

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS

Instituto de Matemática, Estatística e
Computação Científica

WALTER ARAÚJO ROCHA JÚNIOR

**Modelagem Matemática de um Sistema de
Energia no Mercado Livre com Geração
Distribuída no Estado do Maranhão**

Campinas

2023

Walter Araújo Rocha Júnior

Modelagem Matemática de um Sistema de Energia no Mercado Livre com Geração Distribuída no Estado do Maranhão

Tese apresentada ao Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Matemática Aplicada.

Orientador: Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira

Este trabalho corresponde à versão final da Tese defendida pelo aluno Walter Araújo Rocha Júnior e orientada pelo Prof. Dr. Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira.

Campinas

2023

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca do Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica
Sylvania Renata de Jesus Ribeiro - CRB 8/6592

R582m Rocha Júnior, Walter Araújo, 1980-
Modelagem matemática de um sistema de energia no mercado livre com geração distribuída no estado do Maranhão / Walter Araújo Rocha Junior. – Campinas, SP : [s.n.], 2023.

Orientador: Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica.

1. Energia. 2. Consumidores. 3. Modelos matemáticos. 4. Programação linear. 5. Sistemas de energia fotovoltaica. I. Oliveira, Aurelio Ribeiro Leite de, 1962-. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica. III. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Mathematical modeling of an energy system in the free market with distributed generation in the state of Maranhão

Palavras-chave em inglês:

Energy

Consumers

Mathematical Models

Linear programming

Photovoltaic power systems

Área de concentração: Matemática Aplicada

Títuloção: Doutor em Matemática Aplicada

Banca examinadora:

Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira [Orientador]

Christiano Lyra Filho

Marcia Aparecida Gomes Ruggiero

Petra Maria Bartmeyer

Jurandir de Oliveira Lopes

Data de defesa: 14-08-2023

Programa de Pós-Graduação: Matemática Aplicada

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-3152-0645>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/5812674823342887>

**Tese de Doutorado defendida em 14 de agosto de 2023 e aprovada
pela banca examinadora composta pelos Profs. Drs.**

Prof(a). Dr(a). AURELIO RIBEIRO LEITE DE OLIVEIRA

Prof(a). Dr(a). CHRISTIANO LYRA FILHO

Prof(a). Dr(a). MARCIA APARECIDA GOMES RUGGIERO

Prof(a). Dr(a). PETRA MARIA BARTMEYER

Prof(a). Dr(a). JURANDIR DE OLIVEIRA LOPES

A Ata da Defesa, assinada pelos membros da Comissão Examinadora, consta no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria de Pós-Graduação do Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica.

*Este trabalho é dedicado às crianças adultas que,
quando pequenas, sonharam em se tornar cientistas.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, por ter me dado força e saúde nesta jornada bastante árdua e muita sabedoria para enfrentar as dificuldades e superá-las.

A toda minha família, por sempre estarem comigo nos momentos difíceis, dando-me apoio para continuar minha trajetória.

Ao professor Dr. Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira pela orientação, confiança, amizade e, principalmente, pela paciência, sem a qual este trabalho não seria possível de ser realizado.

Ao professor Dr. Christiano Lyra e ao aluno Caio dos Santos da FEEC/UNICAMP, pelas incontáveis ajudas, tanto na parte teórica como na parte computacional que abrilhantaram o trabalho.

Aos professores do IMECC/UNICAMP pelos seus ensinamentos durante o curso, que contribuíram de algum modo para o nosso enriquecimento pessoal e profissional, em especial à professora Dra. Marcia Aparecida Gomes Ruggiero pelas brilhantes aulas ministradas nas disciplinas de Métodos Computacionais de Álgebra Linear e Matrizes e por toda a dedicação, a compreensão, e a paciência disponibilizadas aos seus alunos, acima de tudo, por sua grande humildade e por ser uma excelente pessoa.

Ao Instituto Federal do Maranhão (IFMA), em especial ao campus Caxias, pela liberação integral para fazer o curso com tranquilidade e maestria, pois sem o afastamento das atividades docentes não seria possível a conclusão do doutorado.

À Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão - FAPEMA pelo apoio financeiro na reta final do doutorado garantido no processo BD-02465/21 do edital nº 13/2021, auxílios estes que foram de suma importância para custear as pesquisas realizadas.

Aos meus amigos de doutorado pelos inúmeros dias de estudos afincos, em que houve muitas dificuldades, mas por fim superadas pelo apoio que um dava ao outro, em especial a dois grandes amigos, Gesivaldo dos Santos Silva que foi meu parceiro dos incontáveis fins de semana estudando no predinho do IMECC e Diego Ferreira Gomes, por todo o auxílio a mim prestado do início ao fim do curso.

Por fim, às pessoas mais importantes da minha vida, que sem elas nada disso teria sentido: meu filho, minha mãe, em especial a minha avó Carmelita, pois sempre acreditou na educação, me educando, me incentivando nos estudos.

“A Matemática não mente, mente quem faz o mau uso dela”.
(Albert Einstein)

Resumo

O presente trabalho apresenta formas para reduzir os custos de grandes empresas no nordeste do Brasil, em especial no estado do Maranhão, utilizando a compra de energia no mercado livre com o auxílio da Virtual Power Plant (VPP) e das Gerações Distribuídas (GDs) instaladas nas Unidades Consumidoras (UCs). A busca por energias renováveis no mundo vem se tornando cada vez mais intensa, principalmente pelas questões ambientais e econômicas. Dentre as energias renováveis, a solar e a eólica crescem globalmente, contribuindo significativamente para a matriz energética do Brasil e do mundo. A usina virtual vem se mostrando eficaz no gerenciamento das GDs e vem ganhando espaço na matriz energética mundial. No Brasil, vem sendo estudada a viabilidade de implantação da VPP. Diante das tarifas abusivas praticadas pelas distribuidoras de energia elétrica com os consumidores cativos, a migração das grandes empresas brasileiras ao Mercado Livre de Energia (MLE) vem aumentando de forma expressiva. O MLE é regido pelas normas e regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e os contratos entre as geradoras/comercializadoras e as unidades consumidoras são delegados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esta pesquisa é empírica normativa quantitativa e visou construir um modelo matemático para buscar soluções otimizadas e viáveis ao Sistema Elétrico Livre (SEL). O estudo realizado foi destinado aos consumidores de média ou alta tensão com demanda mínima contratada de 500 kW e que apresentam todos os critérios exigidos pela ANEEL para se enquadrar como um consumidor livre ou especial no MLE. O presente estudo foi realizado no estado do Maranhão, com vários campi do Instituto Federal do Maranhão (IFMA), utilizando a modalidade comunhão de cargas, aproveitando o fato dos campi ter o mesmo CNPJ raiz. Foram propostos dois fluxogramas interligados, o Sistema Fotovoltaico Híbrido (SFH) e o SEL, identificando as variáveis de decisão e os nós existentes em ambos os problemas. Foi construído um programa no software MATLAB que representou o Modelo do Sistema Elétrico Livre (MSEL). Os dados de entrada do problema foram coletados junto aos campi do IFMA e outros utilizados da literatura atual. Os custos tarifários de compra de energia foram adquiridos junto à CCEE, já os custos de venda foram estipulados com base nos custos de compra. A partir dos dados do passado foram produzidos dados para anos futuros. Diante dos dados de entrada, o MSEL produziu uma solução ótima/otimista do problema. A análise e a apresentação dos dados se deram através de tabelas e gráficos mostrando a viabilidade de mudança do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Bons resultados foram obtidos pelo trabalho através do modelo matemático de programação linear MSEL, reduzindo os custos dos consumidores através de contratos otimizados junto às geradoras e comercializadoras disponíveis no mercado, como também maximizando lucros com a venda de energia.

Palavras-chave: Energia. Consumidores. Modelos matemáticos. Programação linear. Sistema de energia fotovoltaica.

Abstract

The present work presents manners to reduce the costs of big companies in the northeast of Brazil, especially in the state of Maranhão, using the purchase of energy in the free market with the help of the Virtual Power Plant (VPP) and the Distributed Generations (DGs) installed in the Consumer Units (UCs). The demand for renewable energy in the world has become increasingly intense, mainly due to environmental and economic issues. Among the renewable energies, solar and wind are growing globally, contributing significantly to the Brazil's energy matrix and the world. The virtual power plant (VPP) has proved to be effective in managing DGs and has gained space in the energy matrix of the world. In Brazil the feasibility of implementing the VPP is being studied. Through the abusive tariffs charged by electricity distributors with captive consumers, the migration of large Brazilian companies to the MLE has been increasing significantly. The MLE is governed by National Electric Energy Agency (ANEEL) rules and regulations and the contracts between generators/traders and consumer units are delegated to the Chamber of Electric Energy Trading (CCEE). This research is empirical and quantitative normative and aimed to build a mathematical model to search for optimized and viable solutions to the Free Electric System (SEL). The realized study was aimed to medium or high voltage consumers with a minimum contracted demand of 500 kW and who present all the criteria required by ANEEL to qualify as a free or special consumer in the MLE. The present study was carried out in the state of Maranhão, with several IFMA campuses, using the load sharing modality, taking advantage of the fact that the campuses have the same CNPJ root. Two interconnected flowcharts, the SFH and the SEL, were proposed, identifying the decision variables and the nodes in both problems. A program was built in MATLAB software that represented the MSEL. The input data of the problem were collected from the IFMA campuses and others used in the current literature. The tariff costs for the purchase of energy were acquired from the CCEE, while the selling costs were stipulated based on the purchase costs. Data for future years were produced from past data. Given the input data, the MSEL produced an optimal/optimistic solution to the problem. Data analysis and presentation took place through tables and graphs showing the feasibility of moving from ACR to ACL. Good results are obtained by work through the mathematical model of linear programming MSEL, reducing the costs of the consumers through optimized contracts with the generators and traders available in the market, as well as maximizing profits with the sale of energy.

Keywords: Energy. Consumers. Mathematical models. Linear programming. Photovoltaic energy system

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matriz Energética (Brasil x Mundo)	32
Figura 2 – Matriz Elétrica (Brasil x Mundo)	33
Figura 3 – Matriz Energética Brasileira	33
Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira	34
Figura 5 – Energia Solar no SIN do Brasil	40
Figura 6 – Potência Fotovoltaica Instalada no Brasil	41
Figura 7 – Placa Solar Monocristalino	43
Figura 8 – Inversor Híbrido Trifásico	43
Figura 9 – Bateria de Íons de Lítio	44
Figura 10 – Estrutura Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) .	46
Figura 11 – Modalidade Tarifária Brasileira	50
Figura 12 – Submercados de Energia do Brasil	54
Figura 13 – Estrutura da VPP no Sistema Elétrico	56
Figura 14 – Sistema de Energia Livre com Virtual Power Plant e Geração Distribuída (SEL)	64
Figura 15 – Sistema Fotovoltaico Híbrido (SFH)	65
Figura 16 – Mapa dos campi do IFMA em estudo	85
Figura 17 – Usina do campus Caxias	92
Figura 18 – Usina do campus Codó	92
Figura 19 – Usina do campus Mangabeiras	93
Figura 20 – Usina do campus Maracaná	93
Figura 21 – Gráfico de geração média diária das usinas do IFMA	93
Figura 22 – Consumo de energia do campus Bacabal	95
Figura 23 – Consumo de energia do campus Buriticupu	95
Figura 24 – Consumo de energia do campus Caxias	95
Figura 25 – Consumo de energia do campus Codó	95
Figura 26 – Consumo de energia do campus Coelho Neto	95
Figura 27 – Consumo de energia do campus Mangabeiras	95
Figura 28 – Consumo de energia do campus Maracaná	96
Figura 29 – Consumo de energia do campus São João dos Patos	96
Figura 30 – Consumo de energia do campus Timon	96
Figura 31 – Consumo de energia da Reitoria	96
Figura 32 – Gráfico da demanda de consumo médio do IFMA	97
Figura 33 – Curva de demanda média diária do IFMA	98
Figura 34 – Gráfico do valor da demanda ativa anual do IFMA	99
Figura 35 – Campus Bacabal (DAXDC)	100

Figura 36 – Campus Buriticupu (DAxDC)	100
Figura 37 – Campus Caxias (DAxDC)	100
Figura 38 – Campus Codó (DAxDC)	100
Figura 39 – Campus Coelho Neto (DAxDC)	101
Figura 40 – Campus Mangabeiras (DAxDC)	101
Figura 41 – Campus Maracanã (DAxDC)	101
Figura 42 – Campus São João dos Patos (DAxDC)	101
Figura 43 – Campus Timon (DAxDC)	101
Figura 44 – Reitoria (DAxDC)	101
Figura 45 – Custo de compra de energia dos submercados	103
Figura 46 – Custo de venda de energia	105
Figura 47 – Compra de energia: caso 1	107
Figura 48 – Venda de energia: caso 1	107
Figura 49 – Compra de energia: caso 2	108
Figura 50 – Venda de energia: caso 2	108
Figura 51 – Compra de energia: caso 3	109
Figura 52 – Venda de energia: caso 3	109
Figura 53 – Compra de energia: caso 4	110
Figura 54 – Venda de energia: caso 4	110
Figura 55 – Compra de energia: caso 5	111
Figura 56 – Venda de energia: caso 5	111
Figura 57 – Contratos variados mínimo	112
Figura 58 – Contratos variados máximo: caso 1 ($c^v < c^c$)	112
Figura 59 – Contratos variados máximo: caso 2 ($c^v \leq c^c$)	113
Figura 60 – Contratos variados máximo: caso 3 ($c^v = \bar{c}^c$)	113
Figura 61 – Contratos variados máximo: caso 4 ($c^v \geq c^c$)	114
Figura 62 – Contratos uniformes: caso 5 ($c^v > c^c$)	114
Figura 63 – Contrato passado: Tabela 11, $\lambda \geq 1$	115
Figura 64 – BESS médio: caso do M_{min}	116
Figura 65 – BESS: caso 1	116
Figura 66 – BESS: caso 2	116
Figura 67 – BESS: caso 3	117
Figura 68 – BESS: caso 4	117
Figura 69 – BESS: caso 5	117
Figura 70 – Carga média diária do BESS: caso M_{min}	118
Figura 71 – Carga média diária do BESS: caso 1	118
Figura 72 – Carga média diária do BESS: caso 2	118
Figura 73 – Carga média diária do BESS: caso 3	118
Figura 74 – Carga média diária do BESS: caso 4	118

Figura 75 – Carga média diária do BESS: caso 5	118
Figura 76 – Usina do campus Caxias (modelo previsto 1)	123
Figura 77 – Usina do campus Codó (modelo previsto 1)	123
Figura 78 – Usina do campus Mangabeiras (modelo previsto 1)	123
Figura 79 – Usina do campus Maracaná (modelo previsto 1)	123
Figura 80 – Gráfico ajustado da usina Caxias	124
Figura 81 – Gráfico ajustado da usina Mangabeiras	124
Figura 82 – Usina do campus Caxias (Modelo Previsto 2)	124
Figura 83 – Usina do campus Codó (Modelo Previsto 2)	124
Figura 84 – Usina do campus Mangabeiras (Modelo Previsto 2)	125
Figura 85 – Usina do campus Maracaná (Modelo Previsto 2)	125
Figura 86 – Previsão do consumo de energia do campus Bacabal	126
Figura 87 – Previsão do consumo de energia do campus Buriticupu	126
Figura 88 – Previsão do consumo de energia do campus Caxias	126
Figura 89 – Previsão do consumo de energia do campus Codó	126
Figura 90 – Previsão do consumo de energia do campus Coelho Neto	127
Figura 91 – Previsão do consumo de energia do campus Mangabeiras	127
Figura 92 – Previsão do consumo de energia do campus Maracaná	127
Figura 93 – Previsão do consumo de energia do campus São João dos Patos	127
Figura 94 – Previsão do consumo de energia do campus Timon	127
Figura 95 – Previsão do consumo de energia da Reitoria	127
Figura 96 – Previsão dos custos da compra de energia dos submercados	128
Figura 97 – Previsão dos custos de venda de energia	129
Figura 98 – Compra de energia: caso 1	131
Figura 99 – Venda de energia: caso 1	131
Figura 100 – Compra de energia: caso 2	132
Figura 101 – Venda de energia: caso 2	132
Figura 102 – Compra de energia: caso 3	133
Figura 103 – Venda de energia: caso 3	133
Figura 104 – Compra de energia: caso 4	134
Figura 105 – Venda de energia: caso 4	134
Figura 106 – Compra de energia: caso 5	135
Figura 107 – Venda de energia: caso 5	135
Figura 108 – Contratos variados mínimo (previsão 1)	136
Figura 109 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 1	136
Figura 110 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 2	137
Figura 111 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 3	137
Figura 112 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 4	138
Figura 113 – Contratos uniformes (previsão 1): caso 5	138

Figura 114–Previsão 1 de contrato: Tabela 24, $\lambda \geq 1$	139
Figura 115–Previsão 1 do BESS médio: caso do M_{min}	140
Figura 116–Previsão 1 do BESS: caso 1	140
Figura 117–Previsão 1 do BESS: caso 2	140
Figura 118–Previsão 1 do BESS: caso 3	141
Figura 119–Previsão 1 do BESS: caso 4	141
Figura 120–Previsão 1 do BESS: caso 5	141
Figura 121–Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso M_{min}	142
Figura 122–Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 1	142
Figura 123–Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 2	142
Figura 124–Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 3	142
Figura 125–Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 4	142
Figura 126–Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 5	142
Figura 127–Previsão 2 de contrato: Tabela 31, $\lambda \geq 1$	146
Figura 128–Compra mínima de energia	147
Figura 129–Disponibilidade orçamentária máxima	148
Figura 130–Compra máxima: caso 1	148
Figura 131–Venda máxima: caso 1	148
Figura 132–Compra máxima: caso 2	149
Figura 133–Venda máxima: caso 2	149
Figura 134–Compra máxima: caso 3	149
Figura 135–Venda máxima: caso 3	149
Figura 136–Compra máxima: caso 4	149
Figura 137–Venda máxima: caso 4	149
Figura 138–Compra máxima: caso 5	150
Figura 139–Venda máxima: caso 5	150

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tipos de Tensão	49
Tabela 2 – Modalidade Tarifárias do Grupo A	50
Tabela 3 – Modalidade Tarifária do Grupo B	51
Tabela 4 – Pontos Interiores x Primal-Dual	89
Tabela 5 – Comportamento do Algoritmo 5	90
Tabela 6 – Potências das usinas fotovoltaicas do IFMA	94
Tabela 7 – Coeficiente de crescimento anual	96
Tabela 8 – Demanda contratada do IFMA	98
Tabela 9 – Valor da demanda ativa anual do IFMA	99
Tabela 10 – Resíduos dos vetores dos custos da compra de energia	104
Tabela 11 – Disponibilidade orçamentária mínima	106
Tabela 12 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 1 ($c^v < c^c$)	107
Tabela 13 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 2 ($c^v \leq c^c$)	108
Tabela 14 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 3 ($c^v = \bar{c}^c$)	109
Tabela 15 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 4 ($c^v \geq c^c$)	110
Tabela 16 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 5 ($c^v > c^c$)	111
Tabela 17 – Valor com DC X Valor previsto pelo MSEL	115
Tabela 18 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Caxias	121
Tabela 19 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Codó	121
Tabela 20 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Mangabeiras	121
Tabela 21 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Maracanã	121
Tabela 22 – Análise dos parâmetros da função Gaussiana das usinas	122
Tabela 23 – Resíduos da previsão dos custos da compra de energia	128
Tabela 24 – Disponibilidade orçamentária mínima (previsão 1)	130
Tabela 25 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 1 ($c^{vp} < c^{cp}$)	131
Tabela 26 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 2 ($c^{vp} \leq c^{cp}$)	132
Tabela 27 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 3 ($c^{vp} = \bar{c}^{cp}$)	133
Tabela 28 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 4 ($c^{vp} \geq c^{cp}$)	134
Tabela 29 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 5 ($c^{vp} > c^{cp}$)	135
Tabela 30 – Comparativo entre a DC e o MSEL (previsão 1)	139
Tabela 31 – Disponibilidade orçamentária mínima (previsão 2)	143

Tabela 32 – Compra máxima de energia (previsão 2)	144
Tabela 33 – Venda máxima de energia (previsão 2)	144
Tabela 34 – Comparativo entre a DC e o MSEL (previsão 2)	145
Tabela 35 – Compra mínima de energia	147
Tabela 36 – Enquadramento do Consumidor Livre	161

Lista de abreviaturas e siglas

ABRADEE:	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL:	Ambiente de Contratação Livre
ACR:	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP:	Agência Nacional do Petróleo
APE:	Auto Produtor de Energia
BEN:	Balanço Energético Nacional
BESS:	Banco de Baterias Estacionárias
CCEAL:	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR:	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI:	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada
CCER:	Contrato de Comercialização de Energia Regulada
CCP:	Contrato de Curto Prazo
CCVEE:	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CMO:	Custo Marginal de Operação
CMSE:	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE:	Conselho Nacional de Política Energética
CVPP:	Comercial Virtual Power Plant
DA:	Demanda Ativa
DC:	Demanda Contratada
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
GD:	Geração Distribuída

GDD:	Gerador de Distribuição Doméstico
GDP:	Gerador de Distribuição Público
IEA:	International Energy Agency
IFMA:	Instituto Federal do Maranhão
MSEL:	Modelo Matemático do Sistema de Energia no Mercado Livre com Virtual Power Plant e Geração Distribuída
MCP:	Mercado de Curto Prazo
ME:	Mercado de Energia
MLE:	Mercado Livre de Energia
MLP:	Mercado de Longo Prazo
MME:	Ministério de Minas e Energia
MSFH:	Método do Sistema Fotovoltaico Híbrido
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PL:	Projeto de Lei
PLD:	Preço de Liquidação das Diferenças
PPL:	Problema de Programação Linear
RED:	Recurso Energético Distribuído
REN:	Resolução Normativa
RMSE:	Soma de Quadrados Médios dos Resíduos
SEB:	Sistema Elétrico Brasileiro
SEL:	Sistema de Energia Livre com Virtual Power Plant e Geração Distribuída
SIN:	Sistema Interligado Nacional
SFH:	Sistema Fotovoltaico Híbrido
SFV:	Sistema Fotovoltaico
SSE:	Soma de Quadrados dos Resíduos
TE:	Tarifa de Energia

TVPP: Technical Virtual Power Plant

UC: Unidade Consumidora

VPP: Virtual Power Plant

Lista de símbolos

t :	Tempo
n :	Número de comercializadoras no mercado livre
m :	Número de unidades consumidoras no mercado livre
\check{k} :	Grau da função gaussiana
\bar{k} :	Quantidade de dias do futuro analisados
\hat{k} :	Quantidade de anos do futuro analisados
\tilde{k} :	Ano base analisado para o coeficiente de crescimento do consumo de energia
\tilde{p} :	Diferença entre os anos comparados para aquisição do coeficiente de crescimento do consumo de energia
GW :	Gigawatts
kW :	Quilowatts
kWh :	Quilowatt-hora
MW :	Megawatts
MWh :	Megawatt-hora
M :	Disponibilidade financeira para comprar energia das geradoras/comercializadoras em reais
M_{min} :	Disponibilidade financeira mínima para comprar energia das geradoras/comercializadoras em reais
M_{max} :	Disponibilidade financeira máxima para comprar energia das geradoras/comercializadoras em reais
C^E :	Compra de energia nas geradoras/comercializadoras em reais
V^E :	Venda de energia no mercado livre em reais
D :	Matriz de demanda de energia elétrica em kWh
d_{ij} :	Demanda de energia utilizada pela unidade consumidora i no tempo j

$d_{ij\tilde{k}}$:	Demanda de energia utilizada pela unidade consumidora i no tempo j referente ao ano \tilde{k}
d_{ij}^{ajus} :	Demanda ajustada de energia para unidade consumidora i no tempo j
d_{ij}^p :	Demanda de energia prevista para unidade consumidora i no tempo j
d_{ij}^m :	Demanda média anual de energia para unidade consumidora i no tempo j
P :	Matriz de geração de energia do painel solar em kWh
p_{ij} :	Energia gerada pelos painéis solares e injetada no inversor do SFH i no tempo j
p^m :	Função gaussiana que representa a média diária de geração de potência do passado de cada usina do IFMA
$p_{ij}^{(1)}$:	Energia prevista de geração pelos painéis solares e injetada no inversor do SFH i no tempo j através da função gaussiana p_m
$p_{ij}^{(2)}$:	Energia prevista de geração pelos painéis solares e injetada no inversor do SFH i no tempo j através das curvas de geração do passado p_{ij}
$\bar{b}_{i0} = \theta_i$:	Capacidade inicial de energia do BESS na unidade consumidora i
l_{ij}^{Bess} :	Capacidade mínima de energia permitida no BESS do sistema i no tempo j
u_{ij}^{Bess} :	Capacidade máxima de energia permitida no BESS do sistema i no tempo j
η_i^{SFH} :	Fator de eficiência geral do SFH no sistema i
η_i^{Bess} :	Fator de eficiência de carga/descarga do <i>BESS</i> no sistema i
δ_i :	Fator de perda de energia interna do BESS no sistema i
c_i^{Bess} :	Capacidade máxima do BESS no sistema i
b_{ij}^{Bess} :	Carga do BESS da unidade consumidora i no tempo j
b_{ij}^+ :	Energia injetada pelo BESS no inversor do SFH i no tempo j
b_{ij}^- :	Energia injetada pelo inversor no BESS do SFH i no tempo j
u_{ij}^+ :	Energia injetada pelo inversor na unidade consumidora i no tempo j
u_{ij}^- :	Energia injetada pela unidade consumidora i no inversor no tempo j

r_{ij}^+ :	Energia injetada na VPP pela unidade consumidora i no tempo j
r_{ij}^- :	Energia injetada na unidade consumidora i pela VPP no tempo j
E_j^+ :	Energia injetada pela VPP na rede de distribuição no tempo j
E_j^- :	Energia injetada pela rede de distribuição na VPP no tempo j
E_j^R :	Energia alocada na rede de distribuição disponível à venda no mercado de energia no tempo j
E_{kj}^G :	Energia comprada na geradora/comercializadora k e injetada na rede de distribuição no tempo j
c_{kj}^c :	Custo pela energia comprada na geradora/comercializadora k e injetada na rede de distribuição no tempo j
c_{kj}^{cp} :	Custo previsto pela energia comprada na geradora/comercializadora k e injetada na rede de distribuição no tempo j
c_j^v :	Custo pela energia vendida ao mercado livre no tempo j
c_j^{vp} :	Custo previsto pela energia vendida no futuro ao mercado livre no tempo j
\bar{c}^c :	Vetor de custo médio da energia comprada na geradora/comercializadora
x :	Vetor solução do problema primal do MSEL
y :	Vetor solução do problema dual do MSEL
$I = \{1, \dots, m\}$:	Conjunto das unidades consumidoras
$J = \{1, \dots, t\}$:	Conjunto do tempo
$K = \{1, \dots, n\}$:	Conjunto das geradoras e comercializadoras
G_k :	Geradoras e Comercializadora k de energia elétrica
U_j :	Unidade consumidora j de energia elétrica
\mathbb{R}_+ :	Conjuntos dos números reais não negativos
z :	Função-objetivo do problema primal do MSEL
\bar{z} :	Função-objetivo do problema dual do MSEL
α :	Fator de Controle do limite inferior do BESS
β :	Fator de Controle do limite superior do BESS

