall c \quad (93)$$

4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE O MODELO PROPOSTO

O problema de otimização do índice de energia sustentável precisou ser linearizado através da inversão da expressão matemática inicial para a variável \mathcal{E} , desta forma, é permitido obter um modelo matemático mais simples de ser representado. Por outro lado, num estágio de pós-processamento é possível modelar as expressões matemáticas que fornecem as informações relacionadas com as porcentagens de consumo energético tanto dos proprietários dos VEs quanto dos usuários dos EIPVs. Nesta proposta, a variável de carregamento dos VEs também é contínua, que permite um adequado gerenciamento da operação dos VEs para conseguir

incentivar a carga das baterias com a energia gerada pelas unidades de PV, ao tempo que a energia requerida para o transporte é fornecida e o agregador pode disponibilizar a energia renovável às cargas dos edifícios inteligentes.

Para representar o gerenciamento energético feito pelo agregador, a operação é considerada no horizonte de um dia. Com esta divisão do horizonte de controle, consegue-se incentivar a carga das baterias com energia sustentável e fornecer tanto aos proprietários dos VEs quanto aos usuários dos edifícios as informações relacionadas com a origem da energia consumida (convencional ou renovável). Por outro lado, a modelagem da energia gerada pelas unidades PV é feita considerando vários cenários de geração solar fotovoltaica; nesse sentido, é possível ter uma representação com a variação na disponibilidade da energia gerada pelas unidades PV e resolver o problema do agregador desta proposta.

A fim de validar a solução para as propostas do agregador como gerenciador de REDs dentro do SDEE, casos de estudo e resultados numéricos serão apresentados e discutidos no capítulo seguinte.

5 TESTES E RESULTADOS

Para validar a eficiência das formulações das estratégias de agregação propostas neste trabalho, diferentes casos são estudados e analisados. Este capítulo é constituído de quatro seções. Na primeira, apresentam-se as informações relacionadas com os casos de estudo considerados, detalhando os aspectos técnicos do sistema elétrico considerado no qual os REDs gerenciados pelo agregador encontram-se operando, assim como as informações em relação ao gerenciamento feito pelo agregador sobre os REDs, aspectos técnicos e financeiros da proposta. Na segunda seção, resumem-se os resultados numéricos encontrados nas simulações realizadas para os casos de estudo correspondentes à primeira proposta de agregação. Na terceira, apresentam-se as considerações e casos de estudo para a proposta do agregador como gerenciador dos VEs no lugar de trabalho incentivando o uso da energia renovável, assim como os casos teste e as informações técnicas e financeiras relacionadas com o gerenciamento dos VEs via o agregador no entorno de edifícios inteligentes. Finalmente, na quarta seção são resumidos os resultados numéricos para a proposta do agregador gerenciando os VEs no entorno do edifício inteligente.

5.1 CONSIDERAÇÕES E CASOS DE ESTUDO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE

Para validar a aplicabilidade da estratégia para o gerenciamento do agregador proposta neste trabalho, foi considerado um sistema de distribuição trifásico desbalanceado de 34 barras. O agregador controla a operação de 660 VEs e duas unidades de GD renováveis, enquanto participa no mercado de reserva *day-ahead*. As considerações gerais são resumidas a seguir:

- O horizonte de operação é de 24 horas, dois intervalos de tempo para o controle de carga, a operação das unidades de GD e a programação das reservas foram considerados, $\Delta_t=1h$ e $\Delta_t=0,5h$;
- As cargas conectadas no SDEE são representativas de cargas típicas convencionais.
- O controle de carga gerenciado pelo agregador inicia em $t = 18h$. Foram considerados dois cenários de controle de carga, o primeiro representa o controle de carga durante um dia de semana normal e o segundo durante um dia de fim de semana;
- As reservas de potência *up* e *down* foram programadas considerando duas porcentagens esperadas de implementação, a primeira porcentagem é de 100%, na qual o OST irá

precisar de toda a reserva programada pelo agregador. A segunda é de 15%, na qual o OST precisará menos reserva da que foi programada pelo agregador;

- O agregador controla duas unidades de GD despacháveis e 10 unidades PV. No caso das unidades PV, as informações relacionadas com a produção de energia solar foram consideradas como representativas de um dia normal ensolarado;
- Considera-se que existe uma troca de informações bidirecional entre o agregador e os proprietários dos VEs, ou seja, as preferências de carga e transporte dos proprietários dos usuários serão informadas ao agregador e as relacionadas com o controle de carga serão informadas do agregador aos proprietários através de dispositivos de comunicação (RUA *et al.*, 2010).

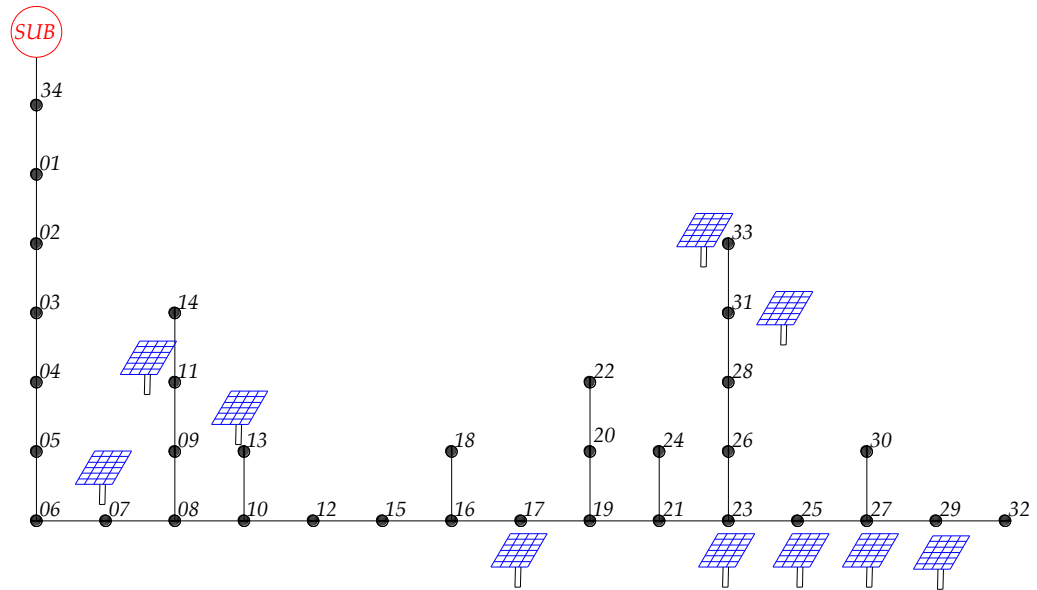
5.1.1 Informações técnicas relacionadas com o sistema teste de 34 barras

O modelo proposto é testado num sistema de distribuição de 34 barras com um nível de média tensão (MT) de 24,9kV e um nível de baixa tensão (BT) de 220V (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS, 2019). A frequência do sistema é de 60 Hz. Os limites mínimos e máximos da magnitude da tensão foram definidos como 0,90 e 1,00 p.u., respectivamente. O valor da magnitude da tensão na subestação foi fixado em 1,00 p.u. O parâmetro $\bar{\lambda}$ foi ajustado em 10, enquanto \bar{I}_{mn} foi estipulada em 500 A em todas as linhas. Os parâmetros θ_1 e θ_2 foram 5° e 3° , respectivamente. A rede trifásica secundária conectada ao SDEE considerada para representar o sistema elétrico é mostrada na Figura 5. A Figura 6 ilustra a topologia da rede secundária. Cada rede secundária é conectada ao nível de média tensão através de transformadores MT/BT representados por “xx” como mostra a Figura 6. O sistema considerado no teste tem 33 redes secundárias conectadas a cada barra de MT através dos transformadores MT/BT.

5.1.2 Informações técnicas e financeiras relacionadas com os REDs

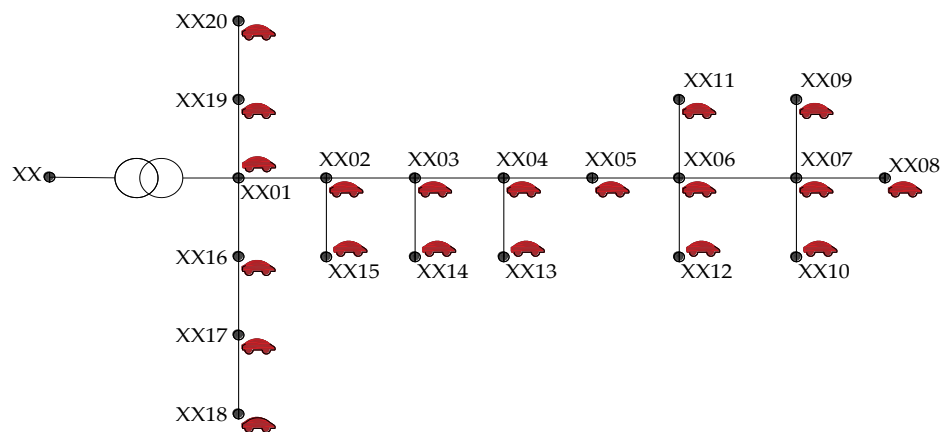
O sistema representado na Figura 6 pode atender ao carregamento de 20 VEs. A rede de média tensão disponibiliza 33 barras para conexão a cada sistema secundário de baixa tensão através de transformadores de BT, sendo que cada rede secundária atende 20 VEs.

Figura 5 – Topologia da rede média tensão



Fonte: Adaptado de Franco et al. (2015)

Figura 6 – Topologia da rede de baixa tensão



Fonte: Adaptado de Franco et al. (2015)

Portanto o agregador controla 660 VEs. O modelo do VE usado é o Nissan Leaf com 30 kWh de capacidade de energia, considerando 76% da capacidade utilizável (ou seja, 22,8 kWh) e a potência nominal do carregador é de 3,3 kW, isto preserva o estado da bateria retrasando a degradação desta (SARKER; PANDŽIĆ; ORTEGA-VAZQUEZ, 2015). Estima-se que a energia inicial E_v^{SOC} é atualizada em cada período inicial do controle de carga através de dispositivos de comunicação (RUA *et al.*, 2010). O estado inicial das baterias dos 660 VEs varia entre 13% e 30% da sua capacidade total. Assume-se que os VEs são conectados de forma uniforme em todas as fases do SDEE. Para que a participação do agregador no mercado

de reservas *day-ahead* seja possível o agregador realiza a programação das reservas *up* e *down* para as 24 horas do dia seguinte considerando preços do mercado energético baseados em informações detalhadas em (SARKER; DVORKIN; ORTEGA-VAZQUEZ, 2016). Em relação às unidades de GD, o agregador pode vender a energia gerada pelas unidades despacháveis ao OSD/OST ou outras partes interessadas no mercado spot por um preço fixado em 0,068USD \$/kWh. A potência ativa máxima das unidades de GD despacháveis é de 500 kW, as potências reativas mínima e máxima são -200 e 200 kVAr, respectivamente. O fator de potência mínimo para a operação das unidades despacháveis é de 0,90. No caso dos PVs, o agregador oferece a energia renovável de 10 unidades a um preço de 0,068USD \$/kWh (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2021). Os PVs são conectados nos nós 07, 11, 13, 17, 23, 25, 27, 29, 31 e 33 da rede de MT. Por outro lado, a potência ativa máxima dos PVs é de 500 kW e as potências reativa mínima e máxima são -200 e 200 kVAr, respectivamente. O fator de potência mínimo para a operação das unidades PV é de 0,90.

5.1.3 Casos teste

Quatro casos foram considerados para validar a aplicabilidade da estratégia do agregador proposta neste trabalho:

- Caso I: controle de carga e programação das reservas *up* e *down* durante um dia de semana laboral considerando um intervalo de controle de $\Delta t = 1h$. Neste caso assume-se que os VEs estarão disponíveis para se carregar em casa entre os horários 18:00h e 07:00h;
- Caso II: controle de carga e programação das reservas *up* e *down* durante um dia de fim de semana considerando um intervalo de controle de $\Delta t = 1h$. Neste caso assume-se que os proprietários dos VEs usaram os carros duas horas no período de manhã e duas horas durante a tarde. Portanto, o controle de carga as reservas serão programadas durante os intervalos 01:00h e 06:00h, 09:00h e 15:00h, e 18:00 e 06:00h;
- Caso III: controle de carga e programação das reservas *up* e *down* durante um dia de fim de semana considerando um intervalo de controle de $\Delta t = 0,5h$; similar ao Caso II. Este caso é proposto para verificar a capacidade do agregador de manter o gerenciamento dos VEs e a programação das reservas ainda com o ajuste do tempo de controle;
- Caso IV: controle de carga e programação das reservas *up* e *down* durante um dia de fim de semana considerando um intervalo de controle de $\Delta t = 1h$ e com uma porcentagem esperada de implantação $\pi_d = 0,15$. Este caso é proposto para verificar o lucro do

agregador quando a quantidade de reserva requerida pelo OST é menor que 100%. Nos três primeiros casos essa porcentagem é considerada de $\pi_d = 1$.

A Tabela 2 resume, para cada caso, as informações relacionadas com o controle de carga e a programação das reservas que o agregador realiza. Para os testes durante um dia de semana laboral, assume-se que os VEs não estarão disponíveis para carregar em casa ou em viagem entre os períodos 7:00h e 18:00h; durante estes períodos o agregador não poderá programar reservas. No caso dos testes feitos para um dia de fim de semana, assume-se que os proprietários dos VEs estarão em viagem durante duas horas no período de manhã 7:00h e 8:00h e duas horas durante o período da tarde 15:00h e 16:00h.

Tabela 2 – Controle de carga dos VEs e programação de reservas realizada pelo agregador para cada caso

<i>Casos</i>	<i>Dia de semana</i>	<i>Dia de fim de semana</i>	$\Delta t = 1h$	$\Delta t = 0,5h$	$\pi_d = 1$	$\pi_d = 0,15$
Caso I	✓		✓		✓	
Caso II		✓	✓		✓	
Caso III		✓		✓	✓	
Caso IV		✓	✓			✓

Fonte: elaboração da própria autora.

5.2 RESULTADOS NUMÉRICOS PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS REDS NO SDEE

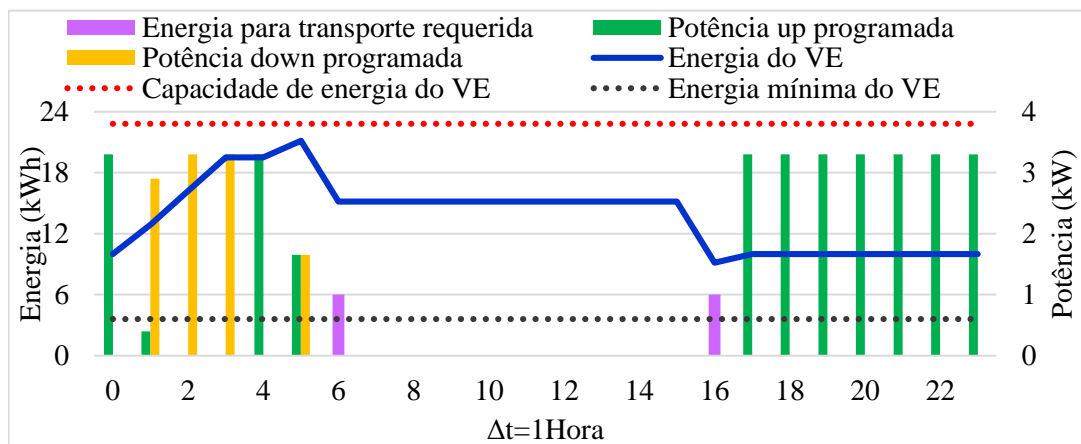
Para validar a estratégia do agregador proposta neste trabalho, resultados numéricos são obtidos para os diferentes casos de estudo propostos. A abordagem determinística para resolver o problema de PL foi desenvolvida na linguagem de modelagem matemática AMPL e o *solver* utilizado foi o CPLEX.

5.2.1 Resultados obtidos para Caso I

Neste caso, a proposta é avaliada considerando 660 VEs controlados pelo agregador e carregando as baterias em casa, durante os intervalos de tempo de 18:00h e 7:00h. Neste teste, o lucro total do agregador pela venda de energia das unidades GD, as reservas programadas, assim como o controle de carga foi de USD\$2278,37, a quantidade de energia *up* e *down* programadas pelo agregador no final do período de controle foram 19,99 Wh e 10,18 MWh, respectivamente. O comportamento de carga dos VEs é mostrado usando como exemplo um único VE, neste caso o #4 da frota controlada pelo agregador. A Figura 7 mostra o cronograma de carga, assim como as programações de reservas *up* e *down*. Neste caso, note que às 2:00h o VE foi carregado, mas o agregador ajustou a carga para programar reserva *down* e *up*. A máxima potência do carregador é 3,3 kW, portanto, o agregador controla a carga do VE de tal

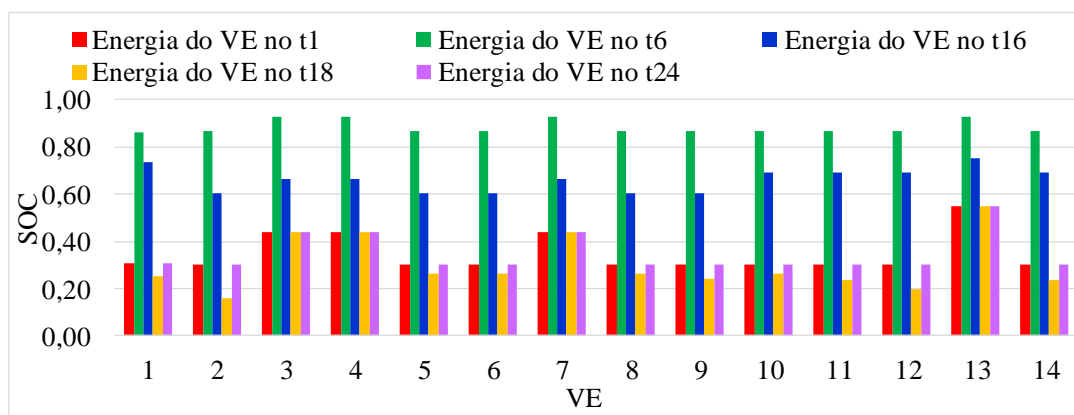
maneira que o VE carregue com potência igual a 0,4 kW para atingir o requerimento energético, esta potência de carga é conseguida ao tempo que o agregador programa reserva *down*. Em relação à reserva *up*, o estado de energia restante na bateria, correspondente a 2,9 kWh foram programados para reserva *up*. Pode-se observar que a capacidade máxima da bateria nunca é atingida e que o requerimento energético para transporte é conseguido. O estado de carga dos primeiros 14 VEs é ilustrado na Figura 8. O agregador coordena a carga de tal forma que o requerimento energético do dono seja atingido antes de sair de casa, isto acontece as 7:00h; nesse período de tempo, os VEs têm um SOC de aproximadamente 80%. Depois de sair para viagem, o SOC cai devido ao consumo energético durante a viagem, logo os VEs retornam para casa as 18:00h e o SOC fica acima de 30%, já no final do horizonte de carga o SOC é de 35%.

Figura 7– Comportamento de carga e programação de reservas do VE #4, controle durante um dia de semana



Fonte: GUZMAN et al. (2020)

Figura 8 – SOC dos primeiros 14 VEs controlados pelo agregador durante um dia de semana

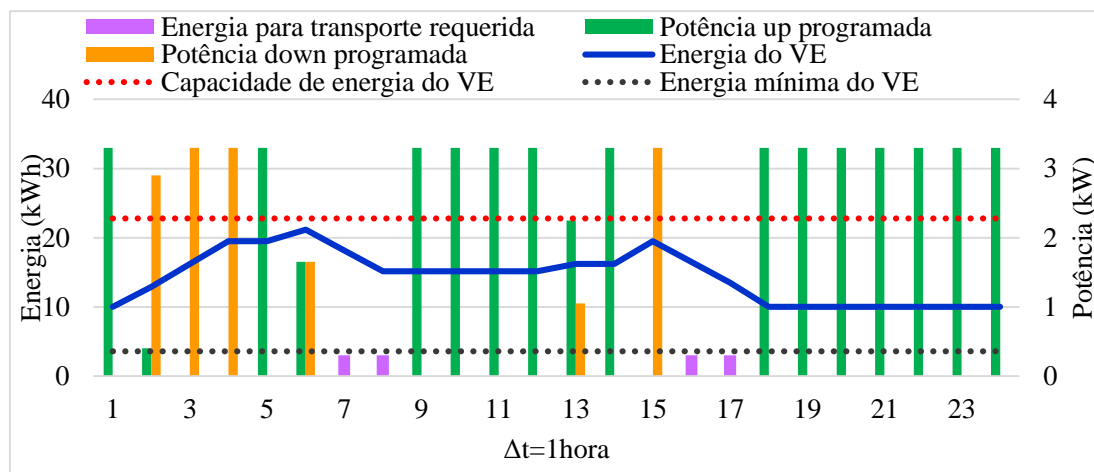


Fonte: Guzman et al. (2020)

5.2.2 Resultados obtidos para Caso II

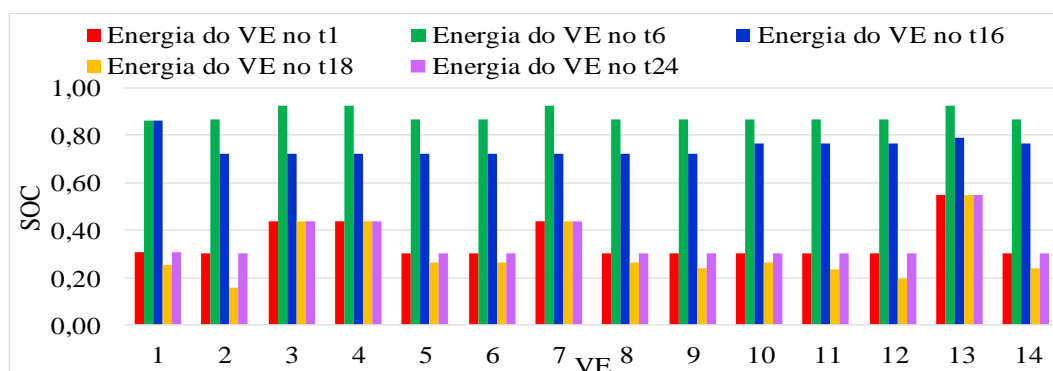
Neste teste, devido a que o agregador controla os REDs durante uma janela maior de tempo, os lucros do agregador foram aprimorados, obtendo um total de USD\$3477,88. Neste teste, as capacidades *up* e *down* programadas pelo agregador aumentaram: 33,14 MWh para o caso da reserva *up* e 13,26 MWh para o caso da reserva *down*; portanto, o agregador aumenta a programação de reservas disponíveis a oferecer ao OST durante um dia de fim de semana. A energia da bateria é mantida dentro dos limites estabelecidos, como é mostrado na Figura 9. A mostra que, no intervalo de tempo das 16:00h, os VEs atingem um *SOC* acima de 70%, isto porque o agregador controla a carga de tal forma que os VEs consigam energia suficiente para seu transporte, o qual deve ocorrer às 17:00h.

Figura 9 – Comportamento de carga e programação de reservas do VE #4, controle durante um dia de semana



Fonte: GUZMAN et al. (2020)

Figura 10 – SOC dos primeiros 14 VEs controlados pelo agregador durante um dia de final de semana



Fonte: GUZMAN et al. (2020)

5.2.3 Resultados obtidos para Caso III

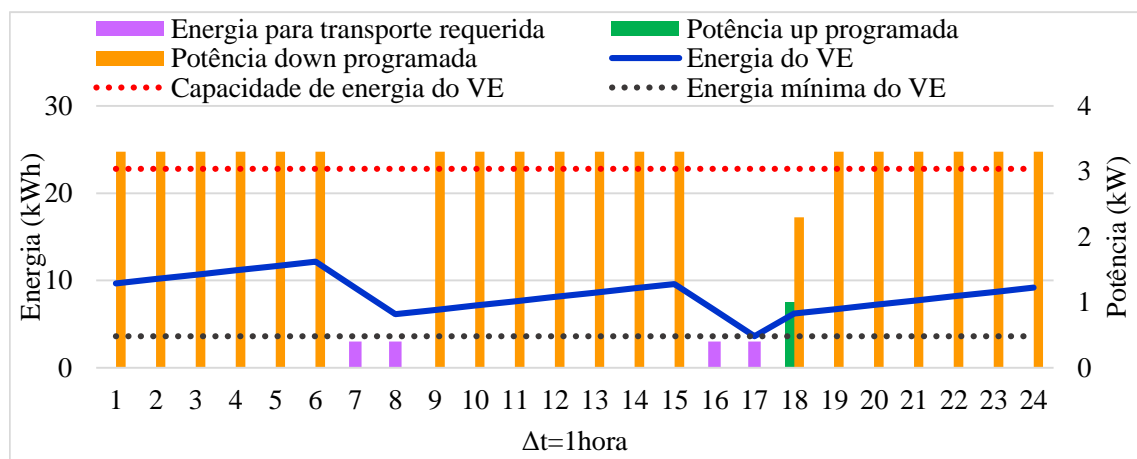
Neste caso, as energias *up* e *down* programadas foram 32,4 MWh e 13,94 MWh, respectivamente. O lucro total do agregador foi de USD\$3486.25 pela venda da energia das unidades de GD, USD\$177.56 pela venda dos serviços de reserva e USD\$196,80 pelo controle de carga, este último é um lucro fixo em todos os casos. Note que as potências de reserva programadas foram muito próximas das obtidas no Caso II (com $\Delta t = 1h$), o qual indica que não aparece um aprimoramento significativo quando um intervalo de tempo menor é considerado. Neste caso, assim como em I e II, o custo de carga que os proprietários dos VEs deveriam pagar ao OSD é de USD\$0, isto porque quando o agregador assume que a porcentagem de implementação das reservas programadas é de 100%, ou seja, $\pi_d = 1$, ele programou suficiente energia *up* e *down* para serem oferecidas ao OST. Nesse sentido, aproveitou toda a reserva *down* para carregar os VEs e em satisfazer o requerimento energético do dono, portanto, a única taxa que os VEs pagam é paga ao agregador por receber o cronograma de carga.