λ :	Fator de Controle do limite superior da compra de energia nas geradoras e comercializadoras
σ :	Tamanho do passo do M_{max} em direção ao M_{min}
γ :	Gap do problema do PPL do MSEL
c_{ik}^{ajus} :	Coefficiente de ajuste anual entre as demandas de consumos médio e do ano \tilde{k} da unidade consumidora i
c_a :	Coefficiente de decréscimo anual da usina
c_d :	Coefficiente de decréscimo diário da usina
c^{ger} :	Coefficiente de crescimento geral do consumo de energia de todas as unidades consumidoras
c_{ik}^{cres} :	Coefficientes de crescimento anual do consumo de energia da unidade consumidora i referente ao ano \tilde{k}
$e_n^{(t)}$:	Vetor canônico e_n na posição t
$R - square$:	Coefficiente de correlação entre as variáveis
$Adjusted R - square$:	Coefficiente de correlação entre as variáveis ajustada

Lista de Algoritmos

Algoritmo 1 – Matriz de Geração de Potência	86
Algoritmo 2 – Matriz de Demanda de Consumo de Energia	87
Algoritmo 3 – Método do Cálculo das Matrizes de Entrada: \bar{A} , \bar{b} e \bar{c}	88
Algoritmo 4 – Método do MSEL	89
Algoritmo 5 – Método do M_{min}	90

Sumário

Introdução	28	
1	MATRIZ ENERGÉTICA E ELÉTRICA DO BRASIL	32
1.1	Energias Não Renováveis	34
1.1.1	Petróleo	34
1.1.2	Gás Natural	35
1.1.3	Carvão Mineral	35
1.1.4	Energia Nuclear	36
1.2	Energias Renováveis	37
1.2.1	Energia Hidráulica	37
1.2.2	Energia Eólica	38
1.2.3	Energia de Biomassa	38
1.2.4	Energia Solar Fotovoltaica	39
1.2.4.1	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	41
1.2.4.2	Componetes de um Sistema Fotovoltaico Híbrido	42
1.2.4.3	Banco de Baterias Estacionárias	44
1.2.4.4	Sistema Fotovoltaico Híbrido	45
2	MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL	46
2.1	Setor Elétrico Brasileiro	46
2.2	Tipos de Consumidores	49
2.3	Modalidade Tarifária	50
2.3.1	Tarifas do Grupo A	50
2.3.2	Tarifas do Grupo B	51
2.3.3	Postos Tarifários	51
2.4	Tipos de Contratos de Energia	52
2.4.1	Ambiente de Contratação Regulada	52
2.4.2	Ambiente de Contratação Livre	53
3	VIRTUAL POWER PLANT	56
3.1	Recurso Energético Distribuído	57
3.2	Principais Conceitos de uma VPP	58
3.3	VPP no Mundo	59
3.4	VPP no Brasil	60
3.5	Tipos de VPP	61
3.5.1	Usina de Energia Virtual Tecnológica	61
3.5.2	Usina de Energia Virtual Comercial	62

3.6	Composição de uma VPP	62
4	MODELAGEM MATEMÁTICA	64
4.1	Estrutura de Balanço do Sistema de Energia Livre com VPP	64
4.2	Modelo Matemático para o Sistema Elétrico Livre	66
4.2.1	Restrição do Inversor Bidirecional Trifásico	66
4.2.2	Restrição da Unidade Consumidora	66
4.2.3	Restrição do Banco de Baterias Estacionárias	67
4.2.4	Restrição da Virtual Power Plant	68
4.2.5	Restrição da Rede de Distribuição	68
4.2.6	Restrição de Disponibilidade Orçamentária	69
4.2.7	Função-objetivo	70
4.3	Modelo Matemático de um Sistema de Energia no Mercado Livre com Geração Distribuída (MSEL)	71
5	FORMATO MATRICIAL DO MSEL	72
5.1	Matrizes e Vetores das Restrições	72
5.2	Vetor da Função-objetivo	77
5.3	Problemas Primal e Dual do MSEL	79
5.3.1	Problema Primal	79
5.3.2	Problema Dual	81
5.3.3	Condições de Otimalidade do MSEL	83
6	TESTES COMPUTACIONAIS	85
6.1	Algoritmo do MSEL	86
6.2	Dados de entrada do MSEL	91
6.2.1	Dados constantes do MSEL	91
6.2.2	Geração das usinas fotovoltaicas	92
6.2.3	Demanda de consumo de energia	94
6.3	Análises dos testes computacionais	106
7	PREVISÃO DE DADOS	120
7.1	Dados previstos de entrada do MSEL	120
7.1.1	Estimativa de geração de potência das usinas fotovoltaicas	120
7.1.2	Previsão da demanda de consumo de energia	125
7.2	Análises dos dados previstos	130
7.2.1	Análises da primeira situação	130
7.2.2	Análise da segunda situação	143
7.3	Comparativo das soluções: passado x futuro	146
8	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS	151

8.1	Principais contribuições deste trabalho	153
8.2	Trabalhos futuros	153
	REFERÊNCIAS	155
	ANEXO A – REGULAMENTAÇÕES E NORMATIVAS	159
A.1	Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012	159
A.2	Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021	160
A.3	Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022	161

Introdução

A busca por energia no mundo é cada vez mais incessante, principalmente quando se trata de fontes energéticas renováveis e de baixo custo, motivado pelo contexto ambiental e operacional para se produzir energia não renovável. Perante as energias renováveis, a energia solar e eólica vêm se destacando, tanto no Brasil como no mundo, sendo importante para a matriz energética.

No Brasil existem dois tipos de consumidores: os Cativos e os Livres. Os consumidores cativos estão diretamente ligados ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), já os consumidores livres estão atrelados ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), este último, se sobrepõe pelo fato de ter liberdade de escolher os fornecedores de energia, as melhores modalidades de contrato, dentre outras vantagens.

Para escolher os melhores contratos energéticos envolvendo os consumidores livres e as geradoras/comercializadoras é de suma importância que os consumidores livres tenham um bom gerenciamento entre a demanda de consumo, a geração de energia pelos painéis solares, bancos de baterias, para que se tenha uma previsibilidade de contratos, visando atender o consumo das unidades no período de tempo estipulado em contrato. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável por celebrar os contratos entre comprador e vendedor de energia elétrica, assim garantindo todos os direitos e os deveres de ambas as partes.

A Virtual Power Plant (VPP) tem um papel importante com várias vantagens, uma delas é a operacionalização do sistema, permitindo que haja troca de cargas elétricas entre as unidades consumidoras mesmo não estando ligadas fisicamente, com isso, fazem-se necessárias estratégias eficazes para comprar energia no mercado livre. O Modelo Matemático do Sistema de Energia no Mercado Livre com Virtual Power Plant e Geração Distribuída (MSEL) tem a função de encontrar as melhores oportunidades otimizadas para comprar energia no mercado, principalmente no mercado de médio e longo prazo.

Objetivos

Nesta seção abordaremos o objetivo geral e os específicos deste trabalho.

Objetivo Geral

Minimizar os custos de grandes empresas no nordeste do Brasil, em especial no estado do Maranhão, utilizando a compra de energia no mercado livre com o auxílio da

Virtual Power Plant (VPP) e da geração distribuída instaladas nas unidades consumidoras, através de um modelo matemático de programação linear.

Objetivos Específicos

1. Modelar o problema de programação linear do Sistema Elétrico Livre (SEL), representando as restrições e a função-objetivo;
2. programar e resolver o Modelo Matemático do Sistema Elétrico Livre (MSEL) em busca de melhores contratos de compra de energia dentro do mercado livre energético;
3. coletar e tratar os dados de entrada do problema encontrado no passado visando obter os dados de entrada do futuro para o MSEL;
4. aplicar o MSEL no Instituto Federal do Maranhão (IFMA), analisando a solução gerada pelo modelo, fazendo um comparativo de viabilidade entre a forma atualmente adotada pela instituição e pelo modelo proposto na compra de energia no mercado livre.

Motivação da Pesquisa

Este trabalho foi motivado em reduzir os custos de grandes empresas no Brasil, em especial no estado do Maranhão, através da compra de energia elétrica no mercado livre, motivação que se deu perante aos elevados custos tarifários adotados pelas distribuidoras na conta de energia elétrica no Brasil, como também pelas questões ambientais na produção e utilização de energia renovável e pelas condições climáticas favoráveis que o país tem de se produzir energia limpa, em especial no Nordeste, onde vem se destacando na produção de energia solar e eólica.

A possibilidade do IFMA migrar do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre é outro grande incentivo, já que atendem todos os pré-requisitos estabelecidos pela ANEEL para entrar no mercado livre de energia. A viabilidade do estudo junto ao IFMA é pertinente, pois sempre se buscou a redução dos custos com energia elétrica dentro da instituição.

Outro forte motivo que foi levado em consideração é que alguns campi do IFMA possuem geração fotovoltaica própria, embora insuficiente para atender suas respectivas demandas de consumo. No entanto, podem utilizar essa geração própria para diversas finalidades diante de um bom gerenciamento, inclusive a venda de energia excedente ao mercado, por meio de diversos caminhos, como por exemplo, o Mercado de Curto Prazo (MCP).

Organização do Trabalho

No intuito de atender os objetivos propostos, este trabalho foi detalhado em cinco capítulos, incluindo o introdutório, como indicado a seguir:

1. no [Capítulo 1](#), contextualizamos a matriz energética mundial e brasileira, onde destacamos as energias renováveis e não renováveis com suas respectivas importâncias no setor elétrico. Dentro das energias renováveis, demos uma atenção especial ao sistema fotovoltaico híbrido, abordando sua composição interna e seu funcionamento;
2. no [Capítulo 2](#), abordamos a estrutura do mercado de energia no Brasil, identificando os principais órgãos e entidades que a compõem e suas respectivas finalidades. Também destacamos as principais resoluções no que se refere ao Mercado de Energia (ME), detalhando seus pontos fundamentais. Por fim, discorreremos sobre os tipos de consumidores e contratos existentes, atrelados à modalidade tarifária, enfatizando o Ambiente de Contratação Livre (ACL);
3. no [Capítulo 3](#), falamos das usinas virtuais, conhecidas mundialmente como Virtual Power Plant (VPP), tanto no cenário global, como também no cenário brasileiro, destacando seus conceitos, funcionamentos, vantagens e desvantagens por diversos autores;
4. no [Capítulo 4](#), iniciamos o desenvolvimento da pesquisa embasado na teoria construída nos capítulos anteriores, onde mostramos a estrutura do balanço de energia do Sistema Fotovoltaico Híbrido (FSH), envolvendo os painéis solares, os inversores, o Banco de Baterias Estacionárias (BESS) e a unidade consumidora (UC). Também mostramos a estrutura do balanço de energia envolvendo as geradoras/comercializadoras, o mercado de energia, a rede de distribuição, as unidades consumidoras, todas interligadas e gerenciadas por uma VPP. Diante dos dois balanços de energia, propomos e construímos um modelo matemático de programação linear denominado MSEL para melhor gerenciar as cargas dentro do sistema, assim decidindo as melhores carteiras de contratos junto ao ME;
5. no [Capítulo 5](#), encontramos o formato matricial do MSEL, tratando as matrizes e vetores que compõe os dados de entrada do problema da forma mais objetiva possível, visando adequar ao *MATLAB linprog - Solve linear programming problems* em busca da solução ótima ou viável, priorizando o tempo de processamento do programa;
6. no [Capítulo 6](#), coletamos e tratamos os dados de entrada do problema, implementamos o modelo proposto no ([MATLAB, 2018](#)), utilizando o software *MATLAB linprog*, em seguida analisamos as soluções encontradas pelo solver para a tomada de decisão;

7. no [Capítulo 7](#), produzimos dados de entrada do problema através dos dados coletados, em seguida utilizamos essas informações produzidas dentro de modelo proposto e analisamos as soluções encontradas pelo solver para a tomada de decisão;
8. no [Capítulo 8](#), pontuamos a viabilidade do modelo proposto, como também a possibilidade de inclusão do IFMA no Mercado Livre de Energia (MLE), através de contratos específicos determinado pelo MSEL.

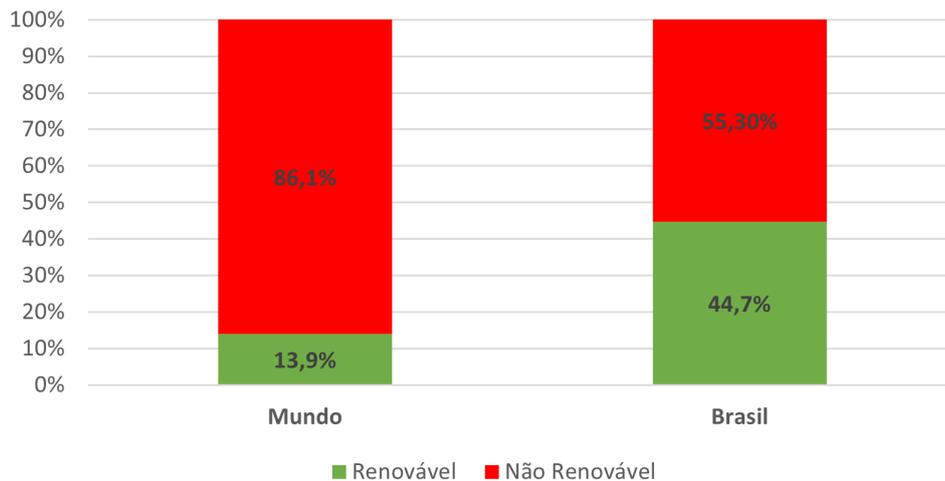
1 Matriz Energética e Elétrica do Brasil

A *Matriz Energética* é o conjunto de fontes energéticas, ou seja, é a soma de todos os tipos de fontes de energias, como por exemplo, transporte, eletricidade e aquecimento, já a *Matriz Elétrica* é conjunto de fontes elétricas, ou seja, é composta por fontes que geram eletricidades, como as fontes Hídricas, Solares, Gás natural, Nuclear, dentre outras. Segundo os conceitos abordados, a matriz elétrica está inserida na matriz energética, sendo uma das partes mais importantes dessa composição (EPE, 2021).

Neste capítulo abordamos as principais fontes de energias existentes mundialmente, enfatizando as utilizadas no Brasil, como também abordamos os tipos de energias *Renováveis* e *Não Renováveis*, dando um foco principal para as renováveis e de baixo custo. Outro ponto importante que mencionamos no trabalho é a Matriz Elétrica Brasileira e toda a sua composição dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN), sempre fazendo o comparativo com a Matriz Energética Brasileira.

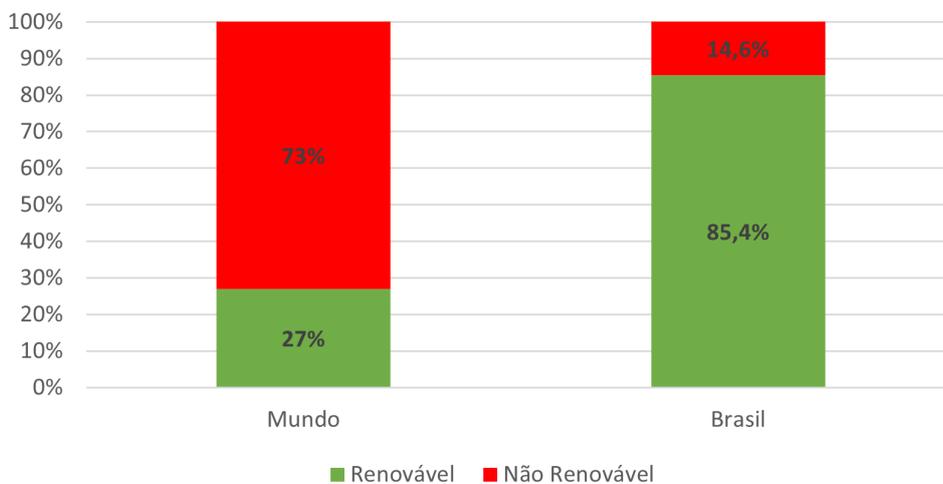
De acordo com o Balanço Nacional de Energia Elétrica (BEN) de 2021 o Brasil é um dos países que tem a matriz elétrica mais limpa do mundo, o mesmo acontece com a matriz energética, porém de forma menos acentuada, conforme demonstram os gráficos abaixo:

Figura 1 – Matriz Energética (Brasil x Mundo)



Fonte: adaptada do BEN (2019)

Figura 2 – Matriz Elétrica (Brasil x Mundo)

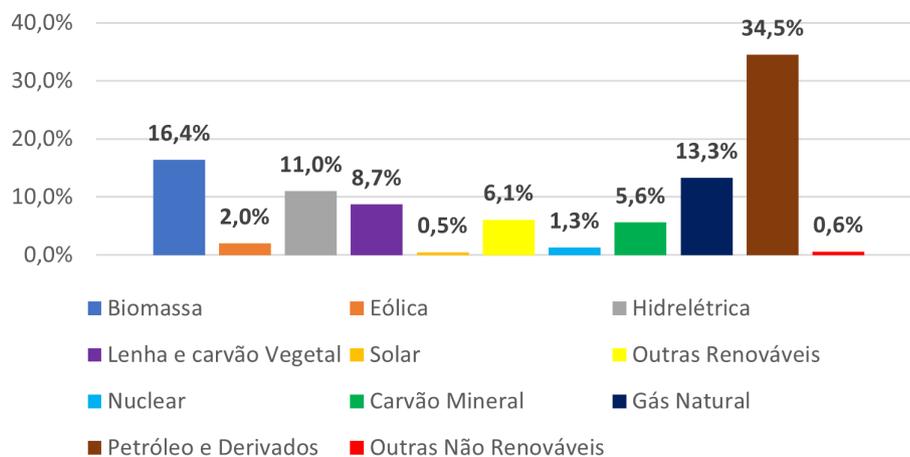


Fonte: adaptada do BEN (2019)

Conforme as Figuras 1 e 2, o Brasil tem matrizes mais renováveis do que as do restante do mundo, passando dos 200% em ambos os casos. As fontes petrolíferas e hídricas são as grandes responsáveis por este patamar elevado, respectivamente relacionadas às matrizes energética e elétrica. Ressaltamos que as Figuras 1 e 2 foram adaptadas do BEN de 2019 aos dados do ano de 2021.

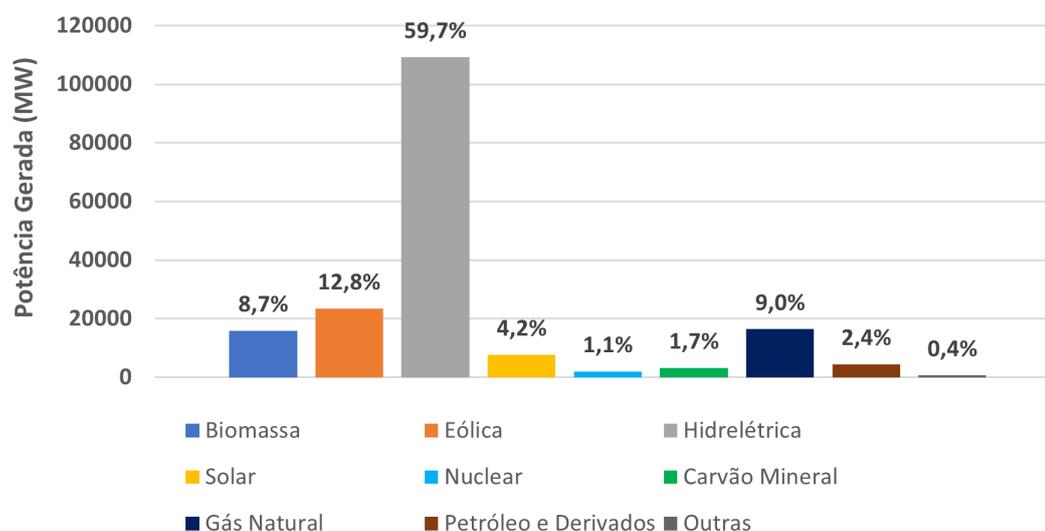
Os gráficos das Figuras 3 e 4 foram elaborados com as informações obtidas na base de dados da (EPE, 2021) e da (ONS, 2022) e mostram a distribuição das principais fontes energéticas e elétricas do Brasil e suas respectivas contribuições para as suas matrizes.

Figura 3 – Matriz Energética Brasileira



Fonte: autoria própria

Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: autoria própria

A [Figura 3](#) mostra que o petróleo é a grande força da matriz energética do Brasil, o qual é impulsionado por alguns de seus derivados, como a gasolina e o diesel, utilizados em diversos setores do país, principalmente no automotivo. A biomassa também é expressiva na matriz energética, justificada pelo grande volume de produção da cana-de-açúcar, onde se utiliza o bagaço para a produção do etanol no Brasil.

Na [Figura 4](#) as hidrelétricas se apresentam como as grandes responsáveis para que o Brasil seja considerado um dos países de matriz elétrica mais limpa do mundo. Elas correspondem mais da metade da produção de eletricidade do país, isso se deve a questões geográficas e hidrográficas privilegiadas do Brasil. A nossa segunda força são as eólicas, produzida pelas forças dos ventos, especialmente na região Nordeste, onde concentram-se as maiores das usinas eólicas ([ABEEOLICA, 2022](#)).

1.1 Energias Não Renováveis

Nesta seção iremos detalhar os tipos de fontes elétricas e energéticas com suas respectivas contribuições, enfatizando as principais fontes de energias não renováveis com suas vantagens e desvantagens, dentre elas podemos elencar o petróleo, gás natural, carvão mineral e a nuclear.

1.1.1 Petróleo

O petróleo é um dos itens mais valorizados do mundo, no Brasil não poderia ser diferente, levando em consideração que o Brasil é autossuficiente na produção de petróleo desde a descoberta do pré-sal. A valorização do petróleo se dá pelo leque de derivados

importantes que as compõe, que são: gás combustível, gasolina (aviação e a comum), querosene, óleo diesel, óleo combustível, óleo lubrificante, parafina, asfalto. Dentro da matriz energética mundial a sua relevância é a mais significativa, corresponde a 31,1%, já no Brasil sua relevância é ainda maior, aumenta para 34,5%, aumento justificado pelo pré-sal (EPE, 2021).

Quando se refere aos dados da matriz elétrica, o petróleo e seus derivados perdem força drasticamente para outras fontes de geração elétrica, porém ainda com sua relevância, no cenário mundial e no Brasil, correspondem respectivamente a 2,8% e 1,6%. Vale ressaltar que alguns de seus derivados têm uma maior significância na matriz elétrica, como por exemplo, os geradores a diesel, que ajudam o sistema elétrico quando não são contemplados pela rede elétrica convencional. Deve-se levar em consideração que esse tipo de energia é bastante utilizada em locais onde não estão conectados à rede, porém o custo é muito elevado, o que a torna desvantajosa para a matriz, todavia indispensável (EPE, 2021).

1.1.2 Gás Natural

Segundo (IEA, 2022) o gás natural vem ganhando cada vez mais espaço na matriz energética mundial (23%), ficando atrás do petróleo (e derivados) e do carvão mineral, por outro lado, no que se refere à matriz energética brasileira (11,8%), o gás natural está bem abaixo, ficando atrás do petróleo e seus derivados, da biomassa e da hidráulica.

A contribuição dessa fonte na matriz elétrica mundial (23,5%) é de grande valia, perdendo apenas para o carvão mineral. Por outro lado, na matriz elétrica brasileira (9%) ele cai significativamente, ficando abaixo das fontes hídricas, de biomassa e das eólicas (EPE, 2021).

A segurança, o alto potencial energético, a redução nos custos de armazenamento e o fornecimento contínuo através dos gasodutos gerando estabilidade para a matriz energética são as principais vantagens do gás natural. Alguns itens geram as desvantagens do gás natural, como a dificuldade geográfica para extração, necessitando de uma infraestrutura robusta para produção, recurso limitado, e por fim é uma fonte poluente, embora menos poluente do que o petróleo e o carvão mineral (ESFERAENERGIA, 2021).

1.1.3 Carvão Mineral

O carvão mineral é uma rocha sedimentar de cor preta ou marron que é extraído através da mineração, e é um recurso não renovável pois não é repostado na natureza. Na matriz energética mundial o carvão mineral (27%) só perde para o petróleo e derivados, em contrapartida, no que se refere à matriz energética brasileira (4,9%), o carvão mineral

está bem abaixo, ficando atrás do petróleo (e derivados), biomassa, hidráulica, gás natural, lenha e carvão vegetal, dentre outras (EPE, 2021).