5.2.4 Resultados obtidos para Caso IV

Neste caso, a reserva solicitada pelo OST diminuiu devido à redução da porcentagem esperada de implementação das reservas ($\pi_d = 0,15$), o lucro total do agregador pelo controle de carga, programação das reservas e venda de energia renovável foi de USD\$3435,95. As energias programadas para reserva *up* e *down* foram de 4,29 MWh e 45,76 MWh, respectivamente. Observe-se que neste caso a reserva *up* foi muito menor em relação aos outros testes, enquanto a reserva *down* aumentou consideravelmente, isto é, devido a que o agregador se preparou para um cenário no qual as reservas solicitadas pelo OST seriam menores que nos três primeiros casos. Portanto, a estratégia garantiu ao agregador manter um lucro adequado enquanto os proprietários conseguiram a energia solicitada para o transporte. A Figura 11 mostra o comportamento de carga e reservas programadas do VE#4. Observa-se como a potência *up* foi programada apenas num intervalo de tempo (18:00h), isto ilustra que a estratégia preserva a prioridade de satisfazer o requerimento dos proprietários, porque se parasse de carregar mais intervalos de tempo para programar esta reserva, o compromisso do agregador com os usuários poderia não ser cumprido. Já no caso da reserva *down* o agregador programou muito mais, assim assegura o lucro pela programação e carrega os VEs. O lucro do agregador, oferecendo serviços de reserva, continua sendo um bom negócio no Caso IV, uma

vez que, nos mercados de reserva, o lucro depende da capacidade oferecida e não da quantidade de energia solicitada pelo OST. Neste caso, os proprietários dos VEs devem pagar ao OSD uma taxa pelo uso da potência do sistema para carregar as baterias, e esse custo foi de USD\$15,09. Note que ainda tendo que pagar um preço, continua sendo baixo e atrativo para os usuários dos VEs. Este custo não foi zerado pelo fato de ter precisado carregar as baterias usando a potência do SDEE desde que a porcentagem de implementação afeta as potências *up* e *down* programadas. Na Figura 11 observa-se que as barras amarelas representam a potência *down* programada, a qual está sendo multiplicada pelo parâmetro ($\pi_d = 0,15$) é por isso que na linha azul que representa a energia da bateria do VE, nota-se uma mudança em menor proporção, ou seja, o agregador precisou usar a potência da rede para garantir a energia

Figura 11 – Comportamento de carga e programação de reservas do VE #4, controle durante um dia de fim de semana e $\pi_d = 0,15$

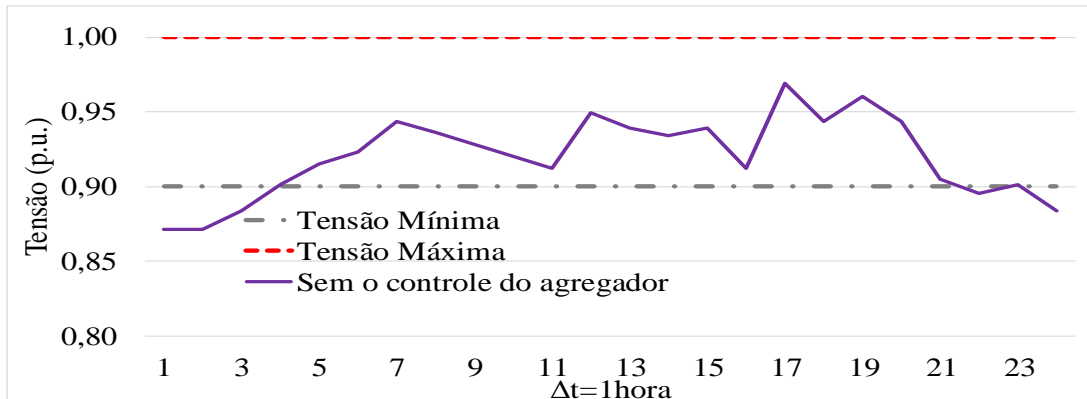


Fonte: Guzman et al. (2020)

suficiente solicitada pelos usuários.

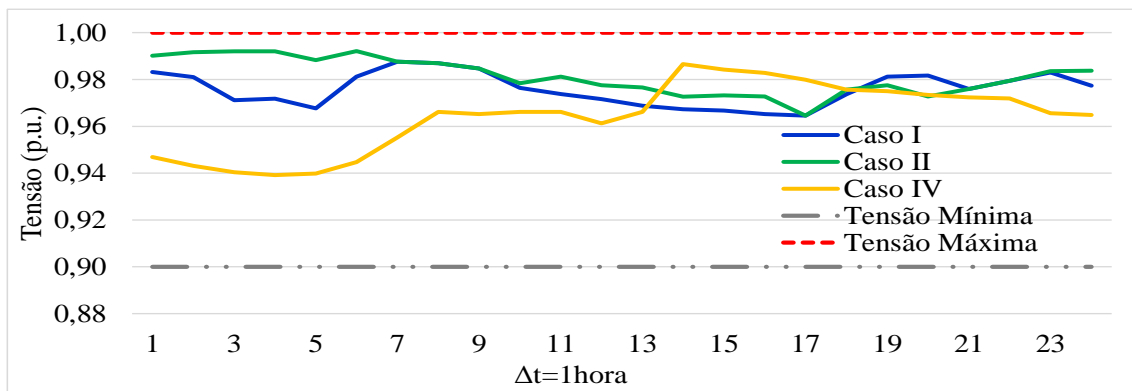
A operação do SDEE primeiro é analisada sem o controle de carga do agregador. A Figura 12 mostra o perfil de tensão mínima do sistema em cada intervalo de tempo para o Caso I, sem a coordenação de carga dos VEs feita pelo agregador. Note que, neste cenário, as violações nos limites das tensões não conseguem ser evitadas. Os resultados são similares para os Casos II e IV. A adequada operação do SDEE é validada durante o controle do agregador, as tensões mínimas em cada intervalo de tempo são apresentadas para os quatro casos na Figura 13 e na Figura 14. Observa-se que durante a operação da estratégia proposta, os limites de tensão nunca podem ser ultrapassados, mantendo-se sempre dentro dos limites estabelecidos.

Figura 12 – Perfil de tensão mínima no SDEE sem o controle do agregador



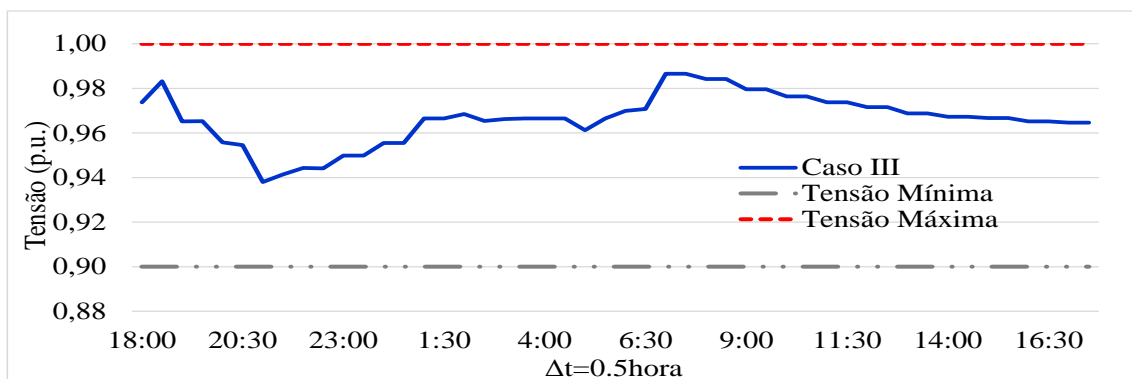
Fonte: Guzman et al. (2020)

Figura 13 – Perfis de tensão mínima no SDEE para os Casos I, II e IV com o controle do agregador



Fonte: Guzman et al. (2020)

Figura 14 – Perfil de tensão mínima no SDEE para o Caso III com o controle do agregador



Fonte: Guzman et al. (2020)

Finalmente, a Tabela 3 apresenta um resumo dos lucros do agregador para cada caso. Todos os lucros são calculados no mercado do dia seguinte e o lucro do agregador pelo controle de carga é sempre igual porque o número de VEs contratados é fixo.

Tabela 3 – Lucros do agregador para cada caso considerado (USD\$)

Casos	Lucro total	Lucro pela venda de energia das unidades GD	Lucro por serviços de reserva	Lucro pelo controle de carga	Custo de carga
Caso I	2278,37	1954,12	127,45	196,80	0
Caso II	3477,88	3111,89	169,19	196,80	0
Caso III	3486,25	3111,89	177,57	196,80	0
Caso IV	3435,95	3111,88	127,27	196,80	15,09

Fonte: elaboração da própria autora.

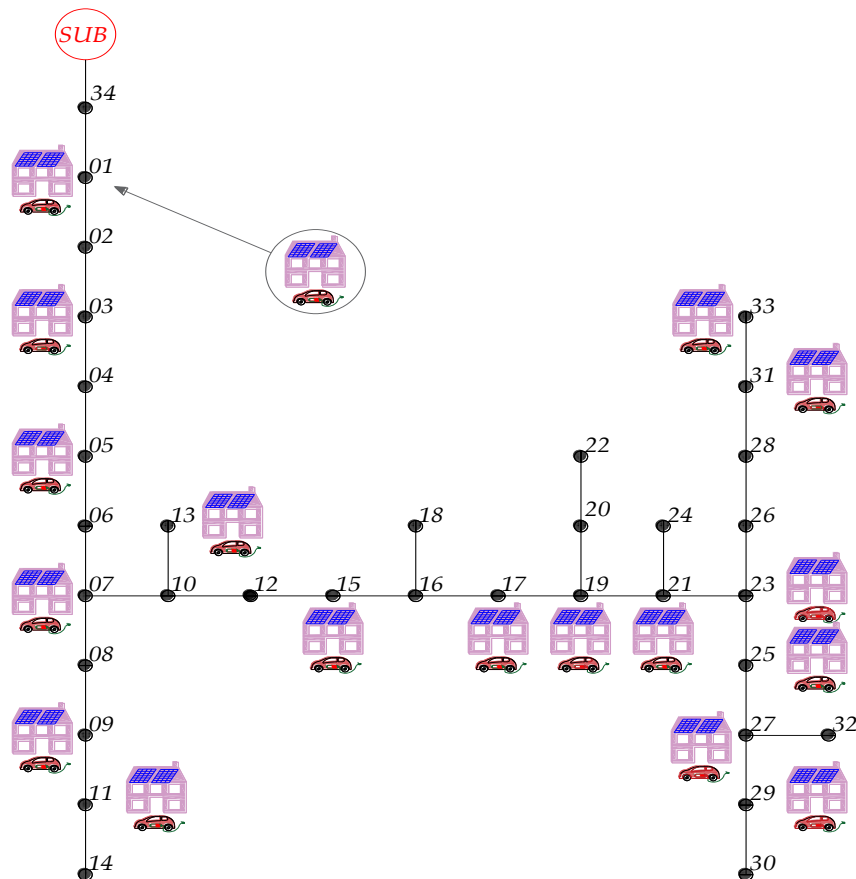
5.3 CONSIDERAÇÕES E CASOS DE ESTUDO PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VEs NO LUGAR DE TRABALHO INCENTIVANDO O USO DE ENERGIA RENOVÁVEL

Para validar a aplicabilidade da estratégia para o gerenciamento do agregador gerenciando os veículos no lugar de trabalho foi considerado um ambiente de EIPVs e VEs no qual o agregador controla o carregamento de 510 VEs de forma centralizada. Os proprietários dos VEs são usuários de 17 EIPVs inteligentes conectados no sistema de distribuição de 34 barras como representado pela Figura 15. As considerações gerais são resumidas a seguir:

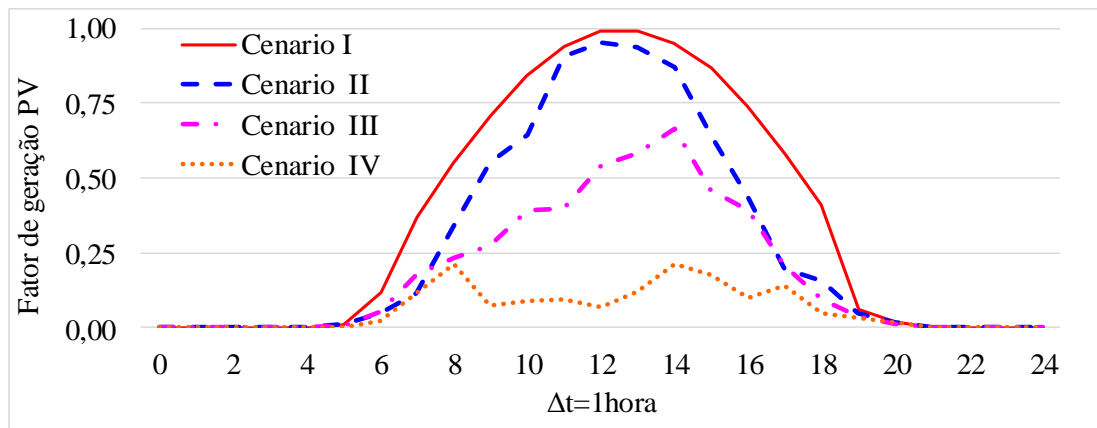
- O horizonte de operação é de 24 horas, começando às 7:00h e com um intervalo de $\Delta_t=1h$ para o controle de carga dos VEs, a operação das unidades de PV e a maximização do IES;
- As cargas convencionais dos EIPVs são cargas típicas de um prédio comercial, como ventilação de aquecimento e ar condicionado, iluminação externa e interna, equipamentos para temperatura externa do ar e equipamento elétrico (SEHAR; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2017);
- Cada um dos EIPVs possui uma infraestrutura de carregamento composta por 30 carregadores para atender a demanda dos VEs. As unidades PV são integradas aos edifícios inteligentes e a potência ativa máxima é de 450 kW para cada unidade. Além disso, foram adotados quatro cenários relacionados à energia produzida pelas unidades fotovoltaicas como é ilustrado na Figura 16, cada um com uma probabilidade de 0,25 (FRANCO; OCHOA; ROMERO, 2018); o Cenário I é a representação de um dia ensolarado, enquanto o Cenário IV corresponde a um dia nublado;

- Considera-se que existe uma troca de informações bidirecional entre o agregador e os proprietários dos VEs, ou seja, as preferências de carga e transporte dos proprietários dos usuários serão informadas ao agregador e as relacionadas com o controle de carga serão informadas do agregador aos proprietários através de dispositivos de comunicação (RUA *et al.*, 2010);
- Estima-se que a energia inicial E_v^{SOC} é atualizada em cada período inicial do controle de carga através de dispositivos de comunicação (RUA *et al.*, 2010). O estado inicial das baterias dos VEs varia entre 13% e 30% da sua capacidade total;
- Três modelos VEs foram adotados nos testes: o BYD E6, o Nissan Leaf 2019 e o Tesla Model S (SEHAR; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2017). Assume-se que E_v^{SOC} é atualizado no início do controle de carregamento por meio de dispositivos de comunicação (RUA *et al.*, 2010). O número total de usuários dos VEs é 510 e as informações correspondentes são detalhadas na Tabela 4.