Com relação a matriz elétrica mundial (36,8%), o carvão mineral é a mais importante fonte de geração elétrica, no entanto, no Brasil tem efeito contrário, é uma das fontes de menor expressão com apenas 1,7% do sistema interligado nacional, porém nos períodos de estiagem ela se faz necessária (EPE, 2021).

A alta eficiência energética, o melhor custo benefício e a disponibilidade mundial da matéria são as principais vantagens do carvão mineral. No que se refere às desvantagens podemos citar a alta poluição desse combustível fóssil, do material ser altamente inflamável, além do fato de não ser repostado na natureza (ESFERAENERGIA, 2021).

1.1.4 Energia Nuclear

A energia nuclear é obtida a partir da fissão do núcleo do átomo de urânio enriquecido, produzindo uma enorme quantidade de energia. A energia nuclear, também conhecida como energia atômica, mantém juntas as partículas do núcleo de um átomo e quando ocorre a divisão do núcleo em duas partes, provoca a liberação de energia (ELETRONUCLEAR, 2022)

Em conformidade com (IEA, 2022) a energia nuclear tem a sua significância na matriz energética mundial. Os reatores nucleares são responsáveis por 5% da produção na matriz energética e 10,2% na matriz elétrica no cenário global, este último equivale a 415 GW de potência elétrica, sendo que os Estados Unidos é um dos principais países que contribuem para ambas as matrizes, liderando a produção de energia nuclear. No entanto, países como França, Suécia, Finlândia e Bélgica têm a sua dependência em relação a energia nuclear. Na França, cerca de 80% de sua eletricidade é oriunda de centrais atômicas.

Conforme a (ELETRONUCLEAR, 2022) o Brasil é detentor de três usinas nucleares: Angra I, II e III, ambas localizadas na cidade de Angra dos Reis, no estado do Rio de Janeiro, das quais, as duas primeiras estão em funcionamento e a terceira, Angra III, em construção. As usinas nucleares Angra I e II produzem cerca de 2 GW elétricos, que correspondem em torno de 1,3% da matriz energética e 1,1% da matriz elétrica do Brasil, ambas as usinas são administradas pela Eletronuclear (ONS, 2022).

A energia nuclear apresenta vários aspectos positivos, dentre eles, podemos destacar: imenso poder energético, pois suas reservas são maiores que as de combustíveis fósseis; suas usinas necessitam espaços físicos menores que as de combustíveis fósseis, além de possibilitarem maior independência energética para os países importadores de petróleo e gás; não contribui para o efeito estufa; de fundamental importância para os países que não possuem recursos naturais para a obtenção de energia (ESFERAENERGIA, 2021).

No que se refere aos aspectos negativos podemos destacar: alto custo de construção e operação das usinas; possibilidade de construção de armas nucleares; produção de lixo atômico; possibilidade de acidentes radioativos, pois o plutônio 239 leva cerca de 50 mil anos para tornar-se inócuo ([ESFERAENERGIA, 2021](#)).

1.2 Energias Renováveis

Nesta seção vamos abordar as principais fonte de energias renováveis com suas vantagens e desvantagens, no qual iremos destacar a hidráulica, eólica, biomassa e a solar fotovoltaica. A energia solar fotovoltaica será abordada com maior riqueza de detalhes, pois faz parte do foco do estudo.

1.2.1 Energia Hidráulica

A energia gerada por esta fonte é obtida pela força da movimentação da água corrente ou em desníveis acentuados dos rios, também conhecida como energia hídrica. Quando é usada para gerar eletricidade passa a ser chamada de energia hidrelétrica, onde as águas movem turbinas devido ao potencial gravitacional que transformam a energia potencial em energia mecânica e, por fim, em energia elétrica ([ESFERAENERGIA, 2021](#)).

Conforme o último relatório da ([EPE, 2021](#)), a fonte hidráulica é pouco expressiva na matriz energética mundial (2,6%), influenciada pelas questões geográficas dos rios no cenário global, por outro lado, no que se refere à matriz energética brasileira (11%) a fonte hídrica está bem posicionada, sendo a quarta força do país, ficando atrás do petróleo e seus derivados, do gás natural e da biomassa.

Falando da matriz elétrica mundial (16%), a hidráulica tem sua força, sendo a terceira fonte mais utilizada para gerar eletricidade, ficando atrás apenas do carvão mineral e do gás natural, já no que diz respeito à matriz elétrica brasileira (59,6%) ela chega perto de quadruplicar o seu percentual elétrico em relação ao panorama global, sendo a fonte mais importante do Brasil para gerar energia elétrica, e se comparado entres as renováveis esse patamar sobe ainda mais, chegando praticamente aos 70%, segundo o BEN de 2021.

Em conformidade com ([ESFERAENERGIA, 2021](#)), essa fonte de energia tem suas vantagens, porém inúmeras desvantagens. Dentre as principais podemos destacar: é uma fonte limpa e renovável na geração de energia, visto que utiliza a água dos rios; não produz gases do efeito estufa; baixo custo operacional; desenvolvimento de atividades voltadas para o turismo e lazer.

Em relação as principais desvantagens da fonte hídrica podemos relacionar as seguintes: alto custo de instalação e infraestrutura das usinas hidrelétricas; escassez de energia no período de seca dos rios; diversos impactos ambientais, tais como: aquecimento

global, assoreamento dos rios, desequilíbrio de ecossistemas, extinção da vegetação nativa, etc; realocação das populações ribeirinhas e nativas.

1.2.2 Energia Eólica

É a energia proveniente da força do vento, produzida pela transformação da energia cinética do vento em energia elétrica e essa transformação é realizada por meio de uma turbina eólica, a qual é denominada de *Aerogerador* (ABEEOLICA, 2022).

Baseado na (IEA, 2022), a fonte eólica é promissora, porém no momento com baixa representatividade na matriz energética mundial, com menos de 1%. Agora, em se tratando de Brasil, a Figura 3 mostra que a matriz energética (2%) está melhor posicionada do que no cenário global, porém distante de ser protagonista dentro do setor energético do País, contudo indispensável, principalmente no período de estiagem.

Se tratando da matriz elétrica, a energia eólica é a segunda força dentro do setor elétrico com 12,8%, fonte esta que vem acumulando aumento significativo ano após ano, perdendo apenas para a fonte hídrica. Já no que se refere ao mundo, sua representativa diminui para 5,3% do total da matriz, contudo, sua energia é de suma importância e necessária ao setor elétrico global, de acordo com os dados da (ONS, 2022).

De acordo com (ABEEOLICA, 2022), a região nordeste tem a maior representatividade de geração de energia eólica, batendo 88,7% em 2021, se comparado com as outras regiões do Brasil, o que corresponde a 21,57 GW de potência instalada. Isso se dá pelas questões geográficas da região, que apresenta ventos mais fortes e mais abundantes. O Brasil fechou o ano de 2021 com 795 parques eólicos, estando 701 no Nordeste, com destaque para o estado do Rio Grande do Norte e da Bahia como os maiores produtores (ABEEOLICA, 2022).

1.2.3 Energia de Biomassa

É uma energia renovável proveniente de toda matéria orgânica de origem vegetal ou animal, como carvão, lenha, bagaço de cana-de-açúcar, milho, entre outros. Além da queima para a produção de eletricidade, a biomassa também é o elemento principal de vários novos tipos de combustíveis e fontes de energia, dentre eles, podemos destacar o bio-óleo, o biogás, o BTL e o biodiesel, por outro lado, o caldo da cana-de-açúcar após passar por algumas reações químicas produz o etanol (ESFERAENERGIA, 2021).

De acordo com (IEA, 2022) e a (ONS, 2022), a biomassa desempenha um papel fundamental na matriz energética. No Brasil (16,4%) ela é segunda fonte de energia da matriz, abaixo apenas do petróleo e seus derivados. Já com relação ao mundo (9,3%), ela é a quarta fonte energética, ficando atrás do petróleo, carvão mineral e do gás natural.

Dentro do SIN, as contribuições da biomassa ao setor elétrico brasileiro continua sendo bastante relevante, chegando à marca de 8,7% da matriz, perdendo somente para as hidrelétricas, enquanto globalmente a biomassa é responsável por 2,4% de totalidade da matriz elétrica, segundo (IEA, 2022) e a (ONS, 2022).

Dentre as principais vantagens dessa fonte de energia, podemos citar: custo reduzido; baixa redução na emissão de gases poluentes; fácil de armazenar, converter e transportar; diversidade de matéria que pode gerar energia; alta capacidade de aproveitamento dos resíduos. No que tange às desvantagens, podemos elencar as principais: impacto ambiental (chuva ácida, desmatamento, etc); menor poder calorífico; custo elevado de equipamentos (ESFERAENERGIA, 2021).

1.2.4 Energia Solar Fotovoltaica

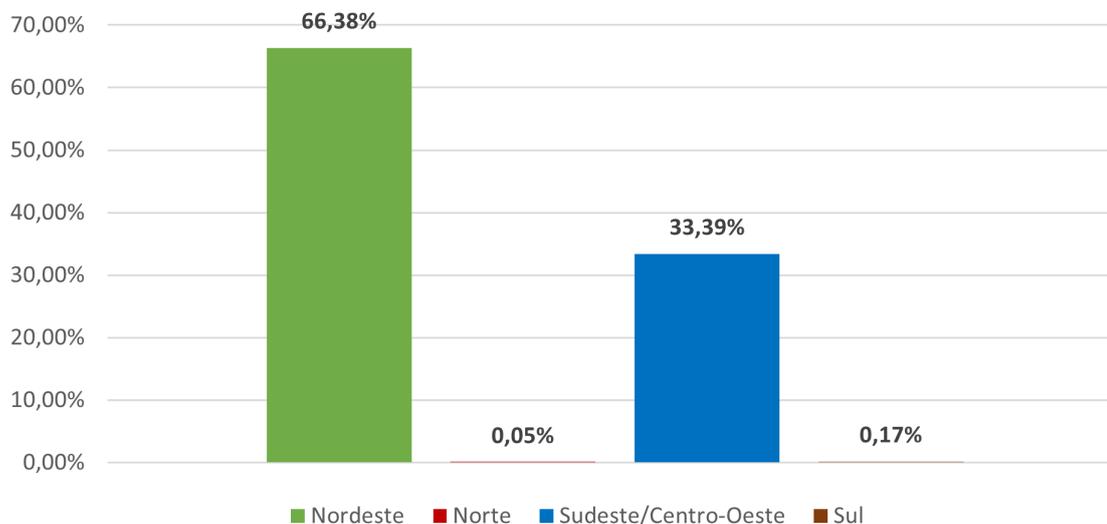
O estudo sobre a energia solar fotovoltaica é um tema atual e global, de interesse em diferentes áreas e diversos centros de pesquisas que buscam por energias renováveis provenientes de recursos inesgotáveis, tais como os raios solares, os ventos, as chuvas, as marés, dentre outras (MARTINS et al., 2017).

Algumas energias renováveis são denominadas intermitentes, pois possuem oferta inconstante devido à variabilidade climática, principalmente devido às nuvens e aos ciclos diurno e sazonais (LIMA, 2015).

Tratando-se de energias intermitentes, o Brasil se destaca no cenário mundial, especialmente o nordeste do Brasil, ganha destaque tanto em relação à energia eólica, quanto à energia solar, possuindo as maiores usinas eólicas e solares do Brasil. Tais usinas no Nordeste, se dão pelo fato de que a irradiação solar é superior a das outras regiões do Brasil e isso devido a sua localização geográfica privilegiada, próxima à linha do equador (MARTINS et al., 2017).

O gráfico da [Figura 5](#) ilustra a distribuição de energia por regiões dentro do Sistema Elétrico Brasileiro (SIN):

Figura 5 – Energia Solar no SIN do Brasil



Fonte: autoria própria

Conforme a [Figura 5](#), a região nordeste possui praticamente o dobro da produção elétrica em relação à região sudeste/centro-oeste, e ambas, juntas, são praticamente as responsáveis por toda a produção do país.

A energia gerada através das irradiações solares se destaca a cada ano e ganha importância junto à matriz energética brasileira, acompanhando a crescente demanda energética mundial. Este fato ocorre pelas perspectivas de escassez dos combustíveis fósseis e das motivações ambientais ligadas ao aquecimento global. Embora seja uma fonte de energia abundante, possui desvantagem por ser de difícil captação se comparada com a energia produzida pelas hidroelétricas ([LIMA, 2015](#)).

A irradiação solar média mensal no Brasil é de 5153 Wh/m^2 , enquanto o Nordeste tem a maior média mensal de 5483 Wh/m^2 . A maior média absoluta, de 6500 Wh/m^2 , é detectada no estado da Bahia, considerando o plano horizontal ([MARTINS et al., 2017](#)).

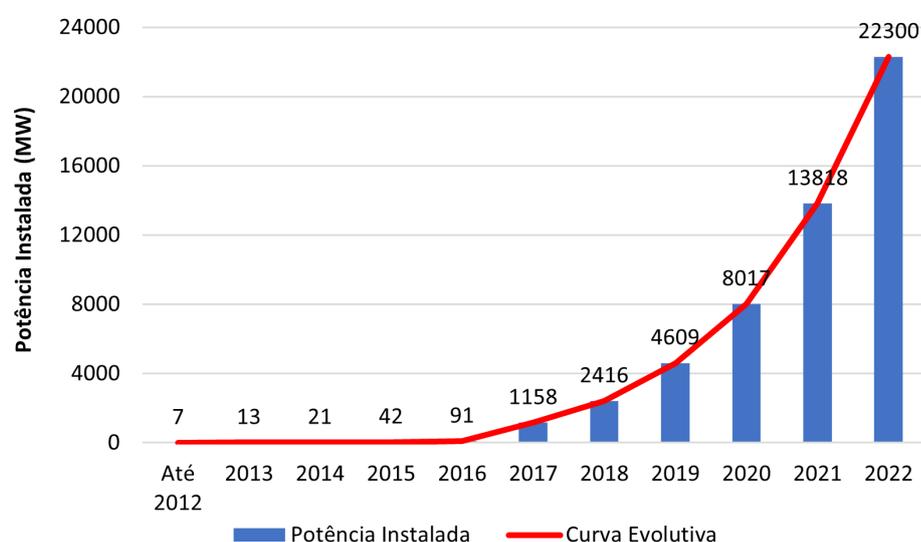
Fazendo um comparativo com a Alemanha, um dos maiores produtores de energia solar na Europa, a incidência de irradiação global no plano horizontal é aproximadamente 3 Wh/m^2 , justificando os investimentos em usinas solares no Nordeste nos últimos anos, onde estão as duas maiores usinas solares do Brasil e a maior da América Latina ([ABSOLAR, 2021](#)).

O aproveitamento da geração de energia proveniente da irradiação solar na superfície da terra é uma alternativa para complementar a matriz energética do Brasil, que se baseia principalmente nos sistemas de usinas hidroelétricas e termelétricas, assim, as energias renováveis vêm se tornando indispensáveis para o Brasil ([MARTINS et al., 2017](#)).

De acordo com os dados da (ONS, 2022) a energia solar tem um papel importante dentro da matriz elétrica e vem numa crescente exponencial ao longo dos anos, conforme apontado na Figura 6. No Brasil, ela totaliza 12,8% de toda a produção de energia elétrica dentro do SIN, atrás somente das hídricas. Por outro lado, ela acumula 2,6% da produção mundial, ainda com pouca expressividade, porém, segunda a (IEA, 2022), com boas projeções de crescimento até 2050.

O gráfico da Figura 6 ilustra uma curva evolutiva relacionada a potência instalada (MW) ano a ano até agosto de 2022:

Figura 6 – Potência Fotovoltaica Instalada no Brasil



Fonte: Adaptada da ANEEL e ABSOLAR (2023)

A Figura 6, apresenta uma curva exponencial ao longo dos anos, curva impulsionada pela potência instalada nos três últimos anos, onde o ano de 2022 é responsável por 42,48% de toda potência instalada no Brasil, que atualmente bateu a marca de 50 GW, entre geração centralizada e distribuída (ANEEL, 2022).

1.2.4.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Existem três tipos de Sistemas Fotovoltaicos (SFV): os conectados à rede, chamados de *On-Grid* ou *Grid-Tie*, que usam a rede de distribuição local para injetar o excesso de energia, e na falta dela, a rede complementa, onde é realizado um balanço mensal de cargas contabilizado pelo medidor bidirecional (ANEEL, 2022).

Já os isolados da rede, chamados de *Off-Grid*, são aqueles sistemas autônomos, independentes, desconectados da rede local, sustentados através dos painéis solares e de um banco de baterias estacionárias, funcionando como seus dispositivos de armazenamento. Por

fim, um sistema que une os dois sistemas anteriores, são denominados Sistema Fotovoltaico Híbrido (SFH) ([ANEEL, 2022](#)).

O SFH é um sistema com as mesmas vantagens dos sistemas *On-Grid* e *Off-Grid*, ou seja, está conectado à rede e ao mesmo tempo atrelado a um banco de baterias estacionárias, o que o torna mais seguro e confiável, porém, este sistema se torna mais caro que os demais, devido aos custos da aquisição do banco de baterias, como também, os custos (taxa mínima + consumo) com a concessionária local por estar conectado à rede ([PORTALSOLAR, 2021](#)).

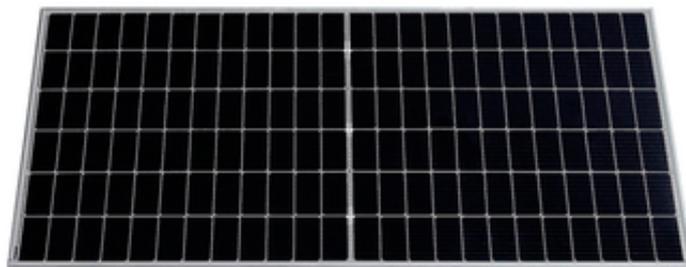
1.2.4.2 Componentes de um Sistema Fotovoltaico Híbrido

Os principais componentes desse sistema são: os painéis solares fotovoltaicos; os inversores híbridos; um banco de baterias estacionárias. Outros itens são necessários para compor o SFH, porém não são tão impactantes nos custos, como por exemplo, controladores de cargas, estruturas metálicas para acomodação dos painéis solares, cabeamentos, disjuntores, etc. Também é necessário um medidor de energia bidirecional para contabilizar a injeção/consumo de cargas elétricas entre a rede e a unidade consumidora, porém sem custos ao consumidor, pois é de responsabilidade da concessionária ([PORTALSOLAR, 2021](#)).

Os painéis solares fotovoltaicos são conhecidos como módulos fotovoltaicos, ou simplesmente como placas solares, tendo por função absorver os fótons provenientes dos raios solares, convertendo-os em energia elétrica no formato de corrente contínua ([ABSOLAR, 2021](#)).

Existem vários tipos de painéis solares disponíveis no mercado, como exemplo: o painel solar fotovoltaico de silício monocristalino; painel solar fotovoltaico de silício policristalino; painel solar de filme fino; painel solar de silício amorfo (a-Si); painel solar de telureto de cádmio (CdTe); painel solar de seleneto de cobre, índio e gálio (CIS/CIGS); células fotovoltaicas orgânicas (OPV); painel solar híbrido (HJT), dentre outros ([PORTALSOLAR, 2021](#)).

Figura 7 – Placa Solar Monocristalino



Fonte: ABSOLAR (2022)

Dentre os tipos de painéis solares existentes, o painel solar de silício monocristalino é o mais utilizado, conforme ilustrado na [Figura 7](#), possui a maior eficiência de geração (15% - 22%), com vida útil superior a 30 anos e garantia de 25 anos, menor em espaço físico gerando a mesma quantidade de energia, tem melhor absorção de raios solares em ambientes com pouca luminosidade, embora tenha um valor um pouco mais elevado que os demais ([PORTALSOLAR, 2021](#)).

Outro componente indispensável em um sistema solar é o inversor. No sistema híbrido faz-se necessário um inversor solar híbrido, que transforma a corrente contínua proveniente dos painéis solares em corrente alternada, como também faz o papel de carregar/descarregar o banco de baterias. Vários inversores híbridos possuem um controlador de carga, como também na sua grande maioria são automatizados, isto é, pode fazer o papel de um otimizador de cargas do sistema, desde que seja programado para tal ação ([PORTALSOLAR, 2021](#)).

Figura 8 – Inversor Híbrido Trifásico



Fonte: NEOSOLAR (2022)

Atualmente, os inversores híbridos trifásicos da marca Growatt, conforme a

Figura 8, estão entre os melhores no mercado, levando em consideração a potência pico na entrada do inversor, baixa tensão de partida, melhor tensão máxima de entrada, as melhores tensões mínimas e máximas de cada MPPT, conexão wifi e cabeada (NEOSOLAR, 2022)

1.2.4.3 Banco de Baterias Estacionárias

O banco de baterias estacionárias é um sistema de armazenamento de energia em baterias sem movimento, ou seja, "estacionada", que em inglês é denominada Battery Energy Storage System (BESS). Esses tipos de baterias são indicadas para diversas aplicações, com sua maior utilidade em sistemas que exigem uma maior profundidade de descarga, como por exemplo os sistemas solares, que armazenam a energia gerada pelos painéis solares, como também servem para armazenar energia de outros tipos de geração, como por exemplo, energia provenientes da rede (SHAFIQ; KHAN; AL-AWAMI, 2019).

Esse tipo de bateria foi projetado com o objetivo de oferecer uma quantidade constante de corrente por um longo período, além de poder ser descarregada completamente diversas vezes, pois foram projetadas para ciclos de até 80% de descargas profundos sem prejudicar sua vida útil (SHAFIQ; KHAN; AL-AWAMI, 2019).

Os dois tipos de baterias mais utilizadas atualmente para armazenamento de energia solar são: as de chumbo-ácido e as de íons de lítio. A primeira tem placas de chumbo mais espessas, que possuem uma liga que chega a 95% ou mais de pureza e suportam quantidades maiores de ciclos de carga e descarga. Já o segundo tipo de bateria, íons de lítio, são bem mais requisitadas no mercado por diversas vantagens, como por exemplo, fabricadas com tecnologia mais recente, a mesma utilizada nos celulares, material mais leve e mais durável que o chumbo, maior densidade e armazenamento energético, comparada as outras baterias de mesmo porte, conforme a Figura 9 ilustrada a seguir (NEOSOLAR, 2022).

Figura 9 – Bateria de Íons de Lítio



Fonte: NEOSOLAR (2022)

A bateria estacionária é indicada para os sistemas de telecomunicações, energia

eólica e fotovoltaicas, iluminação pública e privada, trânsito, nobreaks, monitoramento remoto, segurança e alarmes, caixas eletrônicos, centrais telefônicas etc. Essa bateria possui um filtro que impede a emissão de vapor da solução ácida, permitindo passar apenas o hidrogênio, não nocivo à saúde. É importante saber que o BESS precisa de 25°C como temperatura padrão para o funcionamento ideal (ATIA; YAMADA, 2016).

1.2.4.4 Sistema Fotovoltaico Híbrido

O sistema fotovoltaico híbrido é um sistema que tem ligação com a rede de distribuição local e possui um banco de baterias estacionárias. Para que o beneficiário consiga reduzir os custos dos diversos tipos de tarifas existentes no Brasil é necessário fazer um dimensionamento de cargas adequado entre a geração dos painéis solares, a carga/descarga do banco de baterias estacionárias, a demanda de consumo da unidade e a rede elétrica da concessionária, através de um inversor solar híbrido, como também é necessário um medidor bidirecional entre a unidade de consumo e a rede, para que se possa medir o que é injetado/consumido da rede da concessionária (ABSOLAR, 2021).

Quando se tem um sistema bem dimensionado, além de reduzir custos com a distribuidora local, reduz-se os custos de manutenção com quaisquer tipo de sistema fotovoltaico, pois evita sobrecarga nos equipamentos, assim, aumentando a vida útil de cada um deles (NEOSOLAR, 2022).

Segundo (MUÑOZ et al., 2017), existem diversos modelos matemáticos na literatura que buscam um dimensionamento de cargas, que visa buscar o ótimo, ou ao menos otimista no sistema fotovoltaico híbrido, em relação as políticas de compra de energia, que objetiva reduzir os custos dos consumidores, diante das variedades tarifárias existentes no Brasil.

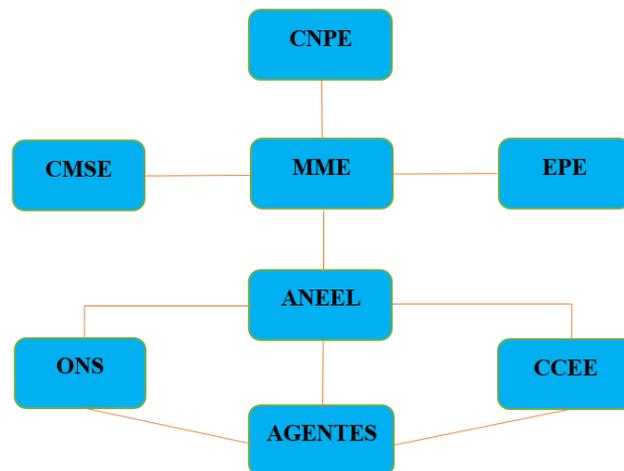
2 Mercado de Energia no Brasil

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

Atualmente o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é composto por sete instituições, em conformidade com a [Figura 10](#), dentre elas, agentes de governo, agentes públicos e privados. Possui uma composição na estrutura de funcionamento do setor, modelo atual esse, alcançado devido às diversas reformas ocorridas na década de 90 até os anos iniciais do século XXI, resultando na melhoria de estrutura e funcionamento setor elétrico ([ABRADEE, 2021](#)).