Figura 15 – Topologia do sistema de distribuição com VEs e EIPVs conectados



Fonte: Adaptado de Franco *et al.* (2015)

Figura 16 – Fator de geração fotovoltaica para cada cenário

Fonte: GUZMAN et al. (2021a)

Tabela 4 – Informações dos VEs

Descrição	Modelo do VE		
	BYD E6	Nissan Leaf	Tesla Model S
Potência nominal do carregador do VE (kW)	6,6	6,6	10
Requerimento de energia para viagens do VE (kWh)	30	30	50
Capacidade da bateria do VE (kWh)	61	62	85
Nível mínimo da bateria (kWh)	3,6	3,6	3,6
Número de VEs	255	170	85

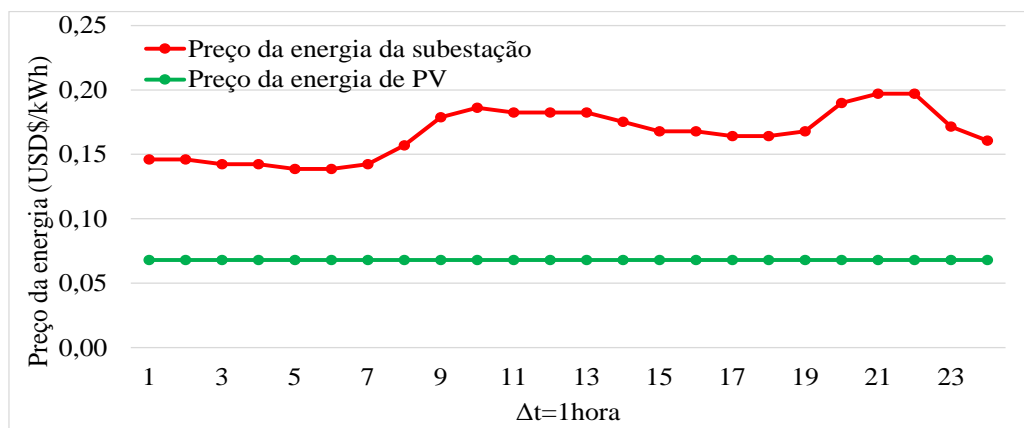
Fonte: GUZMAN et al. (2021a)

5.3.1 Informações técnicas e financeiras relacionadas com o gerenciamento dos VEs no entorno de edifícios inteligentes via agregador

O gerenciamento dos VEs feito pelo agregador nos 17 edifícios integrados com geração fotovoltaica baseia-se em transações no mercado energético local. Portanto, a proposta assume que o agregador é dono das unidades PV integradas aos edifícios e faz um gerenciamento centralizado dos EIPVs e os VEs. Desta forma, o agregador realiza acordos tanto com os proprietários dos VEs como com os usuários dos EIPVs baseados em transações no mercado elétrico local (TEOTIA; BHAKAR, 2016). Através destas transações, o agregador pode gerenciar a carga dos VEs para incentivar o uso da energia sustentável e lucrar pela coordenação de carga e pela venda da energia das unidades PV, mas não pela energia consumida da rede principal, essa deve ser para ao OSD. É assim que o agregador pode oferecer energia fotovoltaica tanto para o proprietário do VE quanto para os usuários dos edifícios a um preço de energia fixado em 0,068 USD\$/kWh; esse preço é mais competitivo

que o preço da energia da subestação, que varia ao longo do dia; a Figura 17 mostra o preço da energia da subestação e o preço da energia das unidades fotovoltaicas (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2021; INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2020). O agregador também pode receber comissões pelo incentivo da carga dos VEs com energia sustentável. Desta forma, o agregador recebe dos proprietários dos VEs uma comissão que é fixada em 20% quando o cenário de geração solar corresponde ao um dia ensolarado e 5% quando é um dia nublado. Isto devido a que o agregador efetua seu gerenciamento com a finalidade de maximizar a geração solar incentivando a carga dos VEs com essa energia, portanto, num cenário de alta geração solar será quando o agregador receba

Figura 17 – Preço da energia da subestação e preço da energia das unidades fotovoltaicas



Fonte: GUZMAN et al. (2021a)

maior lucro, já no caso de baixa geração o agregador não terá muito lucro. Finalmente, o agregador não recebe comissão de parte dos usuários dos EIPVs devido a que ele não gerencia as cargas convencionais, apenas disponibiliza a energia solar gerada.

5.3.2 Casos testes

Dois casos são propostos para validar o desempenho da estratégia de agregação considerando o carregamento de VE no local de trabalho durante um dia de semana em que os proprietários dos veículos estão disponíveis para carregar suas baterias entre 7:00h e 19:00h. O Caso I representa a operação sem gerenciamento do agregador, enquanto o Caso II implementa o gerenciamento do agregador.

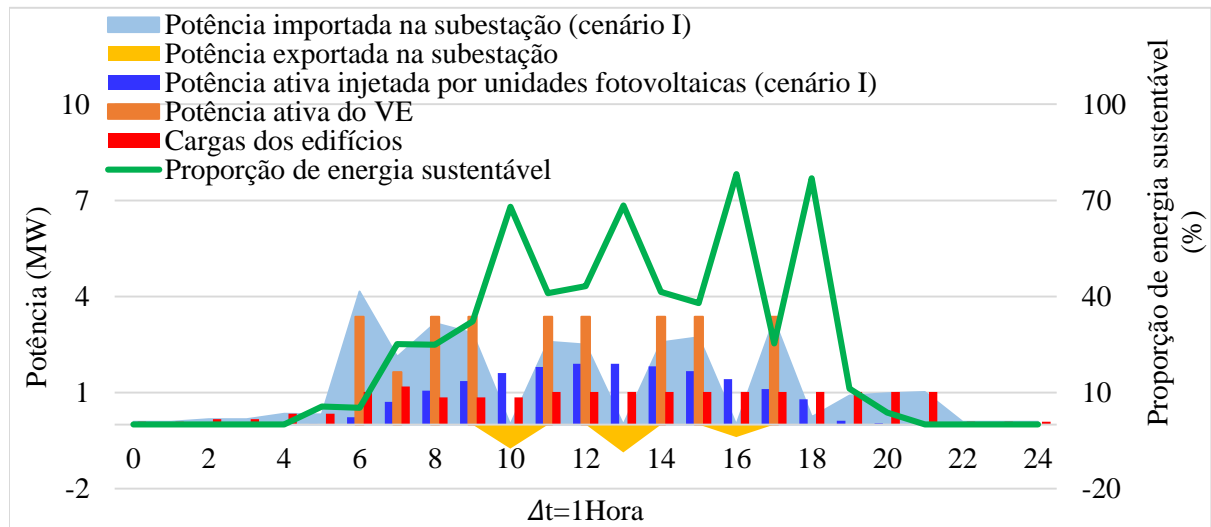
5.4 RESULTADOS NUMÉRICOS PARA A PROPOSTA DO AGREGADOR COMO GERENCIADOR DOS VEs NO LUGAR DE TRABALHO INCENTIVANDO O USO DE ENERGIA RENOVÁVEL

Para validar a estratégia do agregador como gerenciador de VEs no lugar do trabalho incentivando o uso de energia renovável foram obtidos resultados para os dois casos testes propostos na Seção 5.3.2. O modelo matemático foi implementado em AMPL e resolvido por meio do solver comercial CPLEX.

5.4.1 Resultados obtidos para o Caso I: Operação sem gerenciamento de agregador

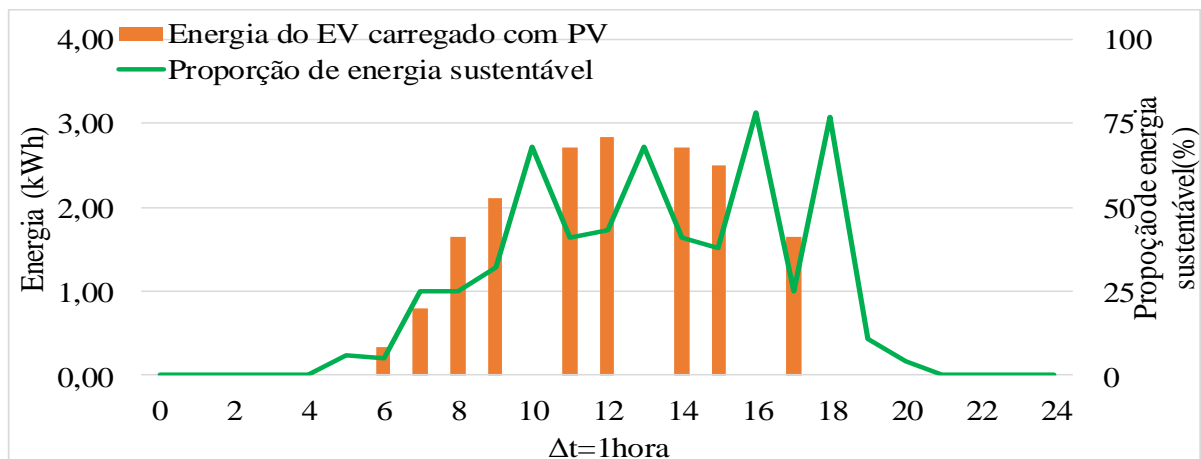
Neste primeiro caso, o agregador não é considerado como gerenciador da energia compartilhada entre os usuários dos edifícios e os proprietários dos VEs. A função objetivo representa a possibilidade dos VEs carregarem as baterias assim que a conexão com a rede elétrica estiver disponível e sem incentivar o uso das cargas dos VEs com a energia das unidades PV, ou seja, carregamento não controlado. Por outro lado, os proprietários dos VEs podem carregar as baterias livremente usando a energia da rede principal ou a energia das unidades PV sem que uma destas seja incentivada como a fonte de energia principal. Os resultados mostraram um φ_c^{IES} de 31% considerando o Cenário I. O compartilhamento energético entre os EIPVs é mostrado na Figura 18. A linha sustentável mostra o $\delta_{t,c}^{IES}$ em cada intervalo de controle. É possível observar que a curva que representa o $\delta_{t,c}^{IES}$ não tem uma distribuição uniforme ao longo do dia, indicando que se apresentam baixos percentuais do índice, mesmo quando as unidades PV têm uma alta disponibilidade de geração de energia (por exemplo, o $\delta_{t,c}^{IES}$ foi 38% ao meio-dia e 59% às 13h), o que verifica a ausência da estratégia de maximização do IES. Outro fato observável na Figura 18 é a discrepância entre as barras que representam a potência consumida pelos proprietários dos VEs (barras laranja) e a curva de geração PV, já que o consumo de potência dos VEs não segue a curva de geração solar, verificando-se um baixo desempenho do uso de energia sustentável por parte das cargas da mobilidade elétrica. Para confirmar este fato, a Figura 19 mostra o desempenho do uso de energia sustentável de um veículo em particular sem gerenciamento de agregador e sob o Cenário I, o VE#12. É possível notar que, que a energia consumida pelo VE para atender aos requisitos de transporte não segue a curva de geração PV, a energia das baterias carregada com PV não é uniformemente distribuída ao longo do dia, resultando num $\mu_{v,c}^{IES}$ de 31% no final do período de carregamento deste único VE.

Figura 18 – Compartilhamento de energia nos EIPVs e VEs sem o gerenciamento do agregador (Cenário I)



Fonte: GUZMAN et al. (2021a)

Figura 19 – Compartilhamento de energia nos EIPVs e VEs sem o gerenciamento do agregador (Cenário I)



Fonte: GUZMAN et al. (2021a)

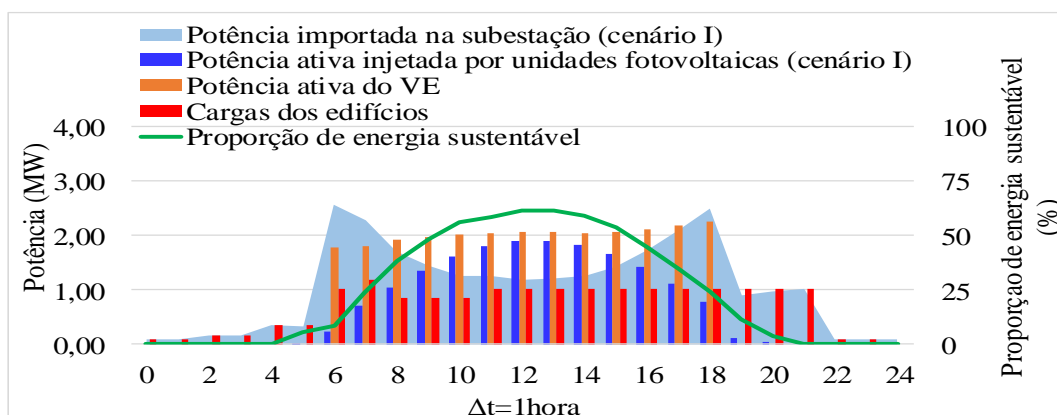
Finalmente, para o Cenário I, um total de 14,11 MWh representou a energia produzida pelas unidades PV que foi utilizada para atender a demanda dos VEs e as cargas dos edifícios. Um total de 30,42 MWh representou energia importada da subestação, e a energia exportada foi de 3,39 MWh, o que indica que, pelo fato da energia das unidades PV não ter sido priorizada como fonte principal de energia tanto para os proprietários dos VEs como para os usuários dos EIPVs, parte dela foi exportada para a rede principal. Os indicadores econômicos mostraram um custo total de USD\$4875,64 foi o que os proprietários dos VEs tiveram que pagar ao OSD por utilizar a energia da rede principal para carregar suas baterias. Também, um total de USD\$2987,91 foi o valor que os usuários dos edifícios tiveram que pagar ao OSD. Por outro

lado, devido ao agregador não efetuar nenhum tipo de gerenciamento ele não recebeu nenhum tipo de comissão por parte dos proprietários dos VEs e dos usuários dos edifícios.

5.4.2 Resultados obtidos para o Caso II: Operação com gerenciamento de agregador

Para este caso foi considerada a implementação da segunda estratégia de agregação proposta. Através dos resultados obtidos é possível observar a efetividade da estratégia de coordenação em comparação com o caso anterior. Para o Cenário I, houve uma diminuição da energia importada da subestação de 4,24 MW, isto porque houve um total de 26,18 MWh de potência importada frente aos 32,42 MWh do caso sem coordenação. Em relação a energia das unidades PV que foi usada para atender à demanda das cargas, houve um aumento de 3,39 MWh, isto porque houve um total de 17,50 MWh de energia PV utilizada localmente frente aos 14,11 MWh do caso sem controle. Por outro lado, a proporção de energia sustentável no final do período de controle e para o Cenário 1 teve um aumento de 9%, já que sob o controle do agregador obteve-se um φ_c^{IES} de 40%. A Figura 20 mostra as informações associadas ao compartilhamento de energia entre os EIPVs e VEs no Cenário I, no qual a geração de energia PV está relacionada a um dia ensolarado. A linha sustentável na Figura 20 ilustra o $\delta_{t,c}^{IES}$ em cada intervalo de controle. É possível observar uma melhoria substancial do desempenho do $\delta_{t,c}^{IES}$, já que foi de 70% ao meio-dia e 69% às 13:00h; isto demonstra a eficácia da estratégia de agregação proposta para impulsionar o uso local da energia produzida pelas unidades fotovoltaicas. Adicionalmente, é possível verificar a distribuição uniforme do $\delta_{t,c}^{IES}$ entre os períodos. As barras laranja representam a potência requerida pelos proprietários dos VEs para se transportar; pode-se observar que o agregador gerencia a carga dos VEs de tal forma que seja mais bem aproveitada a energia PV disponível para carregar as baterias.

Figura 20 – Compartilhamento de potência nos EIPVs e VEs sem o gerenciamento do agregador (Cenário I)

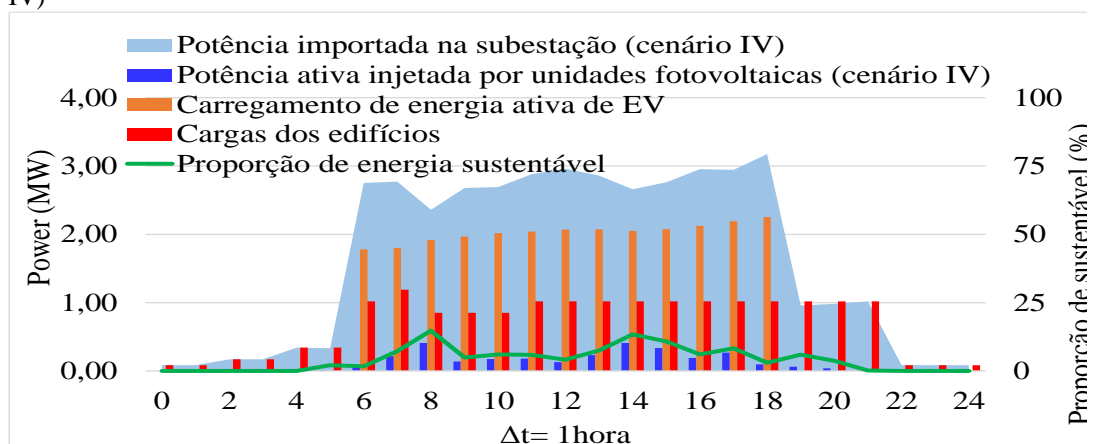


Fonte: GUZMAN et al. (2021a)

Para o caso do Cenário IV, o qual representa um dia ensolarado, os resultados são ilustrados na Figura 21. Um total de 2,93 MWh de energia produzida pelas unidades PV foi utilizada para atender a demanda das cargas dos edifícios e das baterias dos VEs, por outro lado um total de 40,76 MWh de energia foi necessária ser importada da subestação, enquanto não houve energia exportada. Finalmente, o φ_c^{IES} foi de 7%. Portanto, os resultados verificam que sobre condições climáticas adversas, o modelo proposto mantém o fornecimento da energia necessária tanto para os usuários dos EIPV quanto para os proprietários dos VEs através do aumento da potência importada da subestação.

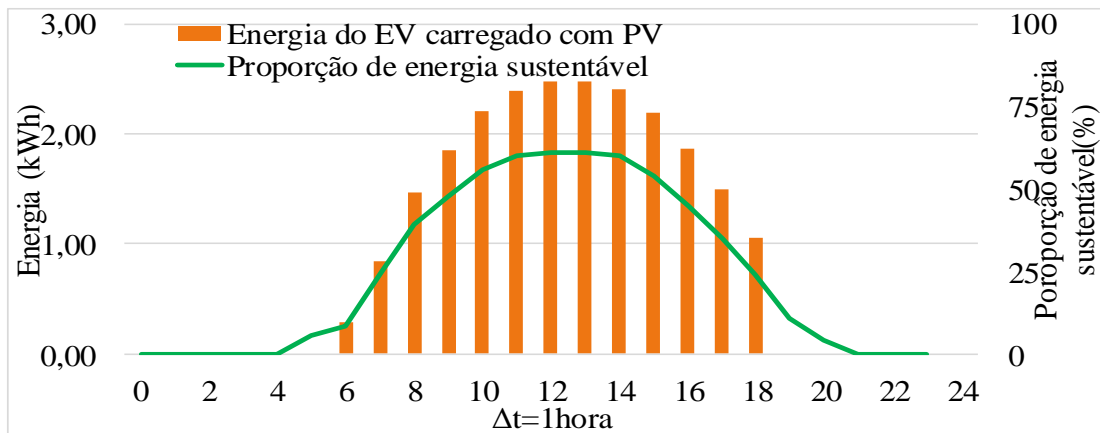
Além disso, através desta segunda estratégia de agregação proposta é possível conhecer quanto da energia produzida pelas unidades PV foi usada para carregar as baterias dos VEs. Por exemplo, a Figura 22 ilustra os períodos em que uma única bateria VE, neste caso o VE #12, é carregada com energia sustentável. As barras laranja indicam, período a período, a quantidade de energia que o VE carregou com a energia produzida pelas unidades fotovoltaicas. Os intervalos de controle de 12:00h e 13:00h, foram os quais o VE aproveitou mais a produção da energia PV, ou seja, 2,47 kWh foram carregados com energia PV em ambos os períodos 12:00h e 13:00h, isto é confirmado devido ao fato de, nesses períodos e para o Cenário I, o $\delta_{t,c}^{IES}$ foi de 61%. Para este VE específico, o $\mu_{v,c}^{IES}$ foi de 45% no final do período de carregamento do VE, ou seja, às 19:00h, e considerando todos os períodos de carregamento do EV, ou seja, entre 7:00h até 19:00h, um aumento de 14% em relação ao caso sem a coordenação do agregador.

Figura 21 – Compartilhamento de potência nos EIPVs e VEs sob o controle do agregador (Cenário IV)



Fonte: Guzman et al. (2021a)

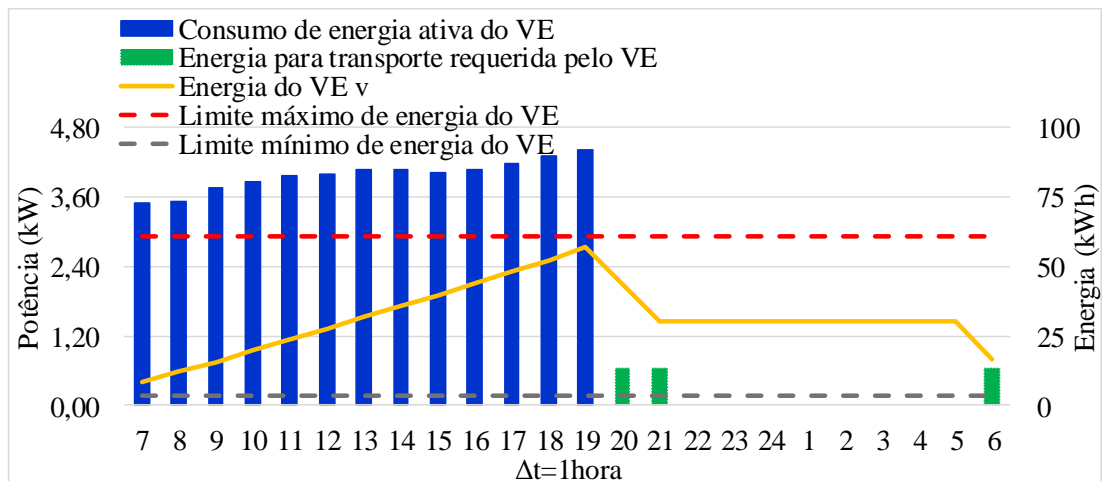
Figura 22 – Índice de consumo de energia sustentável para um único VE#12 (Cenário I)



Fonte: Guzman et al. (2021a)

Além disso, a Figura 23 mostra o comportamento de carga do VE#12 no Cenário I, na qual é possível verificar a eficácia da estratégia de agregação no relacionado ao compromisso entre o agregador e os proprietários dos VEs. Observe que este único VE atinge a energia necessária para o transporte; além disso, os limites energéticos da bateria (limite mínimo e capacidade máxima) sempre são mantidos dentro dos limites estabelecidos.

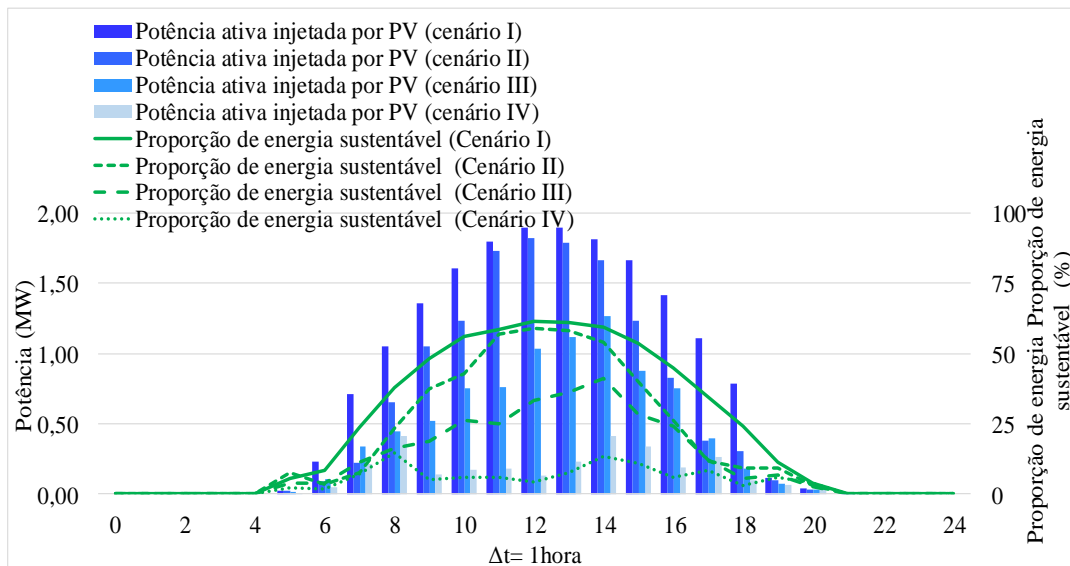
Figura 23 – Comportamento de carga do VE#12 (Cenário I)



Fonte: Guzman et al. (2021a)

A Figura 24 ilustra o desempenho do $\delta_{t,c}^{IES}$ para os quatro cenários; quando a geração PV é baixa devido às condições climáticas nubladas (Cenário IV, que corresponde a baixa produção de energia solar devido às condições climáticas), o $\delta_{t,c}^{IES}$ tem um baixo desempenho em cada um dos intervalos de controle resultando num φ_c^{IES} de 7%; para os Cenários III e II, que representam melhores condições climáticas, o φ_c^{IES} foi de 20% e 30%, respectivamente. Porém, quando a geração PV é alta (Cenário I), o desempenho do φ_c^{GEl} foi muito melhor, resultando em 40%. Por outro lado, a eficácia da estratégia proposta é verificada já que o desempenho do IES em cada cenário segue a curva de geração PV, confirmando-se a otimização do uso de energia sustentável localmente.

Figura 24 – Desempenho da proporção de energia sustentável em cada cenário de geração fotovoltaica

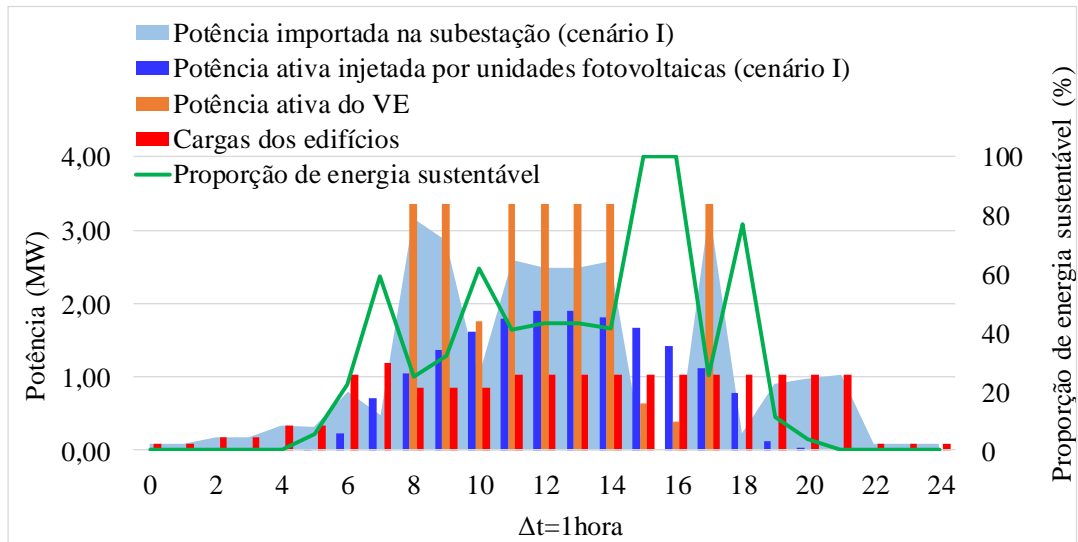


Fonte: Guzman et al. (2021a)

Com o objetivo de demonstrar a importância da consideração dos quadrados ($P_{t,c}^{im2}$) e ($P_{n,t,c}^{PV2}$) nas expressões (74) e (75) para a otimização do IES (\mathcal{E}), um teste adicional para o Caso I e o Cenário I sem os quadrados na função objetivo representada por (76) descrita na seção 5 foi considerado. Na Figura 25 é possível notar que o desempenho do $\delta_{t,c}^{IES}$ em cada período não é homogêneo; portanto, as baterias dos VEs não estão sendo incentivadas a carregar com a energia fotovoltaica.