De acordo com ([ABRADEE, 2021](#)), a estrutura organizacional das instituições que compõem o SEB é ilustrada no esquema apresentado na [Figura 10](#).

Figura 10 – **Estrutura Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB)**



Fonte: ABRADDEE (2021)

Todas as instituições que compõem o SEB têm sua devida significância, obedecendo a um processo hierárquico, onde cada uma tem a sua competência no sistema elétrico, que é robusto e complexo. As sete instituições e suas respectivas competências, como também os agentes, serão detalhados abaixo, conforme ([MME, 2021](#)) e ([EPE, 2021](#)).

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Orgão interministerial criado em agosto de 1997 com a atribuição de assessorar à Presidência da República no que se refere às políticas nacionais e diretrizes para o setor energético brasileiro, assegurando a demanda energética do país. O CNPE é

composto por 14 membros, dos quais 11 são efetivos, sendo eles o Ministro de Minas e Energia que o preside, 10 membros da administração do governo federal, sendo oito destes, ministros de Estado, e três convidados, representantes escolhidos pelo Presidente da República que sejam especialistas no setor elétrico.

- Ministério de Minas e Energia (MME)

É um órgão da administração do governo federal que foi criado em julho de 1960 pelo então Presidente da República Juscelino Kubitschek, responsável por criar e garantir políticas públicas ligadas ao uso energético do Brasil de forma sustentável, utilizando os recursos energéticos e minerais do país. É papel do MME buscar o uso das diferentes formas de geração de energia mais eficientes, utilizando as políticas existentes, objetivando o crescimento socioeconômico do país na esfera energética. O ministério também atua no MLE, regulando as operações financeiras através de outros órgãos ligados ao setor de comercialização.

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

É um órgão controlado diretamente pelo MME, foi criado em 2004 com a principal finalidade de acompanhar e avaliar a continuidade e segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. A composição do CMSE é dada por nove membros, dos quais quatro são membros do MME e os outros 05 são os respectivos titulares das seguintes instituições: ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS ([ANEEL, 2022](#)).

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

É uma instituição que presta serviços ao MME, criada em março de 2004 através de uma medida provisória que foi transformada em lei pelo Congresso Nacional. Tem como um dos seus principais objetivos realizar estudos e pesquisas que possam subsidiar o desenvolvimento do setor energético brasileiro. Para o desenvolvimento de tais pesquisas, a EPE estreitou o relacionamento com diversos órgãos, instituições e agências reguladoras do setor elétrico.

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A ANEEL é uma autarquia federal em regime especial ligada ao MME, criada em 1996, entrando em atividade em dezembro de 1997, cuja principal finalidade é regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro, de acordo com a política determinada pelo MME. Esse órgão é um dos maiores e mais importantes no SEB, onde suas responsabilidades atuais incluem:

- regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica, diretamente ou através de órgãos ligados à ANEEL;

- pôr em prática políticas e diretrizes do governo federal relacionadas à busca de energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- promover as atividades relativas às outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica;
- mediar na esfera administrativa os conflitos entre os agentes, como também entre os agentes e os consumidores;
- definir critérios e metodologia para determinar o preço das diversas tarifas existentes no Brasil.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Criada em 2004 em substituição ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica, a CCEE é uma associação civil sem fins lucrativos, mantida pelo conjunto de agentes que atuam no mercado de energia e está sujeita à autorização, à fiscalização e à regulamentação da ANEEL. A CCEE viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o Brasil. A instituição é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia. Entre as principais atribuições da entidade, incluem-se:

- implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
 - fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
 - manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida atualizados;
 - realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da Aneel;
 - realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;
 - apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla empresas que se dedicam à geração, à transmissão e à distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores, exportadores e consumidores livres. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no SIN, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. As principais atribuições do ONS são:

- o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do SIN;

- a supervisão e o controle da utilização do SIN e interconexões internacionais;
 - a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor;
 - proposição de regras para a operação das instalações da transmissão da rede básica do SIN, mediante processo público e transparente;
 - propor ao poder público ampliações de instalações da rede básica, bem como reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão do sistema de transmissão.
- Agentes Elétricos

Os agentes elétricos brasileiros são as empresas que atuam em todos os setores ligados à energia elétrica, sendo as áreas de geração, distribuição, comercialização e consumo livre ou cativo.

2.2 Tipos de Consumidores

Conforme a Resolução Normativa (REN) 1000/2021, no Brasil existem dois grupos de consumidores de energia elétrica: grupo A e grupo B, onde cada grupo gera os seus subgrupos. A tabela abaixo define os tipos de tensão de conexão para cada grupo e subgrupo:

Tabela 1 – Tipos de Tensão

Grupo	Subgrupos	Tensão de Conexão (TC)
A	A1	$TC \geq 230 \text{ kV}$
	A2	$88 \text{ kv} \leq TC \leq 238 \text{ kV}$
	A3	$TC = 69 \text{ kV}$
	A3a	$30 \text{ kv} \leq TC \leq 44 \text{ kV}$
	A4	$2, 3 \text{ kv} \leq TC \leq 25 \text{ kV}$
	AS	$TC < 2, 3 \text{ kV}$
B	B1, B2, B3, B4	$TC < 2, 3 \text{ kV}$

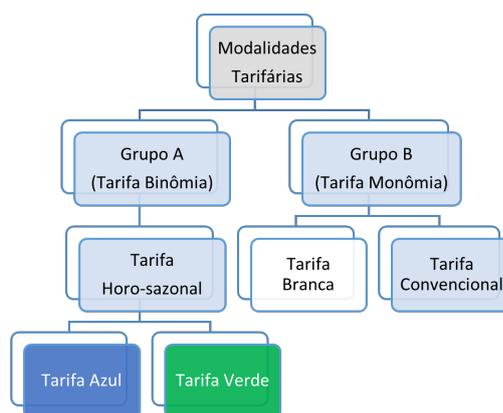
Fonte: autoria própria

Em conformidade com a [Tabela 1](#), os consumidores do grupo A se dividem em três tipos de tensão: os ligados na alta tensão (subgrupos A1, A2 e A3), na média tensão (subgrupos A3a e A4) e nos sistemas subterrâneos (subgrupo AS). Já os consumidores do grupo B se dividem dentro de uma única tensão, a baixa tensão: classe residencial (subgrupo B1); classe rural (subgrupo B2); demais classes (subgrupo B3) e iluminação pública (subgrupo B4) ([MME, 2021](#)).

2.3 Modalidade Tarifária

Segundo (ANEEL, 2022), as modalidades tarifárias variam conforme os tipos de tensão e os grupos/subgrupos em que o consumidor está inserido. O organograma abaixo representa o funcionamento atual da modalidade tarifária brasileira.

Figura 11 – Modalidade Tarifária Brasileira



Fonte: autoria própria

A Figura 11 foi detalhada nas seções posteriores, relacionando cada tipo de tarifa com o seu respectivo grupo/subgrupo.

2.3.1 Tarifas do Grupo A

No que diz respeito ao grupo A, existem dois tipos de tarifas: horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, onde cada uma está relacionada aos seus respectivos subgrupos, conforme a tabela abaixo:

Tabela 2 – Modalidade Tarifárias do Grupo A

Tipos de Tarifas	Subgrupos
Horo-sazonal Azul	Todos
Horo-sazonal Verde	A3a, A4, AS

Fonte: autoria própria

Em concordância com a Tabela 2, todos os subgrupos do grupo A podem utilizar a tarifa horo-sazonal azul, que tem valores distintos na demanda de potência, conforme o horário de ponta ou fora ponta (ANEEL, 2022).

Já a tarifa horo-sazonal verde está disponível apenas aos subgrupos A3a, A4 e AS, onde os valores de consumo podem ser distintos, conforme o horário ponta e fora ponta, porém os custos com a demanda de potência é única e o valor de transporte na ponta é maior (ANEEL, 2022).

A grande diferença entre esses dois tipos de tarifas são os custos do consumo de energia na ponta, pois na tarifa verde o valor na ponta é único, além do custo de transporte da energia, enquanto que na tarifa azul existem dois valores de demanda que mudam conforme o horário de utilização da energia durante o dia (MME, 2021).

2.3.2 Tarifas do Grupo B

Quanto ao grupo B, também existem dois tipos de tarifas: convencional e horária branca, em que cada se associa aos seus respectivos subgrupos, em conformidade com a tabela a seguir:

Tabela 3 – Modalidade Tarifária do Grupo B

Tipos de Tarifas	Subgrupos
Convencional	Todos
Horária Branca	B1*, B2, B3

Fonte: autoria própria

Conforme exposto na Tabela 3, existem dois tipos de tarifação para os consumidores de baixa tensão: tarifa convencional e tarifa branca. Na tarifa convencional todos os subgrupos do grupo B estão aptos e tem custos constantes, durante todas as horas da semana, enquanto a tarifa branca tem três tipos de custos: ponta, fora de ponta e intermédio. Vale ressaltar que B1* é a classe residencial, exceto a subclasse de baixa renda (ANEEL, 2022).

2.3.3 Postos Tarifários

Os postos tarifários são divididos em três tarifas distintas durante as 24h do dia, são elas: tarifa na ponta ou no pico; tarifa de intermédio ou intermediária; tarifa fora da ponta.

Segundo a (ANEEL, 2022), é considerada tarifa na ponta, todo posto tarifário composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, não se aplicando aos sábados, domingos e feriados nacionais.

A tarifa intermediária é todo posto tarifário composto por duas horas diárias, sendo uma hora antecessora e uma hora sucessora em relação ao horário de ponta, aplicável apenas aos consumidores do grupo B. Já a tarifa fora de ponta é todo posto tarifário composto pelas dezenove horas consecutivas restantes que complementam os horários de ponta e intermédio (ANEEL, 2022).

2.4 Tipos de Contratos de Energia

A comercialização de energia no Brasil é realizada em duas esferas de mercado: O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde quaisquer que sejam os contratos é necessário que sejam registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), obedecendo as normas e regulações estabelecidas pela ANEEL ([ANEEL, 2022](#)).

A CCEE é um órgão controlado pela ANEEL e responsável pelas operações financeiras no mercado de energia, porém sua principal finalidade é gerenciar e controlar o comércio de energia elétrica no MLE, oferecendo segurança e transparência às comercializadoras e às unidades consumidoras, através dos seus diversos contratos bilaterais ([CCEE, 2021](#)).

2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada

De acordo com ([ANEEL, 2022](#)), os participantes do ACR são as geradoras, as distribuidoras e as comercializadoras, sendo a última existente apenas em leilões de energia. Já os preços comercializados pelo ACR são estabelecidos em leilões e com reajuste tarifário determinados pela ANEEL.

A contratação e os tipos de contratos do ACR são realizados por meio de leilões promovidos pelo CCEE sob delegação e regulamentação da ANEEL. Estes contratos são denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Vale ressaltar que o consumidor final do ACR são os consumidores cativos, que é a maioria das residências, comércios e indústrias brasileiras ([CCEE, 2021](#)).

Os consumidores do Mercado Cativo contratam o serviço de energia elétrica diretamente e exclusivamente com a concessionária local. As tarifas, as taxas e as bandeiras tarifárias são cobradas diretamente na fatura mensal do consumidor, de acordo com as regras e os valores estabelecidos pela ANEEL. A bandeira tarifária é utilizada sempre na escassez hídricas onde a geração termelétrica é acionada. O reajuste das tarifas é aplicado uma vez por ano em data pré-definida para cada concessionária ([ANEEL, 2022](#)).

No Mercado Cativo não há previsibilidade e muito menos assertividade em relação aos custos de energia elétrica com anos futuros, pois o sistema tarifário local é bastante complexo, devido aos custos com investimentos realizados, despesas com operação e manutenção, compra de energia e diversas outras despesas ([ESFERAENERGIA, 2021](#)).

Um fator positivo do Mercado Cativo é a possibilidade de flexibilizações na quantidade de kWh consumido, permitindo que empresas suspendam ou diminuam suas operações em determinados períodos do ano e a cobrança seja proporcional à energia consumida. Os custos de uso do fio são constantes e ocorrem de maneira igual nos dois

mercados, livre e cativo ([ANEEL, 2022](#)).

2.4.2 Ambiente de Contratação Livre

Os participantes do ACL são as geradoras, as comercializadoras, os consumidores livres e especiais. As relações comerciais e financeiras entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes, onde toda operacionalização e gerenciamento é realizado pela CCEE. O consumidor final do ACL se subdivide em dois tipos, especial e o livre, conforme definido na REN 1000/2021.

A compra de energia elétrica no mercado livre é realizada diretamente com as geradoras/comercializadoras, permitindo assim a negociação do preço, forma de pagamento, volume contratado, entre outras condições comerciais ([CCEE, 2021](#)).

A formalização desta aquisição é realizada por meio de um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) com geradores/comercializadores de energia. É importante verificar se o fornecedor está devidamente habilitado na CCEE para fins de registro do contrato, conforme definido nas regras de comercialização ([CCEE, 2021](#)).

No ACL o documento que oficializa a negociação entre os produtores de energia e os contratantes é denominado Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL). O referido documento firma as condições acordadas para o fornecimento de energia elétrica, o qual é registrado pela CCEE ([ANEEL, 2022](#)).

Dentro do CCEAL, existem dois pontos importantes que contribuem para a formulação correta do contrato: a definição do montante/vigência e a modulação de cada contrato. O montante é o volume de energia (MW) que foi contratado dentro de uma vigência (período de tempo), acordado entre as partes ([ESFERAENERGIA, 2021](#)).

Em conformidade com a ([CCEE, 2021](#)), o montante e a vigência podem ser único ou variado. Quando o montante e a vigência são únicos o volume de energia disponibilizado é constante para todo o período de tempo estabelecido em contrato. Já quando o montante e a vigência são variados, tanto o volume de cargas como o período de utilização dessas cargas podem sofrer variações.

Define-se como modulação de carga o montante médio de energia que será disponibilizado por hora, dentro do limite mensal ou de vigência contratado. Essa distribuição de energia é determinada de acordo com a necessidade de cargas horárias do contratante. Caso não seja determinado em contrato o tipo de modulação, a modulação flat será adotada pela CCEE, que é uma modulação constante durante todo o período, com uma distribuição de cargas uniforme ([CCEE, 2021](#)).

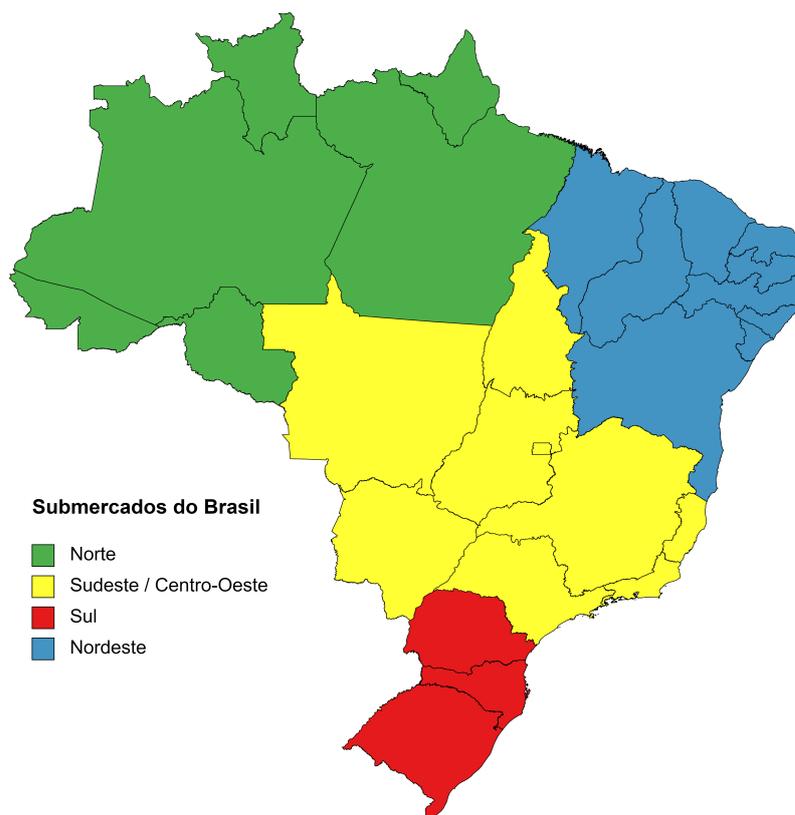
Uma etapa importante é determinar qual o tipo de contrato comprar para

melhor atender o consumidor. As opções existentes no mercado: Mercado de Curto Prazo (MCP) e o Mercado de Médio e Longo Prazo (MLP), têm suas vantagens e desvantagens devido suas complexidades e volatilidades.

A (CCEE, 2021), define como Mercado de Curto Prazo (MCP) o processo em que se procede à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica contratados, registrados e validados pelos agentes da CCEE, cujo registro tenha sido efetivado pela Câmara e de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

Outra definição importante dentro do MCP é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que é calculado diariamente pela CCEE para cada hora do dia seguinte com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos limites máximos e mínimos vigentes para cada período de apuração em cada submercado do Brasil (CCEE, 2021). O mapa da Figura 12 apresenta todos os submercados de energia existentes no Brasil.

Figura 12 – Submercados de Energia do Brasil



Fonte: autoria própria

De acordo com a (CCEE, 2021) o CMO é calculado de uma forma bastante complexa, através de modelos computacionais, considerando dados climáticos, nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, preço dos combustíveis no mercado, consumo da

população, restrições em linhas e usinas, dentre vários parâmetros.

A partir de 2021 o PLD deixou de ter preços mensais e passou a ter preços horários, e que tornou-se complexo para os consumidores e geradoras, porém, gerou novas oportunidades de negócios, contribuindo para o desenvolvimento do setor elétrico e aumentando a necessidade de mão de obra especializada. Com os quatro submercados existentes, totaliza-se 2880 PLDs horário no mês (24 horas x 30 dias x 4 submercados), os quais são calculados em R\$/MWh (CCEE, 2021).

Os consumidores que decidem por contratos de curto prazo estão sujeitos à volatilidade dos preços de energia elétrica, pois a variação do PLD é horário. Esta pode ser uma boa escolha para consumidores dispostos a correr esse risco em troca da liberdade para aproveitar súbitas quedas nos preços da energia, através do PLD.

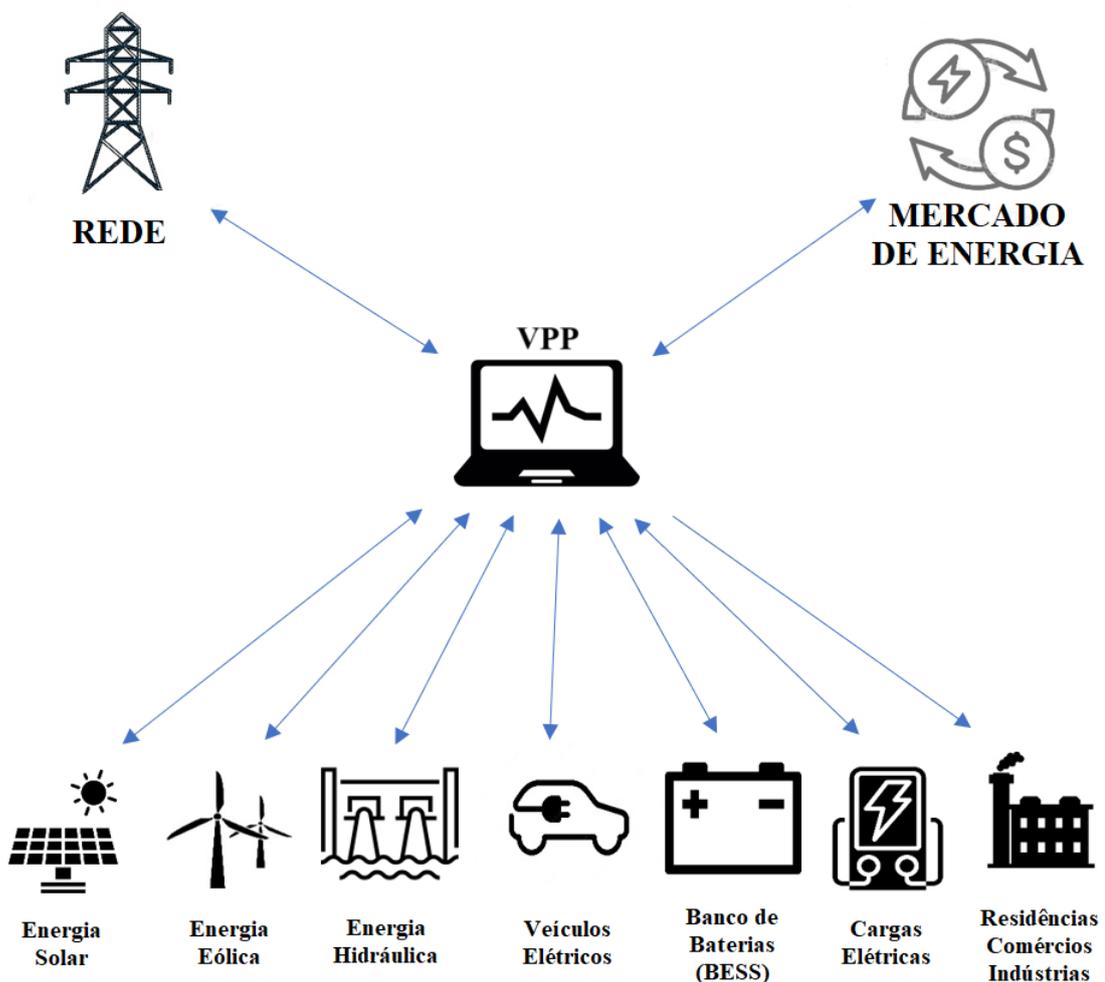
Conforme (CCEE, 2021), o Mercado de Longo Prazo (MLP) é todo contrato com duração de alguns meses ou muitos anos no MLE, onde oferecem preços mais competitivos do que o MCP, garantindo uma maior previsibilidade orçamentária, proporcionando mais economia e segurança ao consumidor, isso porque são negociados previamente o tipo de energia, o período, o volume, as condições de pagamento, o índice de reajustes dos preços, a sazonalidade, a flexibilização do contrato e a modulação de carga.

Quando se opta pelo MLP, o contratante obtêm uma previsão orçamentária e uma estabilidade de suprimento energético. Na contratação da energia no MLP, o contratante tem o poder de negociação de preço base para cada período de suprimento, reajustado pelo índice acordado entre as partes, usualmente IPCA ou IGPM. As empresas com perfil conservador costumam optar pela contratação de longo prazo, devido à segurança de mercado com preços mais estáveis (AESBRASIL, 2022).

3 Virtual Power Plant

O *Virtual Power Plant* (VPP) pode ser traduzido como Usina Virtual de Energia. O surgimento da VPP tem como objetivo agregar os diversos ativos existentes de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), com o intuito de formar uma rede descentralizada, funcionando em conjunto de modo a gerar mais capacidade à rede, principalmente em situações de emergência ou de demanda crítica (PALIZBAN; KAUHANIEMI; GUERRERO, 2014).

Figura 13 – Estrutura da VPP no Sistema Elétrico



Fonte: autoria própria

A VPP desempenhará um papel importante no desenvolvimento de redes inteligentes no futuro. Ainda que seja um conceito relativamente novo, diversos autores construíram suas definições e deram suas contribuições à VPP, que vêm se modernizando nos últimos anos. A importância, os principais conceitos e a ligação dos REDs e das VPPs

serão abordados nas seções posteriores.

3.1 Recurso Energético Distribuído

Distributed Energy Resources significa Recursos Energéticos Distribuídos (RED) que são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto às unidades consumidoras, por trás do medidor (Behind-the-meter system). Adicionalmente, essa definição vem se ampliando com constância para englobar também a eficiência energética, o tempo de resposta e o gerenciamento da demanda (EPE, 2021).

Assim, com o intuito de identificar as implicações provocadas pela inserção tecnológica em grande escala dentro do sistema elétrico, os REDs geram benefícios notáveis para:

- a Geração Distribuída (GD);
- o armazenamento de energia, como por exemplo, o BESS;
- os veículos elétricos e a estrutura de recarga;
- a eficiência energética e resposta da demanda.

Nesses termos, os REDs permitem uma maior participação do consumidor na geração e na gestão do consumo da sua própria energia. Em conformidade com a (EPE, 2021), nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos REDs, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle.

A inserção em larga escala dos REDs no setor elétrico trará muitas mudanças, por esta razão serão necessárias novas articulações no planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia. É notório que os REDs têm seus obstáculos e suas implicações, porém, os diversos benefícios são visíveis, associados à sua integração ao sistema (EPE, 2021).

Com a aproximação entre geração e consumo, os REDs podem propiciar a redução de perdas elétricas, oferecendo confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas, desde que estejam em locais ideais e trabalhando em horas certas. Tal fato pode surtir efeito na redução do custo sistêmico de atendimento à demanda, fazendo com que, possivelmente, usinas mais caras não precisem ser acionadas.

Os mecanismos inteligentes de integração e gerenciamento dos recursos estão em forte desenvolvimento e isso deve contribuir para alargar os potenciais ganhos de

eficiência obtidos diante da inserção de mais REDs. Os agregadores são exemplos de REDs que formam plantas virtuais e as despacham no mercado de eletricidade. Em consonância com (DÜTSCH; STEINECKE, 2019), existe a possibilidade de que estes agregadores utilizem a tecnologia *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes locais, oferecendo serviços energéticos com custos reduzidos através dos contratos inteligentes (*smart contracts*).

Os REDs têm sido indutores de profundas mudanças no setor elétrico em todo o mundo, dessa forma, vêm sendo debatidas as implicações da crescente inserção de RED e quais os ajustes necessários ao planejamento, aos modelos de mercado e arcabouços normativo-regulatórios atualmente vigentes, de modo a potencializar e otimizar os benefícios sistêmicos desta disrupção.

3.2 Principais Conceitos de uma VPP

O conceito de VPP foi primeiramente introduzido por (DIELMANN; VELDEN, 2003), visando superar as questões referentes à participação dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) na operação do sistema. Já (BRAUN, 2009), define uma VPP como uma representação maleável de um portfólio de REDs que pode ser utilizada para fechamento de contratos no ME, assim podendo disponibilizar diversas possibilidades ao operador do sistema.

Segundo (RAAB et al., 2011), conceitua a VPP como um modelo de agregação, com a finalidade de integrar os REDs e permitir sua participação no ME como uma única entidade consumidora. Já o conceito de uma VPP para (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011), é a união de diversas pequenas unidades de GDs (microgerações e minigerções distribuídas) para formar uma “única unidade virtual de geração” que pode atuar como uma unidade convencional capaz de ser visível e gerenciável em uma base individual.

Para (ROUZBAHANI; KARIMIPOUR; LEI, 2021), a VPP tem uma definição simples e prática, o de aperfeiçoar a eficiência no gerenciamento de energia, auxiliando e facilitando a sua negociação no ME, visto que utiliza os dados coletados de todos os componentes do sistema para monitorar e coordenar a demanda e fornecimento de energia.

A grande maioria dos recursos distribuídos são considerados não despacháveis devido a sua natureza intermitente e seus diversos resultados e magnitude, sendo por diversas vezes impedidos de entrar no ME. Para essas dificuldades surgem as VPPs como alternativa para o gerenciamento da GD, aumentando sua relevância no ME, uma vez que ao realizar este gerenciamento de forma adequada, uma VPP pode satisfazer não só as necessidades locais, como também as necessidades da rede como um todo (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011).

De acordo com (KANG et al., 2017), é desafiador a integração dos REDs à rede de distribuição quando se trata das fontes de energia renováveis, isso se justifica devido à intermitência da fonte energética, onde o VPP pode resolver essa problemática, agregando as capacidades dos REDs, além de prover meios de integração e gerenciamento de forma descentralizada e automatizada.

O uso das VPPs é um importante caminho estratégico para mitigar a exposição dos agentes do setor elétrico ao MCP, uma vez que permite realizar um controle eficiente tanto do lado da demanda quanto da geração de energia. O estudo de (NAVAL; YUSTA, 2021) explora os modelos de usinas virtuais de energia mais rentáveis para cada modelo regulatório.

Em seu estudo (WANG et al., 2021), propõe um método para analisar a viabilidade de usar VPPs baseado na teoria dos jogos cooperativos para trazer lucro tanto para o lado de geração quanto o lado da demanda. Foi discutido por (WANG et al., 2021) que VPPs oferecem uma vasta gama de possibilidades para resolução de problemas relacionados à autossuficiência de energia, o que se busca, principalmente, são métodos de maximizar os lucros das VPPs.

O estudo foi conduzido para verificar a viabilidade em um distrito japonês e constatou-se que a introdução de uma VPP poderia reduzir a demanda de pico em aproximadamente 40% e que duas partes com interesses conflitantes podem se beneficiar mutuamente aumentando seus lucros (WANG et al., 2021).

De acordo com (NAVAL; YUSTA, 2021), as VPPs são classificadas em comerciais e técnicas, onde os seus objetivos e suas aplicações os diferem. As VPPs comerciais têm como prioridade a sua participação no ME, enquanto as técnicas têm como prioridade melhorar a qualidade da energia disponibilizada pela rede pela prestação serviços ancilares como controle de tensão e frequência da rede.

Ao otimizar o controle e a coordenação entre as fontes de geração de energia e o sistema de armazenamento, uma VPP é capaz de satisfazer a demanda de eletricidade e obter ganhos capazes de dar a ela acesso aos mercados tradicionais de energia, rompendo barreiras de integração de energias renováveis na rede e fazendo-a alcançar um desenvolvimento sustentável (NAVAL; YUSTA, 2021).

3.3 VPP no Mundo

A Alemanha foi a pioneira no conceito da VPP quando a inserção de energia renovável na rede se tornou significativa. O eTelligence foi um projeto de pesquisa inicial sobre VPPs que foi financiado pelo Ministério Federal Alemão de Assuntos Econômicos e Energia e foi executado entre 2008 e 2012. O projeto de pesquisa demonstrou uma VPP

que foi capaz de integrar geração variável operada em conjunto com cargas controláveis, reduzindo custos de energia comprada para cargas controláveis e desequilíbrios da geração variável devido a erros de previsão (ESIG, 2018).

De acordo com (ESIG, 2018) a VPP vem ganhando espaço na matriz energética mundial. Operadoras de rede no Japão e na Índia lançaram projetos piloto de VPP onde estão explorando VPPs para gerenciar suas flutuações de rede.

Grandes empresas industriais nos EUA com sua própria energia cativa e cargas controláveis estão investindo nas VPPs para otimizar a compra de energia no mercado. Os operadores de estações de carregamento de veículos elétricos na Europa estão explorando VPPs para utilizar a flexibilidade de seus veículos conectados (ESIG, 2018).

3.4 VPP no Brasil

No Brasil tanto a VPP como outras tecnologias estão sendo estudadas e analisada sua viabilidade de implantação dentro do mercado de energia pela ANEEL. Em 24 de junho de 2021 a ANEEL abriu uma tomada de subsídios 11/2021 para receber propostas de modelos regulatórios para inserção de REDs, como o armazenamento de energia, veículos elétricos e resposta da demanda, além de microrredes e usinas virtuais. São novas tecnologias destinadas a facilitar a utilização de energia e a integração dos consumidores com as redes de distribuição (ANEEL, 2022).

Segundo a Nota Técnica nº 0076/2021-SRD/ANEEL, os REDs têm o potencial de alterar a tradicional lógica de planejamento centralizado da expansão e operação das redes de distribuição, trazendo o consumidor para o centro da questão e inserindo novas camadas de complexidade para a gestão do setor elétrico (ANEEL, 2022).

A AES Brasil foi a pioneira em lançar um projeto de VPP no país, projeto intitulado como *Virtual Power Plant AES com Foco em Agregação de Grandes Clientes e Mercado Energético - Fase II*. O projeto piloto da AES Brasil foi iniciado em 2021, com previsão de término de 16 meses, orçado em 1,9 milhões de reais (AESBRASIL, 2022).

A AES Brasil é uma subsidiária da AES Corporation, uma das maiores empresas de energia dos Estados Unidos que atua nos setores de serviços, geração, armazenamento de energia elétrica. Ela está presente no Brasil desde 1997 (AESBRASIL, 2022).

Segundo a (AESBRASIL, 2022) o projeto teve como objetivo central a criação de um *software* específico para representar um modelo de usina virtual, no intuito do gerenciamento, agregação e maleabilidade de cargas da sua carteira de clientes, assim como da flexibilização de diferentes fontes de geração e da otimização de preços.

Os clientes terão a possibilidade de vender sua energia excedente livremente em uma plataforma segura e desburocratizada que monitora em tempo real seus ativos e o

preço da energia no mercado, gerando automaticamente eventos de resposta à demanda ou ativação da geração local quando financeiramente atrativo ([AESBRASIL, 2022](#)).

Esse novo mercado, além de representar uma nova fonte de receita para os clientes e reduzir o payback de seus investimentos em geração, oferta também novos serviços ancilares às distribuidoras e aos operadores do sistema elétrico brasileiro, postergando seus investimentos e aumentando a confiabilidade da rede.

De acordo com ([AESBRASIL, 2022](#)), a VPP será testada em projeto piloto como prova de conceito, visando identificar e aprimorar pontos do modelo, para posterior implementação como novo negócio para a AES Brasil, inserindo no MCP e possibilitando atender diversos agentes de mercado e submercados com um único modelo.

Em conformidade com o projeto de VPP da AES Brasil, alguns tópicos importantes foram traçados como objetivos específicos:

- desenvolvimento do modelo de VPP para aplicação no MLE brasileiro;
- estruturação do plano de negócios para o MCP;
- construção de uma metodologia adequada para atuação específica no ME, levando em consideração a complexidade e volatilidade do mercado brasileiro;
- capacitação da equipe AES Brasil para operação comercial do plano de negócios, assim como para a divulgação de resultados, publicação de artigos e demonstração de funcionalidade e operação da VPP.

3.5 Tipos de VPP

Atualmente, quando se refere à eficiência das usinas virtuais, são considerados dois tipos de VPPs: a *Technical Virtual Power Plant* (TVPP) e a *Comercial Virtual Power Plant* (CVPP). As usinas virtuais TVPPs e CVPPs foram caracterizadas conforme as seções seguintes.

3.5.1 Usina de Energia Virtual Tecnológica

A usina de energia virtual tecnológica, conhecida como TVPP, termo originado do inglês, combina REDs distintos de uma mesma região e localização geográfica ([ELGAMAL et al., 2019](#)). O TVPP inclui a influência em tempo real da rede local no perfil agregado do RED, bem como representando o custo e as características operacionais da microrede onde está inserida.

Os serviços e as funções de um TVPP incluem o gerenciamento local do sistema para o operador do sistema de distribuição, além de fornecer ao operador do sistema de

transmissão o balanceamento de sistema e serviços anciliares (BRAUN, 2009). O operador de uma TVPP requer informações detalhadas da rede local para permitir:

- visibilidade das unidades de REDs para o operador do sistema;
- contribuição das unidades de REDs para o gerenciamento do sistema;
- uso ideal da capacidade das unidades de REDs de fornecer serviços anciliares que incorporam restrições à rede local.

3.5.2 Usina de Energia Virtual Comercial

A usina de energia virtual comercial, conhecida como CVPP, termo originário do inglês, possui um perfil e uma saída de agregados que representam os custos e as características operacionais dos REDs. Segundo (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011) e (ELGAMAL et al., 2019) as CVPPs podem atuar fora da sua região geográfica, agregando múltiplos REDs, objetivando maximizar os lucros, onde os impactos dos REDs são desconsiderados no perfil do agregador do CVPP.

Em consonância com (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011), as CVPPs têm as suas funcionalidades, como exemplo, a otimização da programação da produção baseada no potencial de geração e na previsão de demanda de consumidores. Outras finalidades são abordadas pelas CVPPs, conforme descrito abaixo:

- venda de energia proveniente de REDs no ME;
- otimização diária e geração de programação;
- construção e submissão de propostas ao ME;
- previsão e produção de consumo.

Em conformidade com (BRAUN, 2009), as CVPPs e as TVPPs são interligadas, enquanto as CVPPs agregam os REDs dentro do ambiente de geração, objetivando a comercialização e maximização dos lucros no mercado atacadista de energia. As TVPPs recebem informações instantâneas dos REDs dentro do sistema de distribuição, atuando em cooperação.

3.6 Composição de uma VPP

Segundo (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011), uma VPP é formada por três componentes principais: tecnologia de geração, tecnologia de armazenamento, tecnologia de comunicação da informação. A seguir, os componentes da VPP foram descritos com suas respectivas definições e funcionalidades dentro de uma VPP.

- Tecnologia de Geração

De acordo com (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011), as tecnologias de geração se dividem em duas modalidades: Gerador de Distribuição Doméstico (GDD) e Gerador de Distribuição Público (GDP).

A GDD é uma geradora conectada geralmente a uma rede de baixa tensão, onde seu sistema de armazenamento pode ser um BESS ou a própria rede, usando um sistema de compensação com a distribuidora local. A GDD atua principalmente nas unidades residenciais, comerciais e industriais.

A GDP é uma geradora conectada nas redes de média e/ou alta tensão, que não pertence a uma unidade individual, geralmente possui um sistema de armazenamento (BESS, capacitores, acumulador hidráulico, câmaras de ar comprimido, dentre outras), porém seu foco principal é a injeção de cargas produzidas na rede.

- Tecnologia de Armazenamento

Segundo (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011), os métodos utilizados atualmente para armazenar energia podem ser de tecnologias diversas e servem para fornecer energia às variações da demanda e ao determinado nível de geração de energia. Também pode ser usado como fontes complementares, como energia de back-up ou estocástica. Abaixo estão relacionados alguns tipos de tecnologia de armazenamento.

- armazenamento hidráulico de energia bombeada;
- armazenamento de energia de ar comprimido;
- armazenamento de energia do volante;
- armazenamento de energia magnética de supercondutor;
- sistema de armazenamento de energia da bateria (BESS);
- armazenamento de energia supercapacitor;
- hidrogênio junto com célula de combustível.

- Tecnologia de Comunicação da Informação

Um dos requisitos valiosos para a VPP é a comunicação das tecnologias e das infraestruturas, exemplificando como os sistemas de gestão de energia, o controle de supervisão e aquisição de dados, o centro de distribuição de despacho (SABOORI; MOHAMMADI; TAGHE, 2011).

Conforme (RAAB et al., 2011), as tecnologias de comunicação da informação são de suma importância para as VPPs, fazendo o deslocamento das cargas elétricas dos REDs independente de sua localização geográfica.

4 Modelagem Matemática

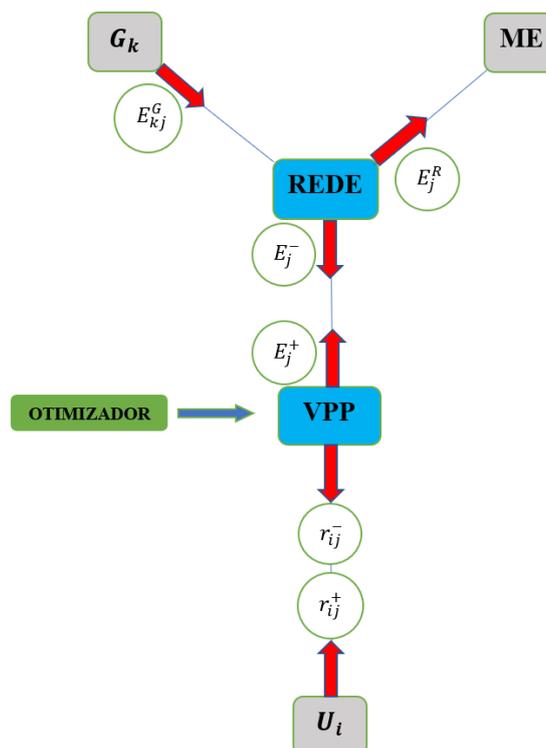
Para alcançar os objetivos da pesquisa, a priori fez-se necessário entender o esquema do balanço de cargas elétricas entre as unidades consumo e as geradoras/comercializadoras de energia, como também o esquema do balanço de energia de um sistema fotovoltaico híbrido e entre todos os seus componentes.

A posteriori propomos um modelo matemático de programação linear que representa os referidos balanços energéticos, levando em consideração todas as suas normas técnicas vigentes no Brasil.

4.1 Estrutura de Balanço do Sistema de Energia Livre com VPP

O primeiro esquema representa o fluxo de energia entre as geradoras/comercializadoras e as unidades de consumo, interligadas pela rede e a VPP, $\forall i \in I, \forall j \in J, \forall k \in K$, onde I, J, K representam os respectivos conjuntos das unidades de consumo, do tempo e das geradoras, conforme a [Figura 14](#).

Figura 14 – Sistema de Energia Livre com Virtual Power Plant e Geração Distribuída (SEL)



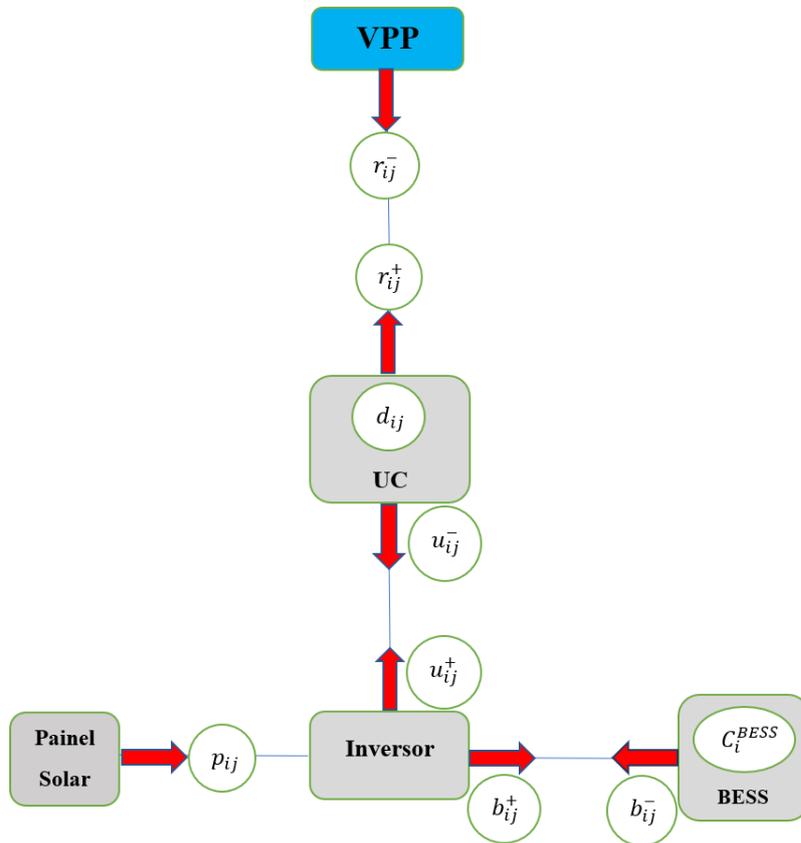
Fonte: autoria própria

Vale relembrar que na Figura 14 a variável E_{kj}^G é a quantidade de energia comprada nas geradoras G_k no tempo j , E_j^R é a quantidade de energia vendida ao mercado no tempo j , E_j^+ e E_j^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre a VPP e a rede no tempo j , r_{ij}^+ e r_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre a unidade consumidora i e a VPP no tempo j .

O sistema de energia livre com VPP e geração distribuída foi elaborada conforme as principais definições abordadas sobre as usinas virtuais no Brasil e no mundo.

O segundo esquema representa o fluxo de energia entre as unidades consumidoras e a VPP, $\forall i \in I, \forall j \in J$, onde as unidades de consumo possuem um sistema fotovoltaico híbrido, conforme a Figura 15.

Figura 15 – Sistema Fotovoltaico Híbrido (SFH)



Fonte: autoria própria

A Figura 15 foi construída pensando na minigeração e microgeração distribuída dentro das unidades de consumo.

Vale relembrar que na Figura 15 as variáveis u_{ij}^+ e u_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre o inversor e a unidade consumidora, b_{ij}^+ e b_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre o inversor e o BESS. Por outro lado, d_{ij} , p_{ij} e C_i^{BESS} são respectivos dados de entrada da demanda de consumo, potência gerada

pelos painéis e capacidade do banco de baterias. Todas as variáveis e dados de entradas são referentes a unidade consumo i no tempo j .

4.2 Modelo Matemático para o Sistema Elétrico Livre

Nesta seção serão analisadas as conjunturas existentes nos esquemas do Sistema Elétrico Livre (SEL) e do Sistema Fotovoltaico Híbrido (SFH) buscando as possíveis restrições para o modelo matemático que possam representar um sistema de energia livre com geração distribuída gerenciada por uma usina virtual de energia. Em seguida, será criada a função-objetivo no intuito de atender os objetivos gerais e específicos do problema.

4.2.1 Restrição do Inversor Bidirecional Trifásico

Para toda unidade de consumo $i \in I$ no instante $j \in J$, o inversor bidirecional trifásico recebe cargas de energia dos painéis solares, do BESS e/ou da UC, por outro lado, ele também injeta cargas elétricas para os BESS e/ou para UC, fazendo com que o balanço de energia no inversor seja nulo, ressaltando que o SFH e o BESS têm suas eficiências nessa ordem η_i^{SFH} e η_i^{Bess} .

Segundo (ATIA; YAMADA, 2016) a capacidade nominal do inversor bidirecional trifásico tem que ser dimensionada para ser maior do que qualquer energia elétrica que possa passar nas duas direções. De acordo com o exposto acima e com a Figura 15 foi gerada a seguinte equação:

$$u_{ij}^+ - \eta_i^{SFH} u_{ij}^- + b_{ij}^+ - \eta_i^{Bess} b_{ij}^- = p_{ij} \quad (4.1)$$

onde u_{ij}^+ e u_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre o inversor e a unidade consumidora, b_{ij}^+ e b_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre o inversor e o BESS, p_{ij} é a potência gerada pelos painéis solares, η_i^{SFH} e η_i^{Bess} são os fatores de eficiência do sistema e do banco de baterias, nessa ordem, todos referentes a unidade consumidora i no tempo j .

4.2.2 Restrição da Unidade Consumidora

Através de um medidor bidirecional trifásico de energia a unidade consumidora injeta e recebe cargas elétricas do inversor e da VPP, sempre considerando a eficiência do sistema entre o inversor e a unidade de consumo e priorizando sua demanda de energia (d_{ij}) para todo $i \in I$ no instante $j \in J$, resultando a equação abaixo:

$$\eta_j^{SFH} u_{ij}^+ - u_{ij}^- - r_{ij}^+ + r_{ij}^- = d_{ij} \quad (4.2)$$

onde u_{ij}^+ e u_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre o inversor e a unidade consumidora, r_{ij}^+ e r_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre a unidade de consumo e a usina virtual, d_{ij} é a demanda de consumo de energia, η_i^{SFH} é o fator de eficiência do sistema, todos referentes a unidade consumidora i no tempo j .

4.2.3 Restrição do Banco de Baterias Estacionárias

De acordo com (SHAFIQ; KHAN; AL-AWAMI, 2019) um BESS precisa de uma localização estratégica, ou seja, o posicionamento ótimo dentro do SFH para que possa minimizar as perdas de cargas elétricas dentro do sistema, dessa forma, colocando o BESS em um nó mais sensível resulta em maior redução nas perdas de cargas.

Para toda unidade consumidora $i \in I$ no instante $j \in J$, o BESS é atualizado com a injeção ou a retirada de cargas elétricas da capacidade do banco no instante anterior $j - 1$, considerando o fator de perda de energia i e a eficiência do banco i (ATIA; YAMADA, 2016), dessa forma a capacidade do banco é atualizada da seguinte maneira:

$$b_{ij}^{Bess} = (1 - \delta_i)b_{ij-1}^{Bess} + \eta_i^{Bess}b_{ij}^+ - b_{ij}^-$$

ou seja,

$$(\delta_i - 1)b_{ij-1}^{Bess} + b_{ij}^{Bess} - \eta_i^{Bess}b_{ij}^+ + b_{ij}^- = 0 \quad (4.3)$$

onde b_{ij}^+ e b_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre o inversor e o banco de baterias, b_{ij}^{Bess} é a quantidade de energia do banco de baterias no instante j , η_i^{Bess} é o fator de eficiência do banco de bateria, δ_i é o fator de perda de energia interna do banco de baterias, todos referentes a unidade consumidora i no tempo j .

Ressaltamos que o elemento b_{ij}^{Bess} é canalizado, pois existe limitação inferior e superior da capacidade de cargas elétricas no BESS dadas na ordem por l_{ij}^{Bess} e $u_{ij}^{Bess} = C_i^{Bess}$, assim temos:

$$l_{ij}^{Bess} \leq b_{ij}^{Bess} \leq u_{ij}^{Bess}. \quad (4.4)$$

Os elementos l_{ij}^{Bess} e u_{ij}^{Bess} são balizados pela geração dos painéis solares de cada unidade de consumo i ao longo do tempo t com seus respectivos fatores de controle do banco de baterias α e β de acordo com (BITENCOURT et al., 2016), assumindo a seguinte estrutura:

$$l_{ij}^{Bess} = \alpha \sum_{j=1}^t p_{ij}; \quad u_{ij}^{Bess} = \beta \sum_{j=1}^t p_{ij}; \quad \forall \alpha \leq \beta \in \mathbb{R}_+ \quad (4.5)$$

em particular, o último elemento do limitante inferior de cada unidade de consumo l_{it}^{Bess} possui uma formação distinta dos demais, terá o dobro dos anteriores, no intuito do BESS

sempre possuir cargas para iterações futuras, assim:

$$l_{it}^{Bess} = 2\alpha \sum_{j=1}^t p_{ij}. \quad (4.6)$$

4.2.4 Restrição da Virtual Power Plant

Em conformidade com a Figura 14 a usina virtual de energia VPP tem um balanço energético para todo instante $j \in J$, no qual existem fluxos de entrada e saída de cargas elétricas, tanto para as UCs quanto para a rede de distribuição, o que nos leva à equação abaixo:

$$E_j^+ - E_j^- - \sum_{i=1}^m (r_{ij}^+ - r_{ij}^-) = 0 \quad (4.7)$$

onde E_j^+ e E_j^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre a VPP e a rede, r_{ij}^+ e r_{ij}^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre a unidade de consumo i e a usina virtual, com todas as variáveis no tempo j .

4.2.5 Restrição da Rede de Distribuição

A rede de distribuição tem uma ligação direta com as geradoras e as comercializadoras, as quais fornecem os blocos de energia contratada pelas UCs, também se conecta com a VPP de forma bilateral para todo instante $j \in J$, possibilitando a troca de cargas entre elas. Vale ressaltar que a rede de distribuição aloca energia disponível para a comercialização no ME. Conforme a Figura 14, segue a equação:

$$\sum_{k=1}^n E_{kj}^G + E_j^+ - E_j^- = E_j^R$$

logo,

$$\sum_{k=1}^n E_{kj}^G - E_j^R + E_j^+ - E_j^- = 0 \quad (4.8)$$

onde E_{kj}^G é a quantidade de energia comprada da geradora k , E_j^R é a quantidade de energia vendida ao mercado, E_j^+ e E_j^- são as quantidades de energia injetada ou recebida entre a VPP e a rede, com todas as variáveis no tempo j .