Por exemplo, às 10:00h, 15:00h e 16:00h, a energia PV é relativamente alta, mas a programação de carga dos VEs é baixa. Por outro lado, não há energia exportada, o que confirma que a geração PV foi totalmente usada, mas não foi utilizada de maneira ótima para carregar os VEs.

Figura 25 – Compartilhamento de potência nos EIPVs e VEs sob o controle do agregador e sem os quadrados na função objetivo (Cenário I)



Fonte: Guzman et al. (2021a)

A otimização do IES através da estratégia de agregação proposta permite uma redução no consumo de energia da rede principal e pode ser interessante para usuários de VEs e dos edifícios. No entanto, pode ser possível que os usuários dos edifícios e os usuários dos VEs experimentem um aumento tarifário no custo de energia consumida em casos de condições climáticas adversas (baixa geração PV), uma vez que a energia sustentável não está disponível da mesma maneira em um dia nublado e em um dia ensolarado; portanto, se tornará necessário fazer uso da energia rede principal e o custo da energia pode ser mais caro. No entanto, o método de otimização do IES proposto nesta segunda estratégia de agregação possibilitou, mesmo em casos de condições climáticas adversas, uma tarifa competitiva pela energia consumida pelos usuários. Neste contexto, para este caso e para o Cenário I, os proprietários dos VEs tiveram que pagar USD\$2457,26 ao OSD pela energia que foi utilizada da subestação. Além disso, os proprietários dos VEs tiveram que pagar USD\$959,73 ao agregador (USD\$799,77 pelo consumo de energia fornecida pelas unidades PV e USD\$159,95 correspondentes à comissão). Por outro lado, os usuários do edifício tiveram que pagar USD\$1972,70 ao OSD pelo consumo de energia convencional (cargas convencionais), e o

agregador recebeu USD\$96,82 pelo atendimento das cargas dos edifícios por meio da energia produzida pelas unidades PV. Para resumir, a

Tabela 6 mostra uma comparação do custo que os usuários tiveram que pagar, incluindo a comissão do agregador. Nesta comparação são apresentados o Caso I (sem gerenciamento do agregador) e o Caso II (com gerenciamento do agregador). Assim, é possível observar que, devido à ausência de coordenação do agregador (Caso I), não houve alteração nos custos a serem pagos. O Caso II no Cenário I apresenta o melhor custo, mesmo considerando a comissão do agregador. Para ilustrar o desempenho econômico da estratégia de agregação proposta, uma comparação entre o Caso I (Cenário I) e o Caso II (Cenário I) para os custos que os usuários tiveram que pagar é detalhada a seguir. Os proprietários de VEs tiveram uma diminuição que representou um 30% no custo total que tiveram que pagar no Caso II (Cenário I) em comparação com o Caso I (Cenário I). Os usuários dos edifícios tiveram uma redução de 21% para o Caso II (Cenário I) em termos do custo que tiveram que pagar em comparação com o Caso I (Cenário I). Em essência, mesmo no Cenário IV, o Caso II foi mais barato do que o Caso I (Cenário I).

Tabela 5 – Comparação de custo diário (USD\$)

	Caso I (Cenário I)	Caso I (Cenário IV)	Caso II (Cenário I)	Caso II (Cenário IV)
Custo que os usuários dos VEs têm que pagar ao OSD	4875,64	4875,64	2457,26	4177,43
Custo que os usuários dos VEs devem pagar ao agregador	0	0	799,7	129,49
Custo que os usuários dos edifícios devem pagar ao OSD	2987,92	2987,92	1972,70	2808,75
Custo que os usuários dos edifícios devem pagar ao agregador	0	0	396,82	70,39
Comissão do agregador pela coordenação de carga dos VEs	0	0	156,95	6,47
Lucro total do agregador	0	0	1356,54	206,35
Custo total dos usuários	7863,56	7863,56	5786,50	7398,88

Fonte: Guzman *et al.* (2021a)

A Tabela 6 mostra os custos que os proprietários de VEs e os usuários dos edifícios tiveram que pagar, levando em consideração um único EIPV. Os resultados discutidos anteriormente permitem concluir que a estratégia de agregação proposta pode reduzir tarifas energéticas dos usuários da mobilidade elétrica em um ambiente de edifícios inteligentes.

Tabela 6 – Comparação de custo diário para um único edifício (USD\$)

	Caso I (Cenário I)	Caso I (Cenário IV)	Caso II (Cenário I)	Caso II (Cenário IV)
Custo que os usuários dos VEs têm que pagar ao OSD	286,80	286,80	144,54	245,73
Custo que os usuários dos VEs devem pagar ao agregador	0	0	0	7,62
Custo que os usuários do edifício devem pagar ao OSD	175,76	175,76	175,76	165,22
Custo que os usuários do edifício devem pagar ao agregador	0	0	0	4,14
Comissão do agregador pela coordenação de carga dos VEs	0	0	0	0,38
Lucro total do agregador	0	0	0	12,14
Custo total dos usuários	462,56	462,56	462,56	423,09

Fonte: Guzman *et al.*, (2021a)

Finalmente, o lucro total do agregador é a soma dos pagamentos recebidos dos usuários, ou seja, o custo dos proprietários dos VEs, incluindo a comissão, e o custo dos usuários dos edifícios. Portanto, o Caso II sob o Cenário I foi o mais interessante para o agregador. Por outro lado, quando as condições climáticas são ruins (Cenário IV), o agregador não recebe um lucro competitivo. Esta comparação destaca que, com o gerenciamento de agregador, os usuários de VEs e EIPVs não só podem melhorar o uso de energia sustentável enquanto contribuem para a descarbonização de energia, mas também pagam uma conta de energia reduzida. O custo para os Cenários II e III não é apresentado, mas os resultados numéricos apresentam comportamento semelhante.

6 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Nesta Tese foram apresentadas duas propostas de modelos matemáticos para integração da operação dos recursos energéticos distribuídos (REDs) dentro do sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) através de um agente agregador. Para integração dos REDs tais como os veículos elétricos (VEs) e as unidades de geração renovável (PV) dentro do SDEE foi necessária a modelagem matemática das expressões que representam a operação ótima destes REDs no sistema de distribuição. No caso da primeira proposta, pelo fato de considerar a operação ótima da rede de distribuição, foram necessárias técnicas de linearização para obter um modelo linear que representasse essa operação. Já no caso da segunda proposta, foi necessária apenas uma manipulação matemática para garantir que a otimização do índice de energia sustentável (IES) fosse uma representação quadrática. Um sistema de distribuição foi usado para avaliar a eficiência dos dois modelos propostos. Neste capítulo, apresentam-se as conclusões e sugestões para futuras pesquisas.

6.1 CONCLUSÕES

- Na primeira proposta, um modelo de PL foi desenvolvido para definir a estratégia de carga dos VEs efetuada pelo agregador, o qual garantiu aos proprietários suficiente energia para o transporte e ao agregador utilizar a energia remanescente nas baterias para participar no mercado de reservas *day-ahead* através da programação de reservas *up* e *down* sem afetar os limites mínimos e máximos de energia nas baterias;
- A estratégia da primeira proposta permitiu o agregador participar de maneira competitiva no mercado de reservas, desde que considerando diferentes probabilidades de implementação das reservas programadas ou diferentes intervalos de tempo de controle, o lucro do agregador foi mantido dentro de um padrão economicamente viável sem afetar os interesses financeiros dos proprietários dos VEs;
- Os testes realizados no sistema de distribuição de 34 barras para a primeira proposta verificaram a validade da estratégia proposta, isto porque a integração dos VEs e as unidades de GD dentro do SDEE gerenciada pelo agregador conseguiu gerar lucro, contribuiu com a operação segura do sistema de distribuição e conseguiu o satisfazer o requerimento energético dos proprietários dos VEs;
- Na segunda proposta, uma estratégia de coordenação de carga dos VEs no lugar de trabalho considerando a operação dentro de um entorno de edifício inteligente para

otimizar um índice de energia sustentável (IES) foi desenvolvida. O método proposto permitiu incentivar o IES e quantificar quando energia gerada pelas unidades PV foi usada para atender a demanda dos proprietários dos VEs e dos usuários dos edifícios integrados com PVs (EIPV);

- A otimização do IES foi feita aproveitando os períodos de máxima geração da energia solar das unidades PV, desta forma foi possível disponibilizar essa energia para a carga das baterias dos VEs e também para o uso das cargas convencionais dos EIPVs. Além disso, foi possível determinar várias expressões matemáticas que representam as informações relacionadas com o consumo energético das cargas para um dia completo e cada cenário, para cada período do horizonte de controle e cada cenário e para um único VE em cada período e cada cenário. Desta forma, tanto os usuários da mobilidade elétrica quanto dos edifícios inteligentes puderam obter informações detalhadas sobre a origem do seu consumo;
- Para a segunda proposta, os resultados verificam como a estratégia de gerenciamento do agregador incentiva a carga dos VEs com energia sustentável e promove a minimização do uso da energia convencional fornecida pela rede principal. Por outro lado, a estratégia consegue maximizar o IES e ao mesmo tempo que garante o requerimento energéticos dos proprietários dos VEs e incentiva os usuários dos EIPVs ao uso energético mais sustentável;
- Finalmente, no caso da segunda proposta, com a estratégia centralizada de agregação foi possível o gerenciamento energético dos VEs e dos EIPVs de tal forma que o agregador conseguiu gerar um benefício econômico através da comissão paga pelos proprietários dos VEs pela coordenação de carga e pela energia paga pelos proprietários dos EIPVs devido à disponibilização de energia sustentável para o uso das cargas convencionais. No entanto, os resultados numéricos demonstraram que tanto os proprietários dos VEs como os usuários dos EIPVs pagam mais barato pela energia inclusive quando a estratégia de agregação é implementada.

6.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Vários tópicos que ainda podem ser melhorados para as propostas de agregação propostas neste trabalho são descritos a seguir:

- Desenvolver uma abordagem realista para a estratégia do agregador adicionando características relacionadas com as incertezas relacionadas com o comportamento dos proprietários dos VEs, padrões de condução, incertezas no comportamento de geração das unidades de GD renovável e variações no mercado energético;
- Adicionar à primeira proposta considerações das porcentagens de implementação das reservas *up* e *down* como uma variável que depende das mudanças do mercado de reservas no tempo real;
- No caso da segunda proposta, à estratégia podem ser adicionadas considerações associadas com os comportamentos estocásticos dos proprietários dos VEs, da energia gerada pelas unidades PV e da variação do preço da energia no mercado energético *spot*.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA EPBR, E. **Marco legal para veículos elétricos vai considerar híbridos e conteúdo local.** [S. l.: s. l.], 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/marco-legal-para-veiculos-eletricos-vai-considerar-hibridos-e-conteudo-local/>. Acesso em: 14 jun. 2021.
- BATTISTELLI, C.; BARINGO, L.; CONEJO, A. J. Optimal energy management of small electric energy systems including V2G facilities and renewable energy sources. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 92, p. 50–59, nov. 2012.
- BESSA, R. J. *et al.* Models for the ev aggregation agent business. *In: IEEE PES Trondheim PowerTech: The power of technology for a sustainable society, POWERTECH 2011*, Trondheim, Norway. **Anais [...]** Trondheim, Norway: IEEE, 2011. p. 1-8.
- BESSA, R. J. *et al.* Optimized bidding of an ev aggregation agent in the electricity market. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 1, p. 443–452, mar. 2012.
- BESSA, R. J.; MATOS, M. A. The role of an aggregator agent for ev in the electricity market. *In: 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010)*, 7, 2010, Agia Napa, Cyprus. **Anais [...]** Agia Napa, Cyprus: IET Conference Publications, 2010. p. 1-9.
- BESSA, R. J.; MATOS, M. A. Optimization models for an ev aggregator selling secondary reserve in the electricity market. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 106, p. 36–50, jan. 2014.
- BUONOMANO, A. Building to vehicle to building concept: a comprehensive parametric and sensitivity analysis for decision making aims. **Applied Energy**, Amtesdarm, v. 261, p. 1–19, mar. 2020.
- BURGER, S. *et al.* **The value of aggregators in electricity systems MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.** Massachusetts: [s. n.], 2016.
- BURKE, A. F. batteries and ultracapacitors for electric, hybrid, and fuel cell vehicles. **Proceedings of the IEEE**, Piscataway, v. 95, n. 4, p. 806–820, abr. 2007.
- CAO, S. The impact of electric vehicles and mobile boundary expansions on the realization of zero-emission office buildings. **Applied Energy**, Amtesdarm, v. 251, p. 1–21, out. 2019.
- CARDONA, J. E.; LÓPEZ, J. C.; RIDER, M. J. Decentralized electric vehicles charging coordination using only local voltage magnitude measurements. **Electric Power Systems Research**, Amtesdarm, v. 161, p. 139–151, aug. 2018.
- CHUNG, H. M. *et al.* electric vehicle charge scheduling mechanism to maximize cost efficiency and user convenience. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 10, n. 3, p. 3020–3030, may. 2019.
- CLAIRAND, J. M.; RODRIGUEZ-GARCIA, J.; ALVAREZ-BEL, C. Smart charging for electric vehicle aggregators considering users' preferences. **IEEE Access**, Piscataway, v. 6, p. 54624–54635, oct. 2018.
- CLEMENT-NYNS, K.; HAESSEN, E.; DRIESEN, J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 25, n. 1, p. 371–380, feb. 2010.