Vale salientar que o elemento E_{kj}^G é canalizado, pois existe limitação inferior e superior da capacidade de compra de energia nas geradoras e comercializadoras, capacidade esta limitada inferiormente pelo l_{kj}^G e superiormente por u_{kj}^G , ou seja:

$$l_{kj}^G \leq E_{kj}^G \leq u_{kj}^G \quad (4.9)$$

onde l_{kj}^G é nulo, pois existe a possibilidade de não realizar a compra de energia, por outro lado u_{kj}^G é dada pelo produto entre o fator de controle da compra de energia λ e a soma das demandas de consumo de todas as unidades consumidoras i no instante j , portanto:

$$l_{kj}^G = 0; \quad \text{e} \quad u_{kj}^G = \lambda \sum_{i=1}^m d_{ij}, \quad \forall \lambda \in \mathbb{R}_+ \quad (4.10)$$

4.2.6 Restrição de Disponibilidade Orçamentária

A finalidade desta restrição é poder majorar a compra de energia nas geradoras mediante a saúde financeira da empresa, levando em consideração o planejamento em relação aos gastos com energia elétrica, sem que haja um desequilíbrio financeiro no orçamento da empresa.

A proposta é que toda energia E_{kj}^G comprada nas geradoras e comercializadoras G_k não ultrapasse a disponibilidade orçamentária da empresa (M), porém, é necessário que a demanda de consumo das unidades $j \in J$ sejam atendidas. Dessa maneira, foi construída a seguinte restrição de desigualdade:

$$\sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G \leq M, \quad \forall M \in \mathbb{R}_+ \quad (4.11)$$

A disponibilidade orçamentária mínima (M_{min}) é o menor valor de M que respeita a restrição 4.11, caso seja tomado $M < M_{min}$ o problema será infactível. Já a disponibilidade orçamentária máxima (M_{max}) é o valor máximo de M para obter lucro máximo.

De acordo com a canalização 4.9 a quantidade máxima de energia permitida a ser vendida pela G_k é de u_{kj}^G , assim o cálculo para obter o valor de M_{max} se dá pela seguinte forma:

$$M_{max} = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c u_{kj}^G \quad (4.12)$$

substituindo u_{kj}^G de 4.10 em 4.12 obtemos:

$$M_{max} = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c \sum_{i=1}^m \lambda \cdot d_{ij} = \lambda \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t \sum_{i=1}^m c_{kj}^c \cdot d_{ij} \quad (4.13)$$

Caso seja tomado um $M > M_{max}$, então $M - M_{max}$ não gera lucro, assim não será aplicado na compra de energia junto as geradoras e comercializadoras.

Para determinar o M_{min} é necessário uma disponibilidade orçamentária inicial M_0 , tal que $M_{min} \leq M_0 \leq M_{max}$, onde foi construído o Algoritmo 5 para tal finalidade.

4.2.7 Função-objetivo

O objetivo do trabalho é utilizar o gerenciamento da usina virtual para encontrar os melhores contratos de compra de energia disponíveis no setor elétrico que possam atender a demanda das unidades consumidoras. Outro objetivo é utilizar o mercado para vender energia produzida pelo sistema fotovoltaico híbrido, como também revender energia para o mercado, energia adquirida através de outros contratos de compra.

Existe a possibilidade da venda de energia ao mercado ser realizado sem a necessidade de contratos com agentes elétricos, e sim, diretamente junto a câmara de comercialização de energia elétrica através do mercado de curto prazo, com custo definido pelo preço de liquidação das diferenças.

Para atender o objetivo do trabalho, foi minimizada a compra de energia E^G nas geradoras e comercializadoras G_k com o custo c_{kj}^c e maximizada a venda de energia E^R para o mercado através da rede com custo c_j^v para todo $j \in J$, $k \in K$. A compra e a venda de energia é dada pelas respectivas equações abaixo.

$$C^E = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G \quad (4.14)$$

e

$$V^E = \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R \quad (4.15)$$

No modelo proposto foram considerados os custos de compra de energia nas geradoras e comercializadoras c_{kj}^c composto por duas tarifas, a tarifa da compra de energia nas geradoras/comercializadoras t_{kj}^G e a tarifa da distribuidora local t_{kj}^D (*tarifa do fio + encargos*), dessa maneira:

$$c_{kj}^c = t_{kj}^G + t_{kj}^D, \quad j \in J, k \in K. \quad (4.16)$$

Diante do exposto, a função de minimização/maximização foi dada na seguinte expressão:

$$\min \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G + \max \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R$$

e, dado que

$$\max \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R = - \min \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R$$

temos

$$\min \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G - \min \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R = \min \left[\sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G - \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R \right]$$

portanto a função-objetivo é expressa por

$$\min z = \left[\sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G - \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R \right]. \quad (4.17)$$

4.3 Modelo Matemático de um Sistema de Energia no Mercado Livre com Geração Distribuída (MSEL)

Com base nas discussões anteriores, foi proposto nesta seção um modelo matemático de programação linear abordando o balanço de energia no mercado livre para as unidades consumidoras com geração distribuída conectada a uma usina virtual, modelo este, composto pelas restrições 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.7, 4.8, 4.9, 4.11 e pela função-objetivo 4.17. Tal modelo é apresentado a seguir:

$$\begin{aligned} \min \quad z &= \left[\sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G - \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R \right] \\ \text{s.a} \quad & u_{ij}^+ - \eta_j^{SFH} u_{ij}^- + b_{ij}^+ - \eta_j^{Bess} b_{ij}^- = p_{ij}, & \forall i \in I, j \in J \\ & \eta_j^{SFH} u_{ij}^+ - u_{ij}^- - r_{ij}^+ + r_{ij}^- = d_{ij}, & \forall i \in I, j \in J \\ & (\delta_i - 1) b_{ij-1}^{Bess} + b_{ij}^{Bess} - \eta_j^{Bess} b_{ij}^+ + b_{ij}^- = 0, & \forall i \in I, j \in J \\ & E_j^+ - E_j^- - \sum_{i=1}^m (r_{ij}^+ - r_{ij}^-) = 0, & \forall j \in J \\ & \sum_{k=1}^n E_{kj}^G - E_j^R + E_j^+ - E_j^- = 0, & \forall j \in J \\ & \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G \leq M, & \forall j \in J, k \in K \\ & l_{ij}^{Bess} \leq b_{ij}^{Bess} \leq u_{ij}^{Bess}, & \forall i \in I, j \in J \\ & 0 \leq E_{kj}^G \leq u_{kj}^G, & \forall j \in J, k \in K \\ & b_{ij}^{Bess}, E_{kj}^G, E_j^R, E_j^+, E_j^-, u_{ij}^+, u_{ij}^-, r_{ij}^+, r_{ij}^-, b_{ij}^+, b_{ij}^- \geq 0, & \forall i \in I, j \in J, k \in K. \end{aligned} \quad (4.18)$$

5 Formato Matricial do MSEL

Este capítulo tem como objetivo a construção da forma matricial do problema de programação linear MSEL. O conjunto de restrições do PPL geraram matrizes retangulares e vetores dos dados de entrada, ambos associados aos vetores das variáveis, como também a função-objetivo gerou vetores dos custos respectivamente associados aos vetores das variáveis. Buscou-se o formato padrão do PPL, no qual o bloco de matrizes das restrições, dos vetores solução, dos dados de entrada e dos vetores dos custos foram dados respectivamente por \bar{A} , \bar{b} , \bar{c} e \bar{x} . As próximas seções abordarão suas construções.

5.1 Matrizes e Vetores das Restrições

As restrições do problema 4.18 são compostas pelas equações 4.1, 4.2, 4.3, 4.7, 4.8, 4.11 e pelas canalizações das variáveis em 4.4, 4.9 para todo $\forall i \in I, j \in J, k \in K$. Para melhor entendimento do leitor, foram adotadas as variáveis b_{ij}^{Bess} , E_{kj}^G , E_j^R , E_j^+ , E_j^- , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , r_{ij}^+ , r_{ij}^- , b_{ij}^+ e b_{ij}^- , nessa ordem na construção dos seus respectivos blocos de matrizes e vetores.

A construção das matrizes que compõem os blocos matriciais com suas respectivas ordens obedecem a seguinte lógica: inicialmente determina-se o número de linhas, depois encontra-se o número de colunas.

O número de linhas do bloco matricial equivale ao número de restrições, obtidas dentro do MSEL, conseqüentemente as matrizes que compõem o bloco matricial possuem o mesmo número de linhas.

O número de colunas de cada matriz que compõem cada bloco matricial é dado pela quantidade de elementos dos vetores das variáveis associados a cada matriz. Já o número de colunas do bloco matricial é dado pela soma do número de colunas de todas as matrizes que compõem o bloco.

Levando em consideração que o número máximo de elementos dos conjuntos I, J, K são respectivamente m, t e n , a quantidade de elementos dos vetores compostas pelas variáveis b_{ij}^{Bess} , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , r_{ij}^+ , r_{ij}^- , b_{ij}^+ e b_{ij}^- valem mt , pela variável E_{kj}^G vale nt e pelas variáveis E_j^R , E_j^+ e E_j^- valem t .

Os coeficientes das variáveis das restrições de igualdade foram separados entre variáveis canalizadas e não canalizadas, obedecendo essa ordem, assim obtivemos os seguintes blocos matriciais:

- Bloco Matricial da Restrição 4.1

A restrição do inversor bidirecional trifásico é dada pela equação:

$$u_{ij}^+ - \eta_i^{SFH} u_{ij}^- + b_{ij}^+ - \eta_i^{Bess} b_{ij}^- = p_{ij}, \quad \forall i \in I, j \in J$$

onde as variáveis b_{ij}^{Bess} , E_{kj}^G , E_j^R , E_j^+ , E_j^- , r_{ij}^+ , r_{ij}^- possuem coeficientes nulos, gerando o seguinte bloco matricial

$$\left[\begin{array}{cc|ccc} O_1 & O_2 & O_3 & O_3 & O_3 & I_{mt} & -D_1 & O_1 & O_1 & I_{mt} & -D_2 \end{array} \right]. \quad (5.1)$$

Vale ressaltar que mt é o número de restrições geradas pela equação 4.1, pois m e t são os valores máximos dos conjuntos I e J , nessa ordem, assim o número de linhas do bloco matricial 5.1 e de cada matriz que compõem o referido bloco vale mt .

A matriz nula O_1 tem mt colunas, pois está associada aos vetores das variáveis b_{ij}^{Bess} , r_{ij}^+ e r_{ij}^- , a matriz nula O_2 tem nt colunas, pois está associada ao vetor da variável E_{kj}^G e a matriz nula O_3 tem t colunas, pois está associada aos vetores E_j^R , E_j^+ , E_j^- .

A matriz identidade I_{mt} está associada aos vetores das variáveis u_{ij}^+ e b_{ij}^+ e as matrizes diagonais D_1 e D_2 estão associadas aos vetores u_{ij}^- e b_{ij}^- , ambas matrizes possuem ordem mt . Portanto o bloco matricial 5.1 têm mt linhas e $7mt + nt + 3t$ colunas.

- Bloco Matricial da Restrição 4.2

A restrição da unidade consumidora é dada pela equação:

$$\eta_j^{SFH} u_{ij}^+ - u_{ij}^- - r_{ij}^+ + r_{ij}^- = d_{ij}, \quad \forall i \in I, j \in J$$

onde as variáveis b_{ij}^{Bess} , E_{kj}^G , E_j^R , E_j^+ , E_j^- , b_{ij}^+ , b_{ij}^- possuem coeficientes nulos, gerando o seguinte bloco matricial

$$\left[\begin{array}{cc|ccc} O_1 & O_2 & O_3 & O_3 & O_3 & D_1 & -I_{mt} & -I_{mt} & I_{mt} & O_1 & O_1 \end{array} \right]. \quad (5.2)$$

O número de restrições geradas pela Equação 4.2 é idêntico a Equação 4.1, pois possuem construções análogas, logo o bloco matricial 5.2 e de cada matriz que compõem o referido bloco possuem mt linhas.

As matrizes nulas O_1 , O_2 e O_3 , a matriz identidade I_{mt} e a matriz diagonal D_1 aparecem no bloco matricial 5.2, pois possuem construções análogas ao bloco matricial 5.1. Portanto o bloco matricial 5.2 têm mt linhas e $7mt + nt + 3t$ colunas.

- Bloco Matricial da Restrição 4.3

A restrição do banco de baterias estacionárias é dada pela equação:

$$(\delta_i - 1)b_{ij-1}^{Bess} + b_{ij}^{Bess} - \eta_i^{Bess} b_{ij}^+ + b_{ij}^- = 0, \quad \forall i \in I, j \in J$$

onde as variáveis E_{kj}^G , E_j^R , E_j^+ , E_j^- , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , r_{ij}^+ e r_{ij}^- possuem coeficientes nulos, gerando o seguinte bloco matricial

$$\left[\begin{array}{cc|cccccccc} B & O_2 & O_3 & O_3 & O_3 & O_1 & O_1 & O_1 & O_1 & -D_2 & I_{mt} \end{array} \right]. \quad (5.3)$$

O número de restrições geradas pela [Equação 4.3](#) é idêntica a [Equação 4.1](#), pois possuem construções análogas, logo o bloco matricial [5.3](#) e de cada matriz que compõem o referido bloco possuem mt linhas.

As matrizes nulas O_1 , O_2 e O_3 , a matriz identidade I_{mt} e a matriz diagonal D_2 aparecem no bloco matricial [5.3](#), pois possuem construções análogas ao bloco matricial [5.1](#). Portanto o bloco matricial [5.3](#) têm mt linhas e $7mt + nt + 3t$ colunas.

- Bloco Matricial da Restrição [4.7](#)

A restrição da virtual power plant é dada pela equação:

$$E_j^+ - E_j^- - \sum_{i=1}^m (r_{ij}^+ - r_{ij}^-) = 0, \quad \forall j \in J$$

onde as variáveis b_{ij}^{Bess} , E_{kj}^G , E_j^R , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , b_{ij}^+ e b_{ij}^- possuem coeficientes nulos, gerando o seguinte bloco matricial

$$\left[\begin{array}{cc|cccccccc} O_4 & O_5 & O_6 & I_t & -I_t & O_4 & O_4 & -E_1 & E_1 & O_4 & O_4 \end{array} \right]. \quad (5.4)$$

O número de restrições geradas pela [Equação 4.7](#) vale t , pois é o valor máximo do conjunto J , assim o número de linhas do bloco matricial [5.4](#) e de cada matriz que compõem o referido bloco vale t .

A matriz nula O_4 tem mt colunas, pois está associada aos vetores das variáveis b_{ij}^{Bess} , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , b_{ij}^+ e b_{ij}^- , a matriz nula O_5 tem nt colunas, pois está associada ao vetor da variável E_{kj}^G e a matriz nula O_6 tem t colunas, pois está associada ao vetor E_j^R .

A matriz identidade I_t está associada aos vetores das variáveis E_j^+ e E_j^- e as matrizes E_1 e E_2 estão associadas aos vetores r_{ij}^- e r_{ij}^+ , ambas matrizes possuem mt colunas. Portanto o bloco matricial [5.4](#) têm t linhas e $7mt + nt + 3t$ colunas.

- Bloco Matricial da Restrição [4.8](#)

A restrição da rede de distribuição é dada pela equação:

$$\sum_{k=1}^n E_{kj}^G - E_j^R + E_j^+ - E_j^- = 0, \quad \forall j \in J$$

onde as variáveis b_{ij}^{Bess} , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , r_{ij}^+ , r_{ij}^- , b_{ij}^+ e b_{ij}^- possuem coeficientes nulos, gerando o seguinte bloco matricial

$$\left[\begin{array}{cc|cccccccccc} O_4 & E_2 & -I_t & I_t & -I_t & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 \end{array} \right]. \quad (5.5)$$

O número de restrições geradas pela Equação 4.8 é idêntica a Equação 4.7, pois possuem construções análogas, logo o bloco matricial 5.5 e de cada matriz que compõem o referido bloco possuem t linhas.

A matriz nula O_4 e a matriz identidade I_t aparecem no bloco matricial 5.5, pois possuem construções análogas ao bloco matricial 5.4. Já a matriz E_2 têm nt colunas, pois está associada ao vetor da variável E_{kj}^G . Portanto o bloco matricial 5.5 têm t linhas e $7mt + nt + 3t$ colunas.

De modo análogo, foram construídos os blocos matriciais da restrição da disponibilidade orçamentária que é dada pela desigualdade 4.11:

$$\sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G \leq M, \quad \forall M \in \mathbb{R}_+$$

onde as variáveis b_{ij}^{Bess} , E_j^R , E_j^+ , E_j^- , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , r_{ij}^+ , r_{ij}^- , b_{ij}^+ e b_{ij}^- possuem coeficientes nulos, gerando o seguinte bloco matricial

$$\left[\begin{array}{c|cccccccccc} 0_1^T & (c^G)^T & 0_2^T & 0_2^T & 0_2^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T \end{array} \right]. \quad (5.6)$$

O vetor 0_1 têm dimensão mt , pois está associado aos vetores das variáveis b_{ij}^{Bess} , u_{ij}^+ , u_{ij}^- , r_{ij}^+ , r_{ij}^- , b_{ij}^+ e b_{ij}^- e o vetor 0_2 têm dimensão t , pois está associados aos vetores das variáveis E_j^R , E_j^+ e E_j^- . Já o vetor c_{kj}^c têm dimensão nt , pois está associado ao vetor das variáveis E_{kj}^G . Portanto o bloco matricial 5.6 têm $7mt + nt + 3t$ linhas.

Diante as construções dos blocos matriciais 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 geramos as matrizes dos coeficientes de igualdade e desigualdades na respectiva ordem $A = [A_1 | A_2]$ e $\hat{A} = [\hat{A}_1 | \hat{A}_2]$, onde A_1 , \hat{A}_1 e A_2 , \hat{A}_2 são as matrizes dos coeficientes das variáveis canalizadas e não canalizadas, assumindo a seguinte formação matricial abaixo:

$$A = \left[\begin{array}{cc|cccccccccc} O_1 & O_2 & O_3 & O_3 & O_3 & I_{mt} & -D_1 & O_1 & O_1 & I_{mt} & -D_2 \\ O_1 & O_2 & O_3 & O_3 & O_3 & D_1 & -I_{mt} & -I_{mt} & I_{mt} & O_1 & O_1 \\ B & O_2 & O_3 & O_3 & O_3 & O_1 & O_1 & O_1 & O_1 & -D_2 & I_{mt} \\ O_4 & O_5 & O_6 & I_t & -I_t & O_4 & O_4 & -E_1 & E_1 & O_4 & O_4 \\ O_4 & E_2 & -I_t & I_t & -I_t & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 \end{array} \right]; \quad (5.7)$$

e

$$\hat{A} = \left[\begin{array}{c|cccccccccc} 0_1^T & (c^c)^T & 0_2^T & 0_2^T & 0_2^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T \end{array} \right]$$

ou seja,

$$A_1 = \begin{bmatrix} O_1 & O_2 \\ O_1 & O_2 \\ B & O_2 \\ O_4 & O_5 \\ O_4 & E_2 \end{bmatrix}; \quad A_2 = \begin{bmatrix} O_3 & O_3 & O_3 & I_{mt} & -D_1 & O_1 & O_1 & I_{mt} & -D_2 \\ O_3 & O_3 & O_3 & D_1 & -I_{mt} & -I_{mt} & I_{mt} & O_1 & O_1 \\ O_3 & O_3 & O_3 & O_1 & O_1 & O_1 & O_1 & -D_2 & I_{mt} \\ O_6 & I_t & -I_t & O_4 & O_4 & -E_1 & E_1 & O_4 & O_4 \\ -I_t & I_t & -I_t & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 & O_4 \end{bmatrix};$$

$$\hat{A}_1 = \begin{bmatrix} 0_1^T & (c^c)^T \end{bmatrix}; \quad \hat{A}_2 = \begin{bmatrix} 0_2^T & 0_2^T & 0_2^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T & 0_1^T \end{bmatrix}$$

As matrizes A e \hat{A} são compostas pelos blocos matriciais 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6, onde cada bloco e suas matrizes têm suas particularidades, dimensões e leis de formações, conforme o detalhamento a seguir:

- as matrizes O_1, O_2, O_3, O_4, O_5 e O_6 são matrizes nulas de ordem respectivas à $(mt, mt), (mt, nt), (mt, t), (t, mt), (t, nt)$ e (t, t) ;
- as matrizes I_{mt} e I_t são matrizes identidades de ordem mt e t respectivamente;
- a matriz B é uma matriz bidiagonal inferior de ordem mt , onde seus elementos têm a seguinte lei de formação $B(j, j) = 1, \forall j = 1, \dots, mt; B(j+1, j) = \delta_i - 1, \forall i \in I, j = 1, \dots, mt-1; B(it+1, it) = 0, \forall i \in I - \{n\}, j \in J$;
- as matrizes D_1 e D_2 são matrizes diagonais de ordem mt onde seus elementos possuem as respectivas leis de formações $D_1 = \text{diag}(d_1)$ e $D_2 = \text{diag}(d_2)$, onde d_1 e d_2 são vetores formados por m vetores na devida ordem η_j^{SFH} e η_j^{BESS} ;
- as matrizes E_1 e E_2 são formadas respectivamente por m e n blocos horizontais de matrizes identidades I_t , assim E_1 e E_2 são matrizes retangulares de dimensões (t, mt) e (t, nt) da forma:

$$E_1 = \begin{bmatrix} I_t^{(1)} & \dots & I_t^{(m)} \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad E_2 = \begin{bmatrix} I_t^{(1)} & \dots & I_t^{(n)} \end{bmatrix}$$

- os vetores 0_1 e 0_2 são vetores nulos com dimensões na ordem $(mt, 1)$ e $(t, 1)$;

Conforme discutido acima, as matrizes A_1 e A_2 possuem dimensões $(3mt + 2t, mt + nt)$ e $(3mt + 2t, 6mt + 3t)$ nesta ordem, logo conclui-se que a matriz A tem dimensão $(3mt + 2t, 7mt + nt + 3t)$. Já as matrizes \hat{A}_1 e \hat{A}_2 possuem dimensões $(1, mt + nt)$ e $(1, 6mt + 3t)$ nesta ordem, dessa forma conclui-se que a matriz \hat{A} tem dimensão $(1, 7mt + nt + 3t)$, ou seja, é um vetor horizontal.

Agora vamos discutir o vetor do lado direito da restrição de igualdade do problema 4.18, visto que a restrição de desigualdade é dada apenas pelo elemento M . Dessa maneira o vetor b é descrito por:

$$b = \begin{bmatrix} p \\ d \\ h \\ 0_3 \\ 0_3 \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

portanto o vetor b tem dimensão $(3mt + 2t, 1)$ e seus vetores têm a seguinte estrutura:

- o vetor p tem mt entradas $p_{ij}, \forall i \in I, j \in J$;
- o vetor d tem mt entradas $d_{ij}, \forall i \in I, j \in J$;
- o vetor h tem mt entradas $h_{ij}^{BESS}, \forall i \in I, j \in J$, onde $h_{i1}^{BESS} = (1 - \delta_i) \cdot \theta_i$ e os demais elementos são nulos;
- o vetor 0_3 tem t entradas nulas;

Por fim, foram abordados os vetores l e u que são os respectivos limites inferiores e superiores das variáveis canalizadas, que surgem nas desigualdades 4.4 e 4.9, assim segue suas formações:

$$l \leq x_1 \leq u \quad \text{onde} \quad l = \begin{bmatrix} l^{Bess} \\ l^G \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad u = \begin{bmatrix} u^{Bess} \\ u^G \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Seus respectivos elementos têm formações descritas nas equações 4.5, 4.6 e 4.10. No que diz respeito às dimensões, os vetores l^{Bess} e u^{Bess} ambos possuem a mesma dimensão $(mt, 1)$ e os vetores l^G e u^G também possuem as dimensões iguais a $(nt, 1)$, portanto os vetores l e u têm dimensões idênticas a $(mt + nt, 1)$.

5.2 Vetor da Função-objetivo

Os vetores gerados a partir dos coeficientes da função-objetivo do problema 4.18 foram construídos seguindo a mesma ordem das variáveis adotadas na seção anterior. Dessa maneira, obtemos:

$$\begin{aligned} z &= \left[\sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^t c_{kj}^c E_{kj}^G - \sum_{j=1}^t c_j^v E_j^R \right] \\ &= \left[(c_{11}^c E_{11}^G + \dots + c_{nt}^c E_{nt}^G) - (c_1^v E_1^R + \dots + c_t^v E_t^R) \right] \\ &= [c_{11}^c \dots c_{nt}^c]^T \begin{bmatrix} E_{11}^G \\ \vdots \\ E_{nt}^G \end{bmatrix} - [c_1^v \dots c_t^v]^T \begin{bmatrix} E_1^R \\ \vdots \\ E_t^R \end{bmatrix} \end{aligned}$$

onde os vetores acima obedecem a estrutura abaixo,

$$E^R = \begin{bmatrix} E_1^R \\ \vdots \\ E_t^R \end{bmatrix}, E^G = \begin{bmatrix} E_{11}^G \\ \vdots \\ E_{nt}^G \end{bmatrix}, c^v = \begin{bmatrix} c_1^v \\ \vdots \\ c_t^v \end{bmatrix}, c^c = \begin{bmatrix} c_{11}^c \\ \vdots \\ c_{nt}^c \end{bmatrix}$$

então

$$\begin{aligned} z &= -(c^v)^T E^R + (c^c)^T E^G \\ &= 0_1^T b^{Bess} + (c^c)^T E^G + (-c^v)^T E^R + 0_2^T E^+ + 0_2^T E^- + 0_1^T u^+ + 0_1^T u^- \\ &\quad + 0_1^T r^+ + 0_1^T r^- + 0_1^T b^+ + 0_1^T b^- \\ &= \left[0_1^T \quad (c^c)^T \mid (-c^v)^T \quad 0_2^T \quad 0_2^T \quad 0_1^T \quad 0_1^T \quad 0_1^T \quad 0_1^T \quad 0_1^T \quad 0_1^T \right]^T \begin{bmatrix} b^{Bess} \\ E^G \\ \hline E^R \\ E^+ \\ E^- \\ u^+ \\ u^- \\ r^+ \\ r^- \\ b^+ \\ b^- \end{bmatrix} \end{aligned}$$

fazendo

$$c = \begin{bmatrix} 0_1 \\ c^c \\ \hline -c^v \\ 0_2 \\ 0_2 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \end{bmatrix}, \quad x = \begin{bmatrix} b^{Bess} \\ E^G \\ \hline E^R \\ E^+ \\ E^- \\ u^+ \\ u^- \\ r^+ \\ r^- \\ b^+ \\ b^- \end{bmatrix}$$

e substituindo na equação anterior, por fim, obtemos a forma matricial da função-objetivo do problema 4.18 dada a seguir:

$$z = c^T x \tag{5.10}$$

Note que a equação anterior pode ser reescrita, desde que haja a separação das variáveis canalizadas e não canalizadas. Desta forma, foram gerados os vetores dos

coeficientes da função-objetivo $c = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix}$ atrelados ao vetor $x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}$, onde c_1 e c_2 são vetores dos coeficientes das respectivas variáveis canalizadas x_1 e não canalizadas x_2 , onde cada uma assume a seguinte formação vetorial:

$$c_1 = \begin{bmatrix} 0_1 \\ c^c \end{bmatrix}, \quad c_2 = \begin{bmatrix} -c^v \\ 0_2 \\ 0_2 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \\ 0_1 \end{bmatrix}, \quad x_1 = \begin{bmatrix} b^{Bess} \\ E^G \end{bmatrix}, \quad x_2 = \begin{bmatrix} E^R \\ E^+ \\ E^- \\ u^+ \\ u^- \\ r^+ \\ r^- \\ b^+ \\ b^- \end{bmatrix}$$

substituindo as partições dos vetores c e x na [Equação 5.10](#), chegamos a:

$$z = c^T x = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = c_1^T x_1 + c_2^T x_2 \quad (5.11)$$

Vale ressaltar que os pares de vetores associados têm as mesmas dimensões, assim os pares vetoriais $(c_1; x_1)$ e $(c_2; x_2)$ têm dimensões na respectiva ordem de $(mt+nt, 1)$ e $(6mt + 3t, 1)$.

5.3 Problemas Primal e Dual do MSEL

Diante de todas as construções anteriores, esta seção se dedica a definir o *problema primal*, encontrar o *problema dual* e as *condições de otimalidade* do MSEL na forma matricial. O formato padrão para ambas as situações também serão construídas detalhadamente, para melhor entendimento.

5.3.1 Problema Primal

Levando em consideração as formulações matriciais encontradas nas equações [5.7](#), [5.8](#), [5.9](#) e [5.11](#), foi definido o *problema primal* com variáveis canalizadas na forma matricial do MSEL [4.18](#) como:

$$\begin{aligned} \min \quad & z = c_1^T x_1 + c_2^T x_2 \\ \text{s.a} \quad & Ax = b \\ & \hat{A}x \leq M \\ & l \leq x_1 \leq u \\ & x_2 \geq 0 \end{aligned}$$

substituindo as partições das matrizes A , \hat{A} e do vetor x , resultou em,

$$\begin{array}{ll}
 \min & z = c_1^T x_1 + c_2^T x_2 \\
 \text{s.a} & \begin{bmatrix} A_1 & A_2 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = b \\
 & \begin{bmatrix} \hat{A}_1 & \hat{A}_2 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \leq M \\
 & l \leq x_1 \leq u \\
 & x_2 \geq 0
 \end{array} \iff \begin{array}{ll}
 \min & z = c_1^T x_1 + c_2^T x_2 \\
 \text{s.a} & A_1 x_1 + A_2 x_2 = b \\
 & \hat{A}_1 x_1 + \hat{A}_2 x_2 \leq M \\
 & x_1 \leq u \\
 & x_1 \geq l \\
 & x_1, x_2 \geq 0
 \end{array} \quad (5.12)$$

Para encontrar o formato padrão do problema 5.12, inicialmente foram adicionadas duas variáveis de folgas $v_1, v_2 \geq 0$ e outra variável de excesso $v_3 \geq 0$, onde $v_1 \in \mathbb{R}_+$ e v_2, v_3 com dimensões $(mt + nt, 1)$, assim o problema primal foi reescrito como:

$$\begin{array}{ll}
 \min & z = c_1^T x_1 + c_2^T x_2 \\
 \text{s.a} & A_1 x_1 + A_2 x_2 = b \\
 & \hat{A}_1 x_1 + \hat{A}_2 x_2 + v_1 = M \\
 & x_1 + v_2 = u \\
 & x_1 - v_3 = l \\
 & x_1, x_2, v_1, v_2, v_3 \geq 0.
 \end{array} \quad (5.13)$$

Assim todas as variáveis com suas matrizes associadas no problema anterior, segue-se:

$$\begin{array}{ll}
 \min & z = c_1^T x_1 + c_2^T x_2 + 0^T v_1 + \bar{0}^T v_2 + \bar{0}^T v_3 \\
 \text{s.a} & A_1 x_1 + A_2 x_2 + O_7 v_1 + O_8 v_2 + O_8 v_3 = b \\
 & \hat{A}_1 x_1 + \hat{A}_2 x_2 + I_1 v_1 + \bar{0}^T v_2 + \bar{0}^T v_3 = M \\
 & I x_1 + O_9 x_2 + \bar{0} v_1 + I v_2 + O_{10} v_3 = u \\
 & I x_1 + O_9 x_2 + \bar{0} v_1 + O_{10} v_2 - I v_3 = l \\
 & x_1, x_2, v_1, v_2, v_3 \geq 0
 \end{array}$$

onde 0 é o real nulo, $\bar{0}$ é um vetor nulo de dimensão $(mt + nt, 1)$, as matrizes O_7, O_8, O_9 e O_{10} são nulas com respectivas dimensões $(3mt + 2t, 1)$, $(3mt + 2t, mt + nt)$, $(mt + nt, 6mt + 3t)$ e $(mt + nt, mt + nt)$, por fim, as matrizes identidades I e I_1 de ordens

$(mt + nt)$ e 1. Associando as matrizes e vetores em blocos, ou seja:

$$\begin{aligned} \min \quad z &= \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ 0 \\ \bar{0} \\ \bar{0} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{bmatrix} \\ \text{s.a} \quad & \begin{bmatrix} A_1 & A_2 & O_7 & O_8 & O_8 \\ \hat{A}_1 & \hat{A}_2 & I_1 & \bar{0}^T & \bar{0}^T \\ I & O_9 & \bar{0} & I & O_{10} \\ I & O_9 & \bar{0} & O_{10} & -I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b \\ M \\ u \\ l \end{bmatrix} \\ & x_1, x_2, v_1, v_2, v_3 \geq 0 \end{aligned} \quad (5.14)$$

e tomando as matrizes e vetores em blocos acima como

$$\bar{A} = \begin{bmatrix} A_1 & A_2 & O_7 & O_8 & O_8 \\ \hat{A}_1 & \hat{A}_2 & I_1 & \bar{0}^T & \bar{0}^T \\ I & O_9 & \bar{0} & I & O_{10} \\ I & O_9 & \bar{0} & O_{10} & -I \end{bmatrix}, \quad \bar{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{bmatrix}, \quad \bar{b} = \begin{bmatrix} b \\ M \\ u \\ l \end{bmatrix}, \quad \bar{c} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ 0 \\ \bar{0} \\ \bar{0} \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

e, em seguida, substituindo 5.15 no problema 5.14, obtemos a *forma padrão do problema primal* no formato matricial dado por:

$$\begin{aligned} \min \quad z &= \bar{c}^T \bar{x} \\ \text{s.a} \quad & \bar{A} \bar{x} = \bar{b} \\ & \bar{x} \geq 0 \end{aligned} \quad (5.16)$$

onde $\bar{A}, \bar{b}, \bar{c}, \bar{x}$ têm dimensões na devida ordem $(5mt + 2nt + 2t + 1, 9mt + 3nt + 3t + 1)$, $(5mt + 2nt + 2t + 1, 1)$, $(9mt + 3nt + 3t + 1, 1)$ e $(9mt + 3nt + 3t + 1, 1)$.

5.3.2 Problema Dual

Com o *problema primal* definido, foi buscado o *problema dual*. Conforme (LUENBERGER; YE et al., 2008) o problema dual do PPL 5.16 é definido da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \max \quad \bar{z} &= \bar{b}^T y \\ \text{s.a} \quad & \bar{A}^T y \leq \bar{c} \\ & y \text{ livre} \end{aligned} \quad (5.17)$$

Para encontrar o formato padrão do problema 5.17, inicialmente foi reescrito o *problema dual* em blocos matriciais conforme 5.15, também foram particionados o vetor

y em quatro novos vetores, na seguinte ordem y_1, y_2, y_3 e y_4 , onde $(3mt + 2t, 1)$, $(1, 1)$, $(mt + nt, 1)$ e $(mt + nt, 1)$ representam suas respectivas dimensões. Assim segue o dual:

$$\begin{aligned} \max \quad \bar{z} &= \begin{bmatrix} b \\ M \\ u \\ l \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \end{bmatrix} \\ \text{s.a} \quad &\begin{bmatrix} A_1 & A_2 & O_7 & O_8 & O_8 \\ \hat{A}_1 & \hat{A}_2 & I_1 & \bar{0}^T & \bar{0}^T \\ I & O_9 & \bar{0} & I & O_{10} \\ I & O_9 & \bar{0} & O_{10} & -I \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ 0 \\ \bar{0} \\ \bar{0} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.18)$$

fazendo as operações necessárias em 5.18 resultamos:

$$\begin{aligned} \max \quad \bar{z} &= [b^T \quad M^T \quad u^T \quad l^T] \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \end{bmatrix} \\ \text{s.a} \quad &\begin{bmatrix} A_1^T & \hat{A}_1^T & I & I \\ A_2^T & \hat{A}_2^T & O_9^T & O_9^T \\ O_7^T & I_1 & \bar{0}^T & \bar{0}^T \\ O_8^T & \bar{0} & I & O_{10}^T \\ O_8^T & \bar{0} & O_{10}^T & -I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ 0 \\ \bar{0} \\ \bar{0} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

portanto

$$\begin{aligned} \max \quad \bar{z} &= b^T y_1 + M^T y_2 + u^T y_3 + l^T y_4 \\ \text{s.a} \quad &A_1^T y_1 + \hat{A}_1^T y_2 + y_3 + y_4 \leq c_1 \\ &A_2^T y_1 + \hat{A}_2^T y_2 \leq c_2 \\ &y_2 \leq 0 \\ &y_3 \leq 0 \\ &y_4 \geq 0 \end{aligned} \quad \iff \quad \begin{aligned} \max \quad \bar{z} &= b^T y_1 + M^T y_2 + u^T y_3 + l^T y_4 \\ \text{s.a} \quad &A_1^T y_1 + \hat{A}_1^T y_2 + y_3 + y_4 \leq c_1 \\ &A_2^T y_1 + \hat{A}_2^T y_2 \leq c_2 \\ &y_1 \text{ livre, } y_2, y_3 \leq 0; y_4 \geq 0 \end{aligned} \quad (5.19)$$

adicionando as variáveis de folgas $w_1, w_2 \geq 0$ nas restrições do problema anterior de dimensões respectivas a $(mt + nt, 1)$ e $(6mt + 3t, 1)$, chegou-se à *forma padrão do dual*, dada por:

$$\begin{aligned} \max \quad \bar{z} &= b^T y_1 + M^T y_2 + u^T y_3 + l^T y_4 \\ \text{s.a} \quad &A_1^T y_1 + \hat{A}_1^T y_2 + y_3 + y_4 + w_1 = c_1 \\ &A_2^T y_1 + \hat{A}_2^T y_2 + w_2 = c_2 \\ &y_1 \text{ livre, } y_2, y_3 \leq 0; y_4, w_1, w_2 \geq 0 \end{aligned} \quad (5.20)$$

5.3.3 Condições de Otimalidade do MSEL

De acordo com (LUENBERGER; YE et al., 2008) e (BAZARAA; JARVIS; SHERALI, 2008) as *condições de otimalidade* de um problema de programação linear se dividem em três análises: *factibilidade primal*, *factibilidade dual* e *condições de complementaridade*. Dessa forma, foram analisadas as *condições de otimalidade* do problema 4.18 de acordo com a literatura.

- Factibilidade Primal

A factibilidade primal está relacionada às restrições do problema 5.13, portanto:

$$\begin{cases} A_1x_1 + A_2x_2 = b \\ \hat{A}_1x_1 + \hat{A}_2x_2 + v_1 = M \\ x_1 + v_2 = u \\ x_1 - v_3 = l \\ x_1, x_2, v_1, v_2, v_3 \geq 0 \end{cases} \quad (5.21)$$

- Factibilidade Dual

A factibilidade dual está relacionada às restrições do problema 5.20, portanto:

$$\begin{cases} A_1^T y_1 + \hat{A}_1^T y_2 + y_3 + y_4 + w_1 = c_1 \\ A_2^T y_1 + \hat{A}_2^T y_2 + w_2 = c_2 \\ y_1 \text{ livre, } y_2, y_3 \leq 0; y_4, w_1, w_2 \geq 0 \end{cases} \quad (5.22)$$

- Condições de Complementaridade

Segundo (LUENBERGER; YE et al., 2008) às condições de complementaridade de um PPL são dadas pelo *Gap* γ , que é a diferença entre as funções-objetivo do primal e do dual. Dessa maneira o *Gap* γ do problema 4.18 foi expresso por:

$$\begin{aligned} \gamma = z - \bar{z} &= c_1^T x_1 + c_2^T x_2 - (b^T y_1 + M^T y_2 + u^T y_3 + l^T y_4) \\ &= c_1^T x_1 + c_2^T x_2 - b^T y_1 - M^T y_2 - u^T y_3 - l^T y_4 \end{aligned} \quad (5.23)$$

substituindo os valores de b , M , u , l , c_1 e c_2 das equações 5.21 e 5.22 em 5.23, segue-se,

$$\begin{aligned} \gamma &= (A_1^T y_1 + \hat{A}_1^T y_2 + y_3 + y_4 + w_1)^T x_1 + (A_2^T y_1 + \hat{A}_2^T y_2 + w_2)^T x_2 \\ &\quad - (A_1 x_1 + A_2 x_2)^T y_1 - (\hat{A}_1 x_1 + \hat{A}_2 x_2 + v_1)^T y_2 - (x_1 + v_2)^T y_3 - (x_1 - v_3)^T y_4 \\ &= y_1^T A_1 x_1 + y_2^T \hat{A}_1 x_1 + y_3^T x_1 + y_4^T x_1 + w_1^T x_1 + y_1^T A_2 x_2 + y_2^T \hat{A}_2 x_2 + w_2^T x_2 \\ &\quad - x_1^T A_1^T y_1 - x_2^T A_2^T y_1 - x_1^T \hat{A}_1^T y_2 - x_2^T \hat{A}_2^T y_2 - v_1^T y_2 - x_1^T y_3 - v_2^T y_3 - x_1^T y_4 + v_3^T y_4 \end{aligned}$$

como $y_1^T A_1 x_1 = x_1^T A_1^T y_1$, $y_1^T A_2 x_2 = x_2^T A_2^T y_1$, $y_2^T \hat{A}_1 x_1 = x_1^T \hat{A}_1^T y_2$, $y_2^T \hat{A}_2 x_2 = x_2^T \hat{A}_2^T y_2$, $y_3^T x_1 = x_1^T y_3$ e $y_4^T x_1 = x_1^T y_4$, pois são números reais. É importante observar

que $-y_2, -y_3 \geq 0$, pois $y_2, y_3 \leq 0$, logo foram renomeados $-y_2 = y_5$ e $-y_3 = y_6$, daí concluiu-se que:

$$\begin{aligned}\gamma &= w_1^T x_1 + w_2^T x_2 - v_1^T y_2 - v_2^T y_3 + v_3^T y_4 \\ &= w_1^T x_1 + w_2^T x_2 + v_1^T (-y_2) + v_2^T (-y_3) + v_3^T y_4\end{aligned}$$

logo,

$$\gamma = w_1^T x_1 + w_2^T x_2 + v_1^T y_5 + v_2^T y_6 + v_3^T y_4 \quad (5.24)$$

Caso o problema primal 5.16 tenha uma solução ótima, segundo (LUENBERGER; YE et al., 2008), o teorema da dualidade forte garante a mesma solução ótima para o problema dual 5.17, ou seja, $\gamma = z - \bar{z} = 0$. Neste caso, pela Equação 5.24 concluímos:

$$w_1^T x_1 + w_2^T x_2 + v_1^T y_5 + v_2^T y_6 + v_3^T y_4 = 0 \quad (5.25)$$

Por outro lado, $x_1, x_2, y_4, y_5, y_6, v_1, v_2, v_3, w_1, w_2 \geq 0$, implicando que, $w_1^T x_1 = w_2^T x_2 = v_1^T y_5 = v_2^T y_6 = v_3^T y_4 = 0$, logo as condições de complementaridade são dadas como:

$$\left\{ \begin{array}{l} W_1 X_1 e = 0 \\ W_2 X_2 e = 0 \\ V_1 Y_5 e = 0 \\ V_2 Y_6 e = 0 \\ V_3 Y_4 e = 0 \end{array} \right. \quad (5.26)$$

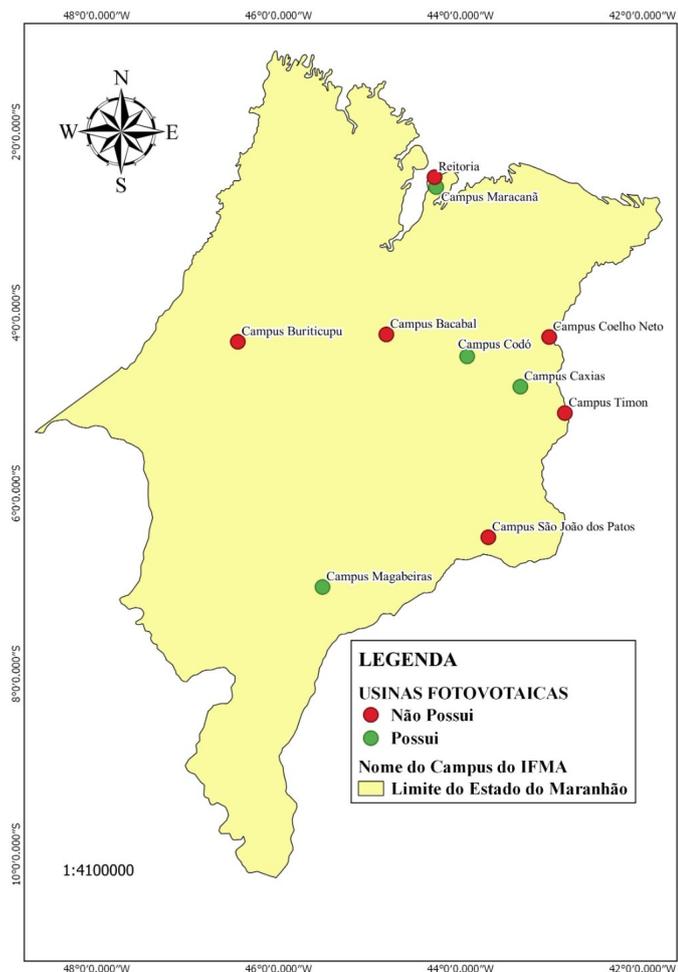
onde $X_1 = \text{diag}(x_1)$, $X_2 = \text{diag}(x_2)$, $Y_4 = \text{diag}(y_4)$, $Y_5 = \text{diag}(y_5)$, $Y_6 = \text{diag}(y_6)$, $W_1 = \text{diag}(w_1)$, $W_2 = \text{diag}(w_2)$, $V_1 = \text{diag}(v_1)$, $V_2 = \text{diag}(v_2)$ e $V_3 = \text{diag}(v_3)$ são matrizes diagonais, ambas com dimensões apropriadas aos seus respectivos vetores diagonais e $e = (1, \dots, 1)^T$ é um vetor unitário.

6 Testes Computacionais

Neste capítulo, apresentamos os experimentos computacionais realizados com o MSEL. Todos os experimentos foram realizados em um notebook Dell, modelo Inspiron 5480, processador Intel(R) Core(TM) i7-8565U CPU @ 1.80GHz (8 CPUs), 2.0GHz, 16384MB de memória de RAM.

As simulações foram realizadas com dados reais coletados nos nove campi (Bacabal, Buriticupu, Caxias, Codó, Coelho Neto, Mangabeiras, Maracanã, São João dos Patos, Timon) e na reitoria do Instituto Federal do Maranhão, conforme a [Figura 16](#).

Figura 16 – Mapa dos campi do IFMA em estudo



Fonte: autoria própria

Vale ressaltar que os dados energéticos da reitoria é composto atualmente pela sede da reitoria, pelos campi avançados (Araioses, Carolina, Porto Franco, Rosário) e

pelos centros de referências (Colinas, Mirinzal, Vitirino Freire), pois ambos fazem parte da mesma fatura agrupadora, justificado pelo fato de ainda não ter autonomia financeira. Para facilitar a leitura neste trabalho, consideramos a reitoria sendo um campus do IFMA.

Os dados coletados nos campi da [Figura 16](#) foram referente aos anos de 2018, 2019 e 2022. Os anos de 2020 e 2021 não foram analisados, pois os dados não retratam à realidade dos campi devido ao funcionamento atípico ocasionado pela pandemia do Covid-19.

Em cada simulação foram coletados os tipos de contratos com suas respectivas quantidades em MWh, no qual foram informados o valor total do contrato em reais, o valor total da compra e da venda de energia em reais, uma estimativa de operações realizada em cada simulação, o tempo e a quantidade de iterações.

As seções a seguir abordam os algoritmos para resolver o MSEL, a coleta dos dados e as análises das soluções obtidas pelo modelo matemático [4.18](#).

6.1 Algoritmo do MSEL

Inicialmente foi criado um algoritmo para tratar as planilhas que contêm os dados de potência de cada usina do IFMA conforme descrito abaixo.

Algoritmo 1 – Matriz de Geração de Potência

- 1 Entrada: planilhas semanais de geração de potência de cada campus coletada na plataforma *Goodwe*
 - 2 **início**
 - 3 | Juntar todas as planilhas semanais em uma única planilha anual colocando em ordem de data e hora da geração de potência
 - 4 | **início**
 - 5 | Calcular a diferença entre o consumo acumulado das horas consecutivas gerando o consumo horário de cada usina (p_{ij})
 - 6 | **fim**
 - 7 | **início**
 - 8 | Inserir $p_{ij} = 0$ para os campi que não possuem usina
 - 9 | **fim**
 - 10 | **início**
 - 11 | Gerar a matriz P de elementos p_{ij}
 - 12 | **fim**
 - 13 **fim**
 - 14 Saída: matriz P
-

A *Goodwe* é a empresa que monitora as usinas do IFMA e tem uma plataforma

online que produz planilhas semanais com dados de potência de cinco em cinco minutos em kWh. O [Algoritmo 1](#) tem o papel fundamental de juntar todas as planilhas em uma única planilha, organizando pela hora, dia, mês e ano. Vale ressaltar que os campi que não possuem usina fotovoltaica seus vetores de potência são nulos.

Também foi criado o [Algoritmo 2](#) para tratar as planilhas mensais de memória de massa que contêm os dados de demanda de consumo em kWh de cada usina do IFMA fornecido pela Equatorial Maranhão que é distribuidora de energia local, conforme descrito abaixo.

Algoritmo 2 – Matriz de Demanda de Consumo de Energia

```

1  Entrada: planilhas mensais de demanda de consumo de energia de cada campus
    informada pelo Equatorial Maranhão
2  início
3  |   Juntar todas as planilhas mensais em uma única planilha anual colocando em
    |   ordem de data e hora do consumo de energia
4  |   início
5  |   |   Somar todo o consumo de energia na hora  $j$  gerando o consumo horário do
    |   |   campus  $i$  criando os elementos  $d_{ij}$ 
6  |   fim
7  |   início
8  |   |   Gerar a matriz  $D$  de elementos  $d_{ij}$ 
9  |   fim
10 fim
11 Saída: matriz  $D$ 

```

O [Algoritmo 2](#) tem o papel fundamental de criar a matriz D com as demandas de consumo energético dos campi do IFMA, através das informações contidas nas planilhas mensais de memória de massa com intervalos de dados de 15 minutos.

A matriz D gerada com os dados do passado é uma matriz não singular e seu número de condição é dado pelo valor de 68,22. Já em relação a matriz DD^t foram encontrados os seguintes autovalores: 306699,06; 1717831,66; 3887007,88; 4812517,53; 5791161,61; 9429667,47; 11128508,86; 36679335,15; 2239213776,53 e 14274363865,46.

Em seguida, foi criado [Algoritmo 3](#) para calcular a matriz \bar{A} e os vetores \bar{b} e \bar{c} .