- CLEMENT, K.; HAESSEN, E.; DRIESEN, J. Coordinated charging of multiple plug-in hybrid electric vehicles in residential distribution grids. *In: 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2009, 9, 2009, Seattle, WA, USA. Anais [...]* Seattle, WA, USA: IEEE, 2009. p. 1-7.
- CONTRERAS-OCANA, J. E.; SARKER, M. R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Decentralized coordination of a building manager and an electric vehicle aggregator. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 2625–2637, jul. 2018.
- D'AGOSTINO, D.; PARKER, D. A framework for the cost-optimal design of nearly zero energy buildings (NZEBs) in representative climates across Europe. **Energy**, Amtesdarm, v. 149, n. 2018, p. 814–829, abr. 2018.
- DALLINGER, D.; WIETSCHTEL, M. Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amtesdarm, v. 16, n. 5, p. 3370–3382, jun. 2012.
- DERAKHSHANDEH, S. Y. *et al.* Coordination of generation scheduling with pevs charging in industrial microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 3451–3461, aug. 2013.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Electric Power Monthly**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_6_a. Acesso em: 28 abr. 2021.
- FARIA, P.; SPÍNOLA, J.; VALE, Z. Methods for aggregation and remuneration of distributed energy resources. **Applied Sciences**, Basiléia, v. 8, n. 8, p. 1–16, aug. 2018.
- FERNANDES, C.; FRÍAS, P.; LATORRE, J. M. Impact of vehicle-to-grid on power system operation costs: The Spanish case study. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 96, p. 194–202, aug. 2012.
- FERRARA, M.; MONETTI, V.; FABRIZIO, E. Cost-optimal analysis for nearly zero energy buildings design and optimization: a critical review. **Energies**, Basiléia, v. 11, n. 6, p. 1–32, jun. 2018.
- FOROOZANDEH, Z. *et al.* Energy management in smart building by a multi-objective optimization model and pascoletti-serafini scalarization approach. **Processes**, Basiléia, v. 9, n. 2, p. 1–16, jan. 2021.
- FRANCO, J. F.; OCHOA, L. F.; ROMERO, R. AC OPF for smart distribution networks: an efficient and robust quadratic approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 5, p. 4613–4623, sep. 2018.
- FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Piscataway, v. 6, n. 5, p. 2200–2210, sep. 2015.
- GREEN BUILDING COUNCIL. **Certificação LEED - GBC Brasil**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.gbcbrasil.org.br/certificacao/certificacao-leed/>. Acesso em: 10 jun. 2021.

- GUARNIERI, M. When cars went electric, Part 1. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, Piscataway, v. 5, n. 2, p. 46–53, jun. 2011.
- GUZMAN, C. P. *et al.* Enhanced coordination strategy for an aggregator of distributed energy resources participating in the day-ahead reserve market. **Energies**, Basileia, v. 13, n. 8, p. 1–22, apr. 2020.
- GUZMAN, C. P. *et al.* Boosting the usage of green energy for ev charging in smart buildings managed by an aggregator through a novel renewable usage index. **IEEE Access**, Piscataway, v. 9, p. 105357–105368, jul. 2021.
- GUZMAN, C. P. *et al.* Secondary reserve provision through a smart aggregation strategy of electric vehicles. *In: IEEE Madrid PowerTech, 2021, Madrid, España. Anais [...].* Madrid, España: IEEE, 2021. p. 1–6.
- HABIB, S. *et al.* A framework for stochastic estimation of electric vehicle charging behavior for risk assessment of distribution networks. **Frontiers in Energy**, Singapura, v. 13, n. 4, p. 1–20, nov. 2019.
- HAJIMIRAGHA, A. H. *et al.* A robust optimization approach for planning the transition to plug-in hybrid electric vehicles. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 2264–2274, nov. 2011.
- HU, J. *et al.* Coordinated charging of electric vehicles for congestion prevention in the distribution grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 5, n. 2, p. 703–711, mar. 2014.
- HU, J. *et al.* Electric vehicle fleet management in smart grids: A review of services, optimization and control aspects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 56, p. 1207–1226, apr. 2016.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS. **IEEE PES AMPS Distribution Test Feeders, 34-bus Feeder**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/>. Acesso em: 4 dez. 2019.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2020: Entering the decade of electric drive?** Disponível em: <https://nangs.org/analytics/iea-global-ev-outlook-eng-pdf>. Acesso em: 20 jul. 2020.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2021 - Accelerating ambitions despite the pandemic**. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVOutlook2021.pdf>. Acesso em: 30 jul. 2021.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2019 Irena**. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf. Acesso em: 20 may. 2021.
- IOANNIDIS, Z. *et al.* Modeling of double skin façades integrating photovoltaic panels and automated roller shades: Analysis of the thermal and electrical performance. **Energy and Buildings**, Amsterdam, v. 154, p. 618–632, nov. 2017.

ISLA, L. *et al.* Nota Técnica No IDB-TN-1628: Análisis de tecnología, industria y mercado para vehículos eléctricos en América Latina y Caribe. n.1, p. 1–78, 2019.

KEMPTON, W. *et al.* **Vehicle-to-grid power: battery, hybrid, and fuel cell vehicles as resources for distributed electric power in california.** [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <http://www1.udel.edu/V2G/docs/V2G-Cal-2001.pdf>. Acesso em: 20 out. 2019

KIRSCHEN, D. **A survey of definitions and specifications of reserve services.** Manchester: [s. n.], 2005. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/real/Library/Reports/Survey_of_Reserve_Services.pdf. Acesso em 19 Fev. 2020.

KUANG, Y. *et al.* Influence analysis of driver behavior and building category on economic performance of electric vehicle to grid and building integration. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 207, p. 427–437, dez. 2017.

LAZZERONI, P. *et al.* Optimal battery management for vehicle-to-home and vehicle-to-grid operations in a residential case study. **Energy**, Amsterdam, v. 175, p. 704–721, may. 2019.

LEE, J.-U. *et al.* Optimal coordination of charging and frequency regulation for an electric vehicle aggregator using least square monte-carlo (lsmc) with modeling of electricity price uncertainty. **Journal of Electrical Engineering and Technology**, Korea, v. 8, n. 6, p. 1269–1275, 1 nov. 2013.

LIU, L. *et al.* A review on electric vehicles interacting with renewable energy in smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 51, p. 648–661, nov. 2015.

LIXIN, S. Electric vehicle development: the past, present & future. *In*: 2009 3rd International Conference on Power Electronics Systems and Applications, PESA 2009, Hong Kong, China **Anais [...]** Hong Kong, China: IEEE, 2009. p. 1–3.

LOPEZ, J. C. *et al.* Optimal restoration/maintenance switching sequence of unbalanced three-phase distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 6, p. 6058–6068, may. 2018.

LUNZ, B. *et al.* Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 46, p. 511–519, jul. 2012.

MAHMOUDI, C.; FLAH, A.; SBITA, L. An overview of electric vehicle concept and power management strategies. *In*: 2014 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM). **Anais [...]**Tunis, Tunisia: IEEE, 2014. p. 1–8.

MAÑEZ, G.; BERMUDEZ, E.; ARAYA, M. **MOVILIDAD ELÉCTRICA: avances en américa latina y el caribe y oportunidades para la colaboración regional.** [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <https://movelatam.org/wp-content/uploads/2019/06/MOVE-Regional-Report-2018-ES.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Recursos energéticos distribuídos: impactos no planejamento energético.** [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt>. Acesso em: 10 may. 2020.

MOMBER, I.; WOGGIN, S.; GOMEZ SAN ROMAN, T. Retail pricing: a bilevel program for pev aggregator decisions using indirect load control. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 1, p. 464–473, jan. 2016.

NGUYEN, D. T.; NGUYEN, H. T.; LE, L. B. Dynamic pricing design for demand response integration in power distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 5, p. 3457–3472, set. 2016.

ONS. **O sistema em números**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 10 jun. 2021.

ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; BOUFFARD, F.; SILVA, V. Electric vehicle aggregator/system operator coordination for charging scheduling and services procurement. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 2, p. 1806–1815, may. 2013.

PATIL, R. *et al.* A framework for the integrated optimization of charging and power management in plug-in hybrid electric vehicles. **IEEE Transactions on vehicular technology**, Piscataway, v. 62, n. 6, p. 2402–2412, jul. 2013.

PAUL DONOHOO-VALLETT. **The future arrives for five clean energy technologies**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: [http://energy.gov/sites/prod/files/2016/09/f33/Revolution%20Now 2016 Report_2.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2016/09/f33/Revolution%20Now%202016%20Report_2.pdf). Acesso em: 30 mar. 2020.

PENG, C.; HUANG, Y.; WU, Z. Building-integrated photovoltaics (BIPV) in architectural design in China. **Energy and Buildings**, Amsterdam, v. 43, n. 12, p. 3592–3598, dez. 2011.

PIELTAIN FERNÁNDEZ, L. *et al.* Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 26, n. 1, p. 206–213, feb. 2011.

QUDDUS, M. A. *et al.* A collaborative energy sharing optimization model among electric vehicle charging stations, commercial buildings, and power grid. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 229, n. May, p. 841–857, nov. 2018.

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/28496/REN2019.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2019.

REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf. Acesso em: 21 nov. 2020.

REZA NOROUZI, M. *et al.* Mixed integer programming of multi-objective security-constrained hydro/thermal unit commitment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 29, p. 911–923, jan. 2014.

REZAEI, P.; FROLIK, J.; HINES, P. D. H. Packetized plug-in electric vehicle charge management. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 5, n. 2, p. 642–650, mar. 2014.

RICHARDSON, D. B. Electric vehicles and the electric grid: a review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 19, p. 247–254, mar. 2013.

RIVERA, J.; GOEBEL, C.; JACOBSEN, H. A. Distributed Convex optimization for electric vehicle aggregators. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 8, n. 4, p. 1852–1863, jul. 2017.

RODRIGUE, J.-P. **The geography of transport systems**. Fifth edition. | Abingdon, Oxon ; New York, NY : Routledge, 2020.: Routledge, 2020.

ROTERING, N.; ILIC, M. Optimal charge control of plug-in hybrid electric vehicles in deregulated electricity markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 26, n. 3, p. 1021–1029, aug. 2011.

RUA, D. *et al.* Advanced metering infrastructure functionalities for electric mobility. *In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe, Gothenburg, Sweden. Anais [...]*Gothenburg, Sweden: IEEE, 2010. p. 1–7.

SABER, A. Y.; VENAYAGAMOORTHY, G. K. Intelligent unit commitment with vehicle-to-grid —A cost-emission optimization. **Journal of Power Sources**, Amsterdam, v. 195, n. 3, p. 898–911, fev. 2010.

SABER, A. Y.; VENAYAGAMOORTHY, G. K. Resource scheduling under uncertainty in a smart grid with renewables and plug-in vehicles. **IEEE Systems Journal**, Piscataway, v. 6, n. 1, p. 103–109, mar. 2012.

SABILLÓN, C. F. *et al.* Mathematical optimization of unbalanced networks with smart grid devices. *In: SHAHNIA F., AREFI A., L. G. (Ed.). . Electric Distribution Network Planning* Singapore: Springer, 2018. p. 65–114.

SARKER, M. R.; DVORKIN, Y.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Optimal participation of an electric vehicle aggregator in day-ahead energy and reserve markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 5, p. 3506–3515, set. 2016.

SARKER, M. R.; PANDŽIĆ, H.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Optimal operation and services scheduling for an electric vehicle battery swapping station. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 30, n. 2, p. 901–910, mar. 2015.

SCHULLER, A.; HOEFFER, J. Assessing the impact of ev mobility patterns on renewable energy oriented charging strategies. **Energy Procedia**, Amsterdam, v. 46, p. 32–39, may. 2014.

SEDDIG, K.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W. Integrating renewable energy sources by electric vehicle fleets under uncertainty. **Energy**, Amsterdam, v. 141, p. 2145–2153, dez. 2017.

SEHAR, F.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Demand management to mitigate impacts of plug-in electric vehicle fast charge in buildings with renewables. **Energy**, Amsterdam, v. 120, p. 642–651, fev. 2017.

SEKYUNG HAN; SOOHEE HAN; SEZAKI, K. Development of an optimal vehicle-to-grid aggregator for frequency regulation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 1, n. 1, p. 65–72, jun. 2010.

SHAABAN, M. F.; EL-SAADANY, E. F. Accommodating high penetrations of pevs and renewable dg considering uncertainties in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 29, n. 1, p. 259–270, jan. 2014.

SOARES, J. *et al.* Survey on complex optimization and simulation for the new power systems paradigm. **Complexity**, London, v. 2018, p. 1–32, aug. 2018.

- SORTOMME, E.; EL-SHARKAWI, M. A. Optimal charging strategies for unidirectional vehicle-to-grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 2, n. 1, p. 119–126, mar. 2011.
- SOUSA, T. *et al.* Day-ahead resource scheduling in smart grids considering Vehicle-to-Grid and network constraints. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 96, p. 183–193, aug. 2012.
- SUNDSTROM, O.; BINDING, C. Flexible charging optimization for electric vehicles considering distribution grid constraints. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 1, p. 26–37, mar. 2012.
- TEOTIA, F.; BHAKAR, R. Local energy markets: concept, design and operation. In: 2016 National Power Systems Conference (NPSC), Bhubaneswar, India. **Anais [...]** Bhubaneswar, India: IEEE, 2016. p. 1–6.
- THOMAS, D.; DEBLECKER, O.; IOAKIMIDIS, C. S. Optimal operation of an energy management system for a grid-connected smart building considering photovoltaics' uncertainty and stochastic electric vehicles' driving schedule. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 210, p. 1188–1206, jan. 2018.
- TRIPPE, A.; MASSIER, T.; HAMACHER, T. Optimized charging of electric vehicles with regard to battery constraints - case study: singaporean car park. In: 2013 IEEE Energytech. Cleveland, OH, USA. **Anais [...]** Cleveland, OH, USA: IEEE, 2013. p.1–6.
- TUSHAR, M. H. K. *et al.* Smart microgrids: optimal joint scheduling for electric vehicles and home appliances. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 5, n. 1, p. 239–250, 2014.
- VAN DER MEER, D. *et al.* Energy management system with pv power forecast to optimally charge evs at the workplace. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Piscataway, v. 14, n. 1, p. 311–320, jan. 2018.
- VAN ROY, J. *et al.* Apartment building electricity system impact of operational electric vehicle charging strategies. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 5, n. 1, p. 264–272, jan. 2014.
- VELDMAN, E.; VERZIJBBERGH, R. A. Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 6, n. 1, p. 333–342, jan. 2015.
- WANG, J. *et al.* Impact of plug-in hybrid electric vehicles on power systems with demand response and wind power. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 39, n. 7, p. 4016–4021, jul. 2011.
- WEN, C. K. *et al.* Decentralized plug-in electric vehicle charging selection algorithm in power systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 4, p. 1779–1789, dez. 2012.
- WU, C.; MOHSENIAN-RAD, H.; HUANG, J. Vehicle-to-aggregator interaction game. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 1, p. 434–442, mar. 2012.
- WU, D. *et al.* Two-stage energy management for office buildings with workplace ev charging and renewable energy. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, Piscataway, v. 3, n. 1, p. 225–237, mar. 2017.

XIA, M. *et al.* Aggregator-based interactive charging management system for electric vehicle charging. **Energies**, Basileia, v. 9, n. 3, p. 1–14, mar. 2016.

YONG, J. Y. *et al.* A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 49, p. 365–385, set. 2015.

ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S.; SIANO, P. Integrated operation of electric vehicles and renewable generation in a smart distribution system. **Energy Conversion and Management**, Amsterdam, v. 89, p. 99–110, jul. 2015.

ZHANG, J. *et al.* Fast solving method based on linearized equations of branch power flow for coordinated charging of evs (evcc). **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, Piscataway, v. 68, n. 5, p. 4404–4418, may. 2019.

ZHANG, M.; CHEN, J. The energy management and optimized operation of electric vehicles based on microgrid. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 29, n. 3, p. 1427–1435, jun. 2014.

ZHANG, T. *et al.* A monte carlo simulation approach to evaluate service capacities of ev charging and battery swapping stations. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Piscataway, v. 14, n. 9, p. 3914–3923, set. 2018.

ZHANG, T.; CHU, C.-C.; GADH, R. A two-tier energy management system for smart electric vehicle charging in UCLA: A Solar-To-Vehicle (S2V) case study. *In*: 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Melbourne, VIC, Australia. **Anais[...]**Melbourne, VIC, Australia: IEEE, 2016. p. 1–6.

ZHANG, X. *et al.* A review of urban energy systems at building cluster level incorporating renewable-energy-source (RES) envelope solutions. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 230, n. June 2018, p. 1034–1056, nov. 2018.

ZHOU, Y. *et al.* Energy integration and interaction between buildings and vehicles: A state-of-the-art review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 114, n. April, p. 1-25, out. 2019.

ANEXO A – TRABALHOS PUBLICADOS

Os trabalhos relevantes publicados pela autora em revistas e congressos internacionais são listados neste anexo.

Revistas internacionais:

1. C.P. Guzman; M.N. Bañol; J.F. Franco; M.J. Rider; R. Romero; ***Enhanced Coordination Strategy for an Aggregator of Distributed Energy Resources Participating in the Day-Ahead Reserve Market***. *Energies*, vol. 9, no.2, p. 1-22, April 2020, doi.org/10.3390/en13081965
2. C.P. Guzman; M.N. Bañol; J.F. Franco; J. Soares, Z. Vale, R. Romero; ***Boosting the usage of green energy for EV charging in smart buildings managed by an aggregator through a novel renewable usage index***. *IEEE Access*, vol. 9, p.105357-105368, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3099426.

Congressos internacionais:

1. C.P. Guzman; M.N. Bañol; J.F. Franco; M.J. Rider; R. Romero; **Secondary reserve provision through a smart aggregation strategy of electric vehicles**. *In: IEEE Madrid PowerTech, 2021, Madrid, España. Anais [...]. Madrid, España: IEEE, 2021. p. 1–6, doi:10.1109/PowerTech46648.2021.9494876*

ANEXO B – DADOS DO SISTEMA DE 34 BARRAS

A Tabela 7 apresenta as cargas que representam as demandas convencionais da proposta do agregador como gerenciador dos REDs no SDEE.

- Barra da subestação: 34
- Tensão base: 24,9kV
- Potência base 2000kVA

Tabela 7 – Cargas elétricas convencionais da rede IEEE 34 barras

<i>Barra</i>	<i>Pa(kW)</i>	<i>Qa(kVAr)</i>	<i>Pb(kW)</i>	<i>Qb(kVAr)</i>	<i>Pc(kW)</i>	<i>Qc(kVAr)</i>
1	0	0	15	7,26	12,5	6,05
2	0	0	15	7,26	12,5	6,05
3	0	0	8	4	0	0
4	0	0	8	4	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	2	1	0	0
8	17	0	0	0	0	0
9	84,5	8,234	0	0	0	0
10	67,5	40,93	0	0	0	0
11	0	32,7	20	9,69	2	0,97
12	0	0	20	9,69	0	0
13	3,5	0	0	0	2	0,97
14	21	1,69	10	4,84	17,5	8,47
15	3,5	10,17	15	7,26	3	1,45
16	35,75	1,69	13,75	6,658	39,5	19,13
17	22,5	17,31	20	9,68	18,5	8,96
18	0	10,89	14	6,78	0	0
19	13,5	0	19	9,2	14,5	7,02
20	4,5	6,53	0	0	0	0
21	139,5	2,18	147,5	71,44	145	70,22
22	0	67,56	24	11,62	10	4,84
23	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0
25	0	0	2	0,97	0	0
26	0	0	2	0,97	0	0
27	8,75	0	5,75	2,78	10	4,84
28	69,5	4,24	39	18,89	65,5	31,79
29	0	33,66	14	6,78	0	0
30	1	0	0	0	0	0
31	0	0,48	14	6,78	0	0
32	22,5	0	20	9,68	18,5	8,96
33	150	10,84	150	72,64	150	72,64

Fonte: elaboração da própria autora.

Nomenclatura:

<i>Pa</i>	<i>Demanda de potência ativa conectada na fase A</i>	<i>Qa</i>	<i>Demanda de potência reativa conectada na fase A</i>
<i>Pb</i>	<i>Demanda de potência ativa conectada na fase B</i>	<i>Qb</i>	<i>Demanda de potência reativa conectada na fase B</i>
<i>Pc</i>	<i>Demanda de potência ativa conectada na fase C</i>	<i>Qc</i>	<i>Demanda de potência reativa conectada na fase B</i>

Tabela 8 – Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte I)

<i>Bi</i>	<i>Bf</i>	<i>Ra</i> (Ω)	<i>Xa</i> (Ω)	<i>Rab</i> (Ω)	<i>Xab</i> (Ω)	<i>Rac</i> (Ω)	<i>Xac</i> (Ω)	<i>Rba</i> (Ω)	<i>Xba</i> (Ω)	<i>Rb</i> (Ω)
34	1	0,1633	0,1629	0,0256	0,0705	0,0260	0,0612	0,0256	0,0705	0,1617
1	2	0,1095	0,1092	0,0172	0,0473	0,0174	0,0410	0,0172	0,0473	0,1084
2	3	2,0400	2,0361	0,3206	0,8818	0,3250	0,7653	0,3206	0,8818	2,0201
3	4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,7693
3	5	2,3735	2,3691	0,3730	1,0261	0,3781	0,8904	0,3730	1,0261	2,3504
5	6	1,8817	1,8782	0,2957	0,8134	0,2998	0,7059	0,2957	0,8134	1,8634
6	7	0,0009	0,0006	0,0001	0,0003	0,0001	0,0002	0,0001	0,0003	0,0009
7	8	0,2266	0,1202	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	9	0,9330	0,6823	0,1124	0,3114	0,1140	0,2751	0,1124	0,3114	0,9261
8	10	6,3823	3,3866	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	11	1,8212	0,9664	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	12	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4016
10	13	0,0767	0,0561	0,0092	0,0256	0,0093	0,0226	0,0092	0,0256	0,0761
11	14	1,8678	1,3660	0,2252	0,6234	0,2283	0,5507	0,2252	0,6234	1,8540
12	15	0,0475	0,0347	0,0057	0,0158	0,0058	0,0140	0,0057	0,0158	0,0471
15	16	0,4477	0,3274	0,0539	0,1494	0,0547	0,1320	0,0539	0,1494	0,4444
16	17	0,1845	0,1350	0,0222	0,0616	0,0225	0,0544	0,0222	0,0616	0,1832
16	18	0,0255	0,0187	0,0030	0,0085	0,0031	0,0075	0,0030	0,0085	0,0253
17	19	0,0785	0,0574	0,0094	0,0262	0,0096	0,0231	0,0094	0,0262	0,0780
19	20	0,0255	0,0187	0,0030	0,0085	0,0031	0,0075	0,0030	0,0085	0,0253
19	21	0,1233	0,0902	0,0148	0,0411	0,0150	0,0363	0,0148	0,0411	0,1224
20	22	0,3326	0,2432	0,0401	0,1110	0,0406	0,0980	0,0401	0,1110	0,3301
21	23	0,0484	0,0354	0,0058	0,0161	0,0059	0,0142	0,0058	0,0161	0,0480
21	24	0,0283	0,0207	0,0034	0,0094	0,0034	0,0083	0,0034	0,0094	0,0281
23	25	0,0009	0,0006	0,0001	0,0003	0,0001	0,0002	0,0001	0,0003	0,0009
23	26	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3,0924
25	27	3,3656	2,4614	0,4057	1,1233	0,4113	0,9924	0,4057	1,1233	3,3406
26	28	0,2147	0,1139	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
27	29	0,5327	0,3896	0,0642	0,1778	0,0651	0,1570	0,0642	0,1778	0,5288
27	30	0,2449	0,1791	0,0295	0,0817	0,0299	0,0722	0,0295	0,0817	0,2430
28	31	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4422
29	32	0,6683	0,6671	0,1050	0,2889	0,1065	0,2507	0,1050	0,2889	0,6619
31	33	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3,0924

Fonte: elaboração da própria autora.

Nomenclatura

<i>Bi</i>	Barra inicial	<i>Rac</i>	Resistência entre as fases A e C
<i>Bf</i>	Barra final	<i>Xac</i>	Reatância entre as fases A e C
<i>Ra</i>	Resistência da fase A	<i>Rba</i>	Resistência entre as fases B e A
<i>Xa</i>	Reatância da fase A	<i>Xba</i>	Reatância entre as fases B e A
<i>Rab</i>	Resistência entre as fases A e B	<i>Rb</i>	Resistência da fase B
<i>Xab</i>	Reatância entre as fases A e B		

Tabela 9 – Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte II)

<i>Bi</i>	<i>Bf</i>	<i>Xb(Ω)</i>	<i>Rbc(Ω)</i>	<i>Xbc(Ω)</i>	<i>Rca(Ω)</i>	<i>Xca(Ω)</i>	<i>Rbc(Ω)</i>	<i>Xbc(Ω)</i>	<i>Rc(Ω)</i>	<i>Xc(Ω)</i>
34	1	0,1657	0,0252	0,0560	0,0260	0,0612	0,0252	0,0560	0,1623	0,1645
1	2	0,1111	0,0169	0,0376	0,0174	0,0410	0,0169	0,0376	0,1088	0,1103
2	3	2,0706	0,3152	0,7006	0,3250	0,7653	0,3152	0,7006	2,0287	2,0557
3	4	0,4082	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	5	2,4092	0,3668	0,8151	0,3781	0,8904	0,3668	0,8151	2,3604	2,3918
5	6	1,9100	0,2908	0,6462	0,2998	0,7059	0,2908	0,6462	1,8713	1,8962
6	7	0,0006	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0009	0,0006
7	8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	9	0,6903	0,1106	0,2532	0,1140	0,2751	0,1106	0,2532	0,9291	0,6869
8	10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	12	0,2131	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	13	0,0567	0,0090	0,0208	0,0093	0,0226	0,0090	0,0208	0,0764	0,0565
11	14	1,3821	0,2214	0,5069	0,2283	0,5507	0,2214	0,5069	1,8600	1,3751
12	15	0,0351	0,0056	0,0128	0,0058	0,0140	0,0056	0,0128	0,0473	0,0349
15	16	0,3313	0,0530	0,1215	0,0547	0,1320	0,0530	0,1215	0,4458	0,3296
16	17	0,1365	0,0218	0,0500	0,0225	0,0544	0,0218	0,0500	0,1838	0,1359
16	18	0,0189	0,0030	0,0069	0,0031	0,0075	0,0030	0,0069	0,0254	0,0188
17	19	0,0581	0,0093	0,0213	0,0096	0,0231	0,0093	0,0213	0,0782	0,0578
19	20	0,0189	0,0030	0,0069	0,0031	0,0075	0,0030	0,0069	0,0254	0,0188
19	21	0,0912	0,0146	0,0334	0,0150	0,0363	0,0146	0,0334	0,1228	0,0908
20	22	0,2461	0,0394	0,0902	0,0406	0,0980	0,0394	0,0902	0,3312	0,2448
21	23	0,0358	0,0057	0,0131	0,0059	0,0142	0,0057	0,0131	0,0482	0,0356
21	24	0,0209	0,0033	0,0076	0,0034	0,0083	0,0033	0,0076	0,0282	0,0208
23	25	0,0006	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0009	0,0006
23	26	1,6409	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
25	27	2,4903	0,3989	0,9134	0,4113	0,9924	0,3989	0,9134	3,3514	2,4778
26	28	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
27	29	0,3942	0,0631	0,1445	0,0651	0,1570	0,0631	0,1445	0,5305	0,3922
27	30	0,1812	0,0290	0,0664	0,0299	0,0722	0,0290	0,0664	0,2438	0,1803
28	31	0,3270	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
29	32	0,6784	0,1033	0,2295	0,1065	0,2507	0,1033	0,2295	0,6646	0,6735
31	33	1,6409	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fonte: elaboração da própria autora.

Nomenclatura

<i>Bi</i>	<i>Barra inicial</i>	<i>Xca</i>	<i>Reatância entre as fases C e A</i>
<i>Bf</i>	<i>Barra final</i>	<i>Rbc</i>	<i>Resistência entre as fases B e C</i>
<i>Xb</i>	<i>Reatância da fase B</i>	<i>Xbc</i>	<i>Reatância entre as fases B e C</i>
<i>Rbc</i>	<i>Resistência entre as fases B e C</i>	<i>Rc</i>	<i>Resistência da fase C</i>
<i>Xbc</i>	<i>Reatância entre as fases B e C</i>	<i>Xc</i>	<i>Reatância da fase C</i>
<i>Rca</i>	<i>Resistência entre as fases B e C</i>		