Algoritmo 3 – Método do Cálculo das Matrizes de Entrada: \bar{A}, \bar{b} e \bar{c}

```

1 Entrada: dados de entrada  $C^c, C^v, D, P, \eta_{mt}^{FSH}, \eta_{mt}^{Bess}, \delta, \theta, \alpha, \beta, \lambda, M$ 
2 início
3   início
4     |   Calcular os valores de  $m, n$  e  $t$ 
5   fim
6   início
7     |   Calcular a matriz  $\bar{A}$ 
8     início
9       |   Construir as matrizes nulas e identidades
10      |   Construir as matrizes diagonais  $D_1, D_2$  e bidiagonal  $B$ 
11      |   Construir as matrizes  $E_1$  e  $E_2$ 
12      |   Construir a matriz  $\bar{A}$  a partir das matrizes  $D_1, D_2, B, E_1, E_2$ , nulas e
13      |   identidades
14    fim
15  fim
16  início
17    |   Calcular o vetor  $\bar{b}$ ;
18    início
19      |   Construir o vetor  $p, d, h$ ;
20      |   Construir os limites inferiores  $l$  e superiores  $u$ ;
21      |   Construir o vetor  $\bar{b}$  a partir dos vetores  $p, d, h, M, l, u$  e os nulos.
22    fim
23  fim
24  início
25    |   Calcular o vetor  $\bar{c}$ ;
26    início
27      |   Construir os vetores  $c^c, c^v$  a partir das matrizes  $C^c, C^v$ ;
28      |   Construir o vetor  $\bar{c}$  a partir dos vetores  $c^c, c^v$  e os nulos.
29    fim
30 fim
31 Saída: matriz  $\bar{A}$  e os vetores  $\bar{b}$  e  $\bar{c}$ 

```

Após a construção da matriz \bar{A} e dos vetores \bar{b} e \bar{c} pelo [Algoritmo 3](#), foi possível buscar um algoritmo para a resolução do MSEL. O [Algoritmo 4](#) é apenas uma readaptação do algoritmo 'interior point' já existente dentro do solver linprog dentro do Matlab, que tem a finalidade de resolver o problema do MSEL.

Algoritmo 4 – Método do MSEL

```

1 Entrada: matriz  $\bar{A}$  e os vetores  $\bar{b}$  e  $\bar{c}$ 
2 início
3   início
4     Acionar o solver linprog ('interior-point') do Matlab empregando os dados
       de entrada  $\bar{A}$ ,  $\bar{b}$  e  $\bar{c}$ 
5   fim
6   início
7     Organizar o vetor solução em variáveis de mesmo grupo
8     Tabelar as variáveis de mesmo grupo
9     Criar uma tabela de contratos
10  fim
11 fim
12 Saída: Informações gerais dos contratos e de mercado.
```

A resposta do [Algoritmo 4](#) está condicionada à escolha dos valores de λ e M no [Algoritmo 3](#). Caso o λ escolhido seja inferior ao λ_{min} , a solução será infactível, o mesmo acontece caso o M escolhido seja inferior ao M_{min} .

O [Algoritmo 4](#) libera informações gerais dos contratos como o número de contratos, o volume de energia e o período por contrato. As informações de mercado também são expressas, como por exemplo, o volume e o período de cargas a serem vendidas no MLE.

Em relação à escolha do solver linprog utilizando o algoritmo por pontos interiores foi devido à velocidade para entregar a solução, pois os resultados dos testes realizados com o linprog utilizando o algoritmo Primal-Dual foram muito lentos, conforme apresentado na tabela abaixo.

Tabela 4 – Pontos Interiores x Primal-Dual

Tabela	Pontos interiores (s)	Primal-Dual(s)
Tabela 11	59,62	244,45
Tabela 12	49	186,21
Tabela 13	59	233,05
Tabela 14	46	197,82
Tabela 15	41,85	154,84
Tabela 16	40,23	158,10

Fonte: autoria própria

A [Tabela 4](#) foi construída através das simulações realizadas nas Tabelas de [11](#) a [16](#) apresentando os resultados dos tempos médios de execução do MSEL de cada tabela em segundos.

Outra vantagem da utilização do [Algoritmo 4](#) por pontos interiores é o valor encontrado para o $\lambda_{min} = 0,25$, que é inferior ao Primal-Dual, onde o valor achado para o λ_{min} foi de 0,252.

Para determinar os valores das disponibilidades orçamentárias mínimas atreladas ao seus devidos λ 's foi elaborado o [Algoritmo 5](#) que busca o M_{min} partindo de um M_0 viável. A sugestão é utilizar o $M_0 = M_{max}$, pois o M_{max} é calculável. Assim temos o [Algoritmo 5](#).

Algoritmo 5 – Método do M_{min}

- 1 Entrada: Entrar com λ , o número máximo de iterações it e o tamanho do passo $\frac{1}{\sigma}$
 - 2 Calcular o M_{max} pela [Equação 4.13](#)
 - 3 Entrar com valor inicial $M_0 = M_{max}$
 - 4 **início**
 - 5 Aplicar o [Algoritmo 4](#)
 - 6 Calcular a compra de energia C_k^E e a venda de energia V_k^E
 - 7 Atualizar o $M_{k+1} = C_k^E - \frac{1}{\sigma} V_k^E, \forall k = 0, \dots, it$
 - 8 Calcular o *critério de parada*: $C_p = M_{k+1} - M_k$
 - 9 Se $C_p < 10^{-2}$, então *Pare*, logo $M_{k+1} = C_k^E = M_{min}$
 - 10 Caso contrário, *Continue* as iterações
 - 11 **fim**
 - 12 Saída: M_{min} .
-

Para rodar o [Algoritmo 5](#) é necessário executar o [Algoritmo 4](#) em cada iteração buscando uma solução viável para o problema através do cálculo da compra C^E e da venda de energia V^E , assim, determinando o M da próxima iteração.

Os fatores de controle da compra de energia utilizados no [Algoritmo 5](#) foram λ 's $\geq \lambda_{min}$, onde λ_{min} foi determinado por tentativa e erro, a partir de um M viável para o problema.

As simulações realizadas com o [Algoritmo 5](#) mostraram o seguinte comportamento em relação ao λ , ao σ , à quantidade de iterações e ao tempo de execução do algoritmo descrito na tabela abaixo.

Tabela 5 – Comportamento do [Algoritmo 5](#)

Variação do λ	σ	Média de iterações	Tempo(min)
$0,25 \leq \lambda \leq 0,30$	1	5	5,21
$0,30 < \lambda \leq 0,50$	2	10	9,94
$0,50 < \lambda \leq 0,70$	3	11	10,95
$0,70 < \lambda \leq 1$	4	12	11,92
$\lambda > 1$	1	1	5,21

Fonte: autoria própria

O $\frac{1}{\sigma}$ é o tamanho do passo entre M_k e o M_{k+1} , ele é quem determina a proporção da venda de energia a ser retirada da compra de energia de cada iteração. Dessa forma a compra diminui se aproximando do M_{min} , conseqüentemente a venda também diminui e tende a zero ao final de todas as iterações, conforme apontado na [Tabela 11](#).

Na execução do [Algoritmo 5](#), notou-se que pode ser tomado o $\sigma = \max\{\sigma_k\} = 4$, porém o esforço computacional aumenta com um maior número de iterações e de tempo de execução em relação à [Tabela 5](#). O número máximo de iterações do [Algoritmo 5](#) foi de 15 com um tempo de 14 minutos e 54 segundos para se obter o M_{min} .

6.2 Dados de entrada do MSEL

Para resolver o problema [4.18](#), foi utilizado o formato padrão [5.16](#). Neste caso, necessitou-se da matriz \bar{A} , dos vetores \bar{b} e \bar{c} , onde cada um teve as suas particularidades de construção, abordadas no [Capítulo 5](#).

6.2.1 Dados constantes do MSEL

Inicialmente foi determinada a quantidade de unidades de consumo ($m = 10$), referente aos dez campi do IFMA (Bacabal, Buriticupu, Caxias, Codó, Coelho Neto, Mangabeiras, Maracanã, São João dos Patos, Timon, Reitoria) de acordo com a [Figura 16](#), onde foram coletados dados para o problema. Em seguida, foi determinada a quantidade de geradoras e comercializadoras ($n = 4$) disponível para vender energia no mercado. No presente estudo, foram utilizados os quatro submercados existentes no Brasil: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Nordeste.

Em relação ao tempo em horas de vigência do contrato de energia ($t = 26280$), foram utilizados três anos (2018, 2019 e 2022) de dados horários coletados nas unidades de consumo acima.

No que se refere aos dados do BESS, é importante afirmar que são dados hipotéticos, pois em nenhuma das usinas instaladas nos campi do IFMA há banco de baterias. Na eficiência geral ($\eta^{SFH} = 0,990$), na eficiência de carga e descarga do BESS ($\eta^{Bess} = 0,995$) e no fator de rendimento do BESS ($\delta = 0,003$) foram utilizados os valores sintéticos encontrados na literatura em consonância com ([AKRAM; KHALID; SHAFIQ, 2017](#)) e ([BITENCOURT et al., 2016](#)). O banco de baterias foi iniciado zerado, assim a capacidade inicial do BESS para cada unidade consumidora foi considerada ($\theta = 0$).

Os fatores de controle inferior ($\alpha = 0$) e superior ($\beta = 0,30$) do BESS foram adotados conforme a problemática e os padrões exigidos na literatura. Já o fator de controle para a compra de energia (λ) no mercado livre que foi desenvolvido neste trabalho, inicialmente foi encontrado o valor mínimo ($\lambda_{min} = 0,25$), em seguida foram feitas várias

simulações aumentando o fator de controle, determinando a disponibilidade financeira mínima (M) associada a (λ).

6.2.2 Geração das usinas fotovoltaicas

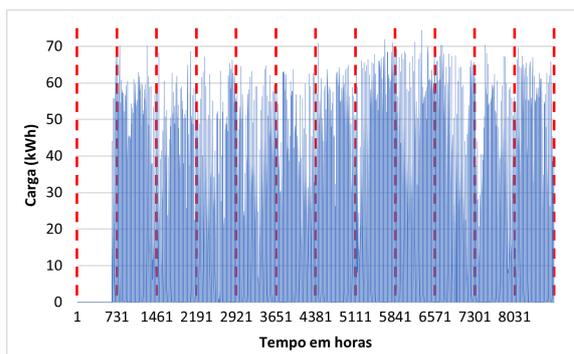
Esta subseção se dedica aos vetores com os dados de geração dos painéis solares (p), os quais foram coletados de quatro usinas fotovoltaicas do IFMA, referentes aos campi Caxias, Codó, São Raimundo das Mangabeiras e Maracanã. Nas demais unidades de consumo pesquisadas neste trabalho, os vetores de geração dos painéis são nulos, pois os mesmos não possuem usinas fotovoltaicas.

A coleta dos dados das usinas fotovoltaicas do IFMA se deu perante as planilhas de geração da plataforma de acompanhamento online (GOODWE, 2022), onde foi analisado apenas o ano de 2022, visto que em 2018 e 2019 não havia usinas fotovoltaicas instaladas em nenhum campus do IFMA. No ano de 2020 e 2021 começaram as operações de geração nas respectivas usinas dos campi Maracanã e Codó, porém sem monitoramento online.

As planilhas de geração coletadas na plataforma *Goodwe* possuem dados de potência acumulados de cinco em cinco minutos, os quais foram tratados pelo Algoritmo 1 e transformados em dados de horários de potência gerada.

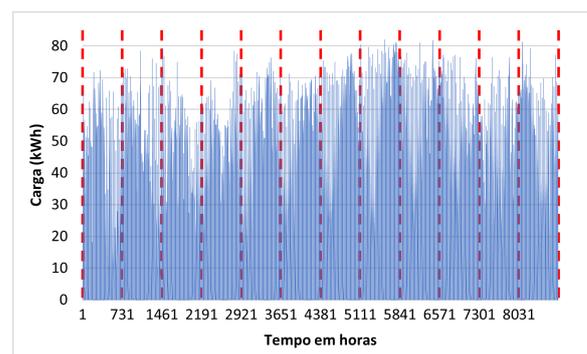
As Figuras 17, 18, 19 e 20 representam os gráficos de geração fotovoltaica referente à planilha (IFMA, 2023) com os dados horários de potência das usinas dos campi Caxias, Codó, Mangabeiras e Maracanã referente ao ano de 2022, conforme abaixo.

Figura 17 – Usina do campus Caxias



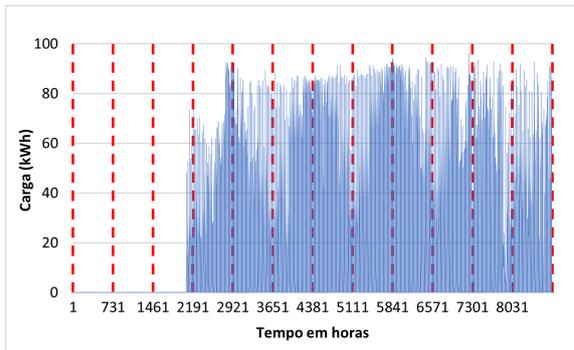
Fonte: autoria própria

Figura 18 – Usina do campus Codó



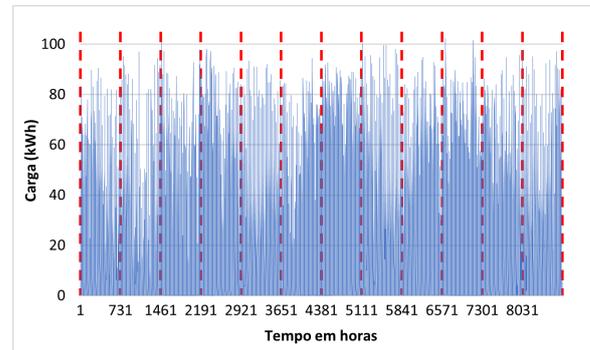
Fonte: autoria própria

Figura 19 – Usina do campus Manga-beiras



Fonte: autoria própria

Figura 20 – Usina do campus Maraca-nã

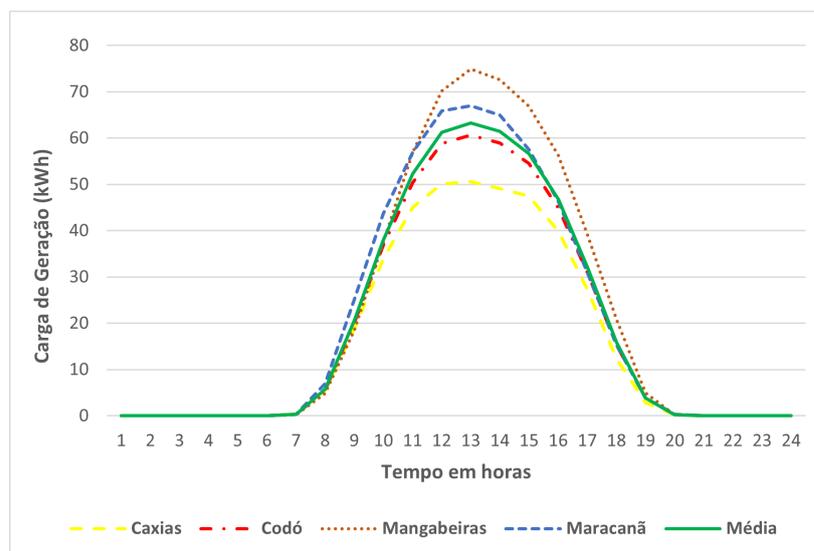


Fonte: autoria própria

De acordo com as Figuras 17, 18, 19 e 20 elaboradas pela planilha de geração de potência das usinas do IFMA (IFMA, 2023), os dados de geração de cada usina são horários em kWh. A planilha de geração de potência foi produzida pelas planilhas semanais com dados de potências acumuladas de cada campus através do Algoritmo 1, que foi elaborado para tal finalidade.

Na planilha de geração de potência foram analisadas as gerações diárias de cada campus representadas através da curva média de geração, e por fim, produzida a curva média das médias de gerações diárias de cada campus, conforme o gráfico da Figura 21.

Figura 21 – Gráfico de geração média diária das usinas do IFMA



Fonte: autoria própria

Na Figura 21 observou-se que as curvas de geração média diária das usinas do IFMA têm a estrutura de uma função Gaussiana com uma leve assimetria à esquerda, onde o período de geração médio ocorreu das 6 às 20 horas, atingindo um pico de geração média às 13 horas.

No que se refere à potência instalada das usinas do IFMA, a [Tabela 6](#) mostra a capacidade de potência, o fator de irradiação médio, o início das instalações e das gerações das quatro usinas fotovoltaicas estudadas. A data de início da geração corresponde ao momento em que os painéis solares estavam instalados em sua totalidade e produzindo energia nos seus respectivos campi.

Tabela 6 – Potências das usinas fotovoltaicas do IFMA

Campus	Potência (kW)	Irradiação (kWh/m ²)	Instalação	Geração
Caxias	92,43	5,49	01/2022	27/01/2022
Codó	110,88	5,38	05/2021	17/06/2021
Mangabeiras	110,88	5,41	03/2022	28/03/2022
Maracanã	143,43	5,21	08/2020	08/09/2020

Fonte: autoria própria

De acordo com a [Tabela 6](#) e a [Figura 21](#), observou-se que a usina do campus Codó tem igual capacidade de potência do campus Mangabeiras, porém uma menor geração na média diária. Observou-se também que a usina do campus Mangabeiras tem capacidade de potência inferior à da usina do campus Maracanã, porém constatou-se uma geração média diária superior.

Ambos os casos comparativos são justificados pelo tempo do sistema e o tipo de placas fotovoltaicas de menor qualidade adquiridas pelos campi Codó e Maracanã em relação ao campus Mangabeiras. Outro fato que contribuiu para a geração média diária da usina de Mangabeiras ser superior à das usinas de Codó e Maracanã, foi ter o fator de irradiação médio no ano de 2022 superior, em concordância com a [Tabela 6](#).

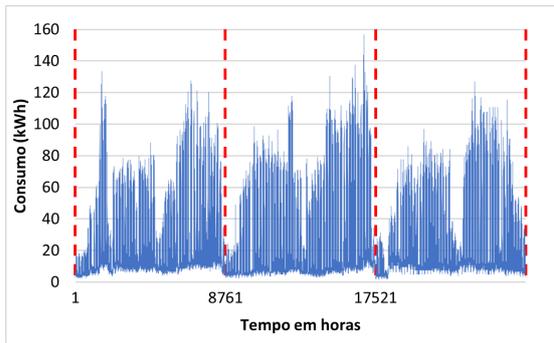
6.2.3 Demanda de consumo de energia

Os dados da demanda de consumo de energia representado pelo vetor (d) foram coletados nas planilhas de memória de massa produzidas pela Equatorial Maranhão, distribuidora local. A memória de massa é um arquivo mensal que contém dados de potência em kW e de consumo de energia em kWh registrados de 15 em 15 minutos, os quais foram ajustados para dados horários em kWh.

Foram solicitados à Equatorial Maranhão os arquivos de memória de massa mensal dos dez campi envolvidos, referentes aos anos de 2018, 2019 e 2022, com um custo mensal de R\$ 74,41 por cada memória.

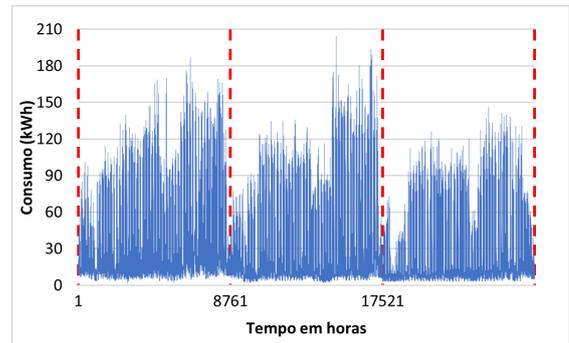
Os gráficos representados pelas Figuras [22](#) a [31](#) mostram os perfis de consumo de energia elétrica em kWh nos campi estudados, coletados nos arquivos de memória de massa, conforme a seguir.

Figura 22 – Consumo de energia do campus Bacabal



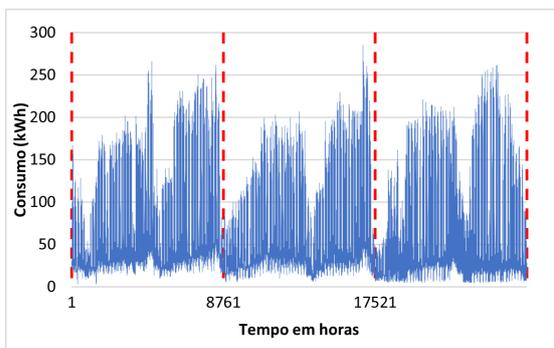
Fonte: autoria própria

Figura 23 – Consumo de energia do campus Buriticupu



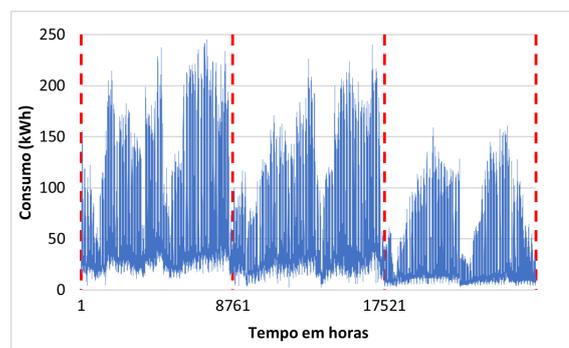
Fonte: autoria própria

Figura 24 – Consumo de energia do campus Caxias



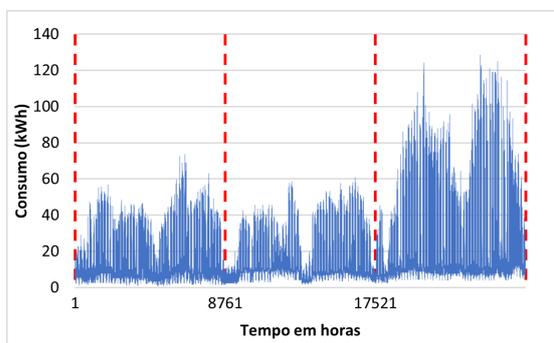
Fonte: autoria própria

Figura 25 – Consumo de energia do campus Codó



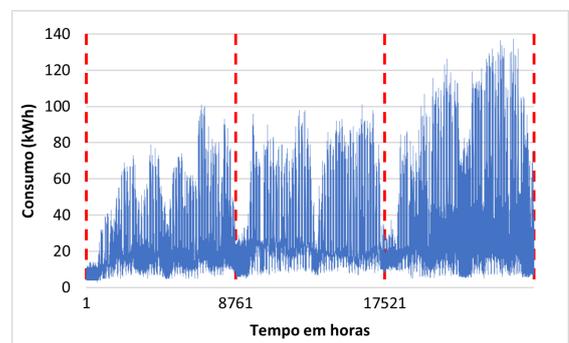
Fonte: autoria própria

Figura 26 – Consumo de energia do campus Coelho Neto



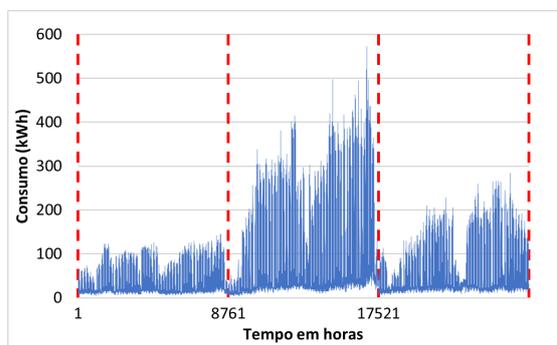
Fonte: autoria própria

Figura 27 – Consumo de energia do campus Mangabeiras



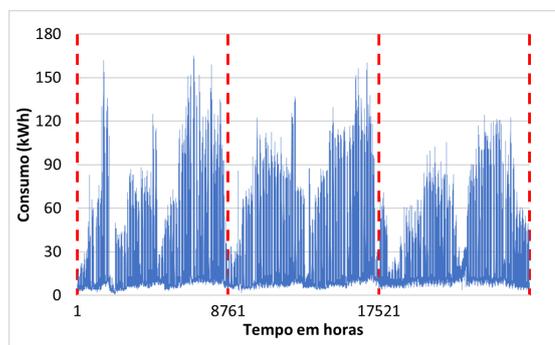
Fonte: autoria própria

Figura 28 – Consumo de energia do campus Maracanã



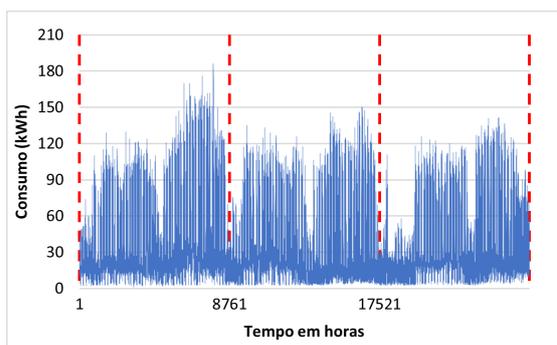
Fonte: autoria própria

Figura 29 – Consumo de energia do campus São João dos Patos



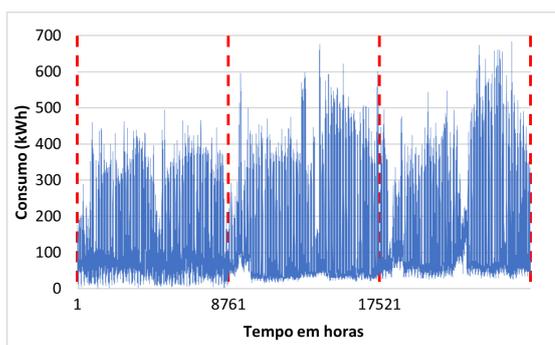
Fonte: autoria própria

Figura 30 – Consumo de energia do campus Timon



Fonte: autoria própria

Figura 31 – Consumo de energia da Reitoria



Fonte: autoria própria

Nos gráficos das Figuras 22 a 31, observou-se que cada unidade de consumo tem as suas sazonalidades, motivo pelo qual foi necessário encontrar os coeficientes de crescimento anual de cada campus, conforme exposto na Tabela 7.

Tabela 7 – Coeficiente de crescimento anual

campus	2018/2019	2019/2022	média por campus
Bacabal	1,0232	0,9916	1,0074
Buriticupu	0,8683	0,8091	0,8387
Caxias	0,9222	0,9206	0,9214
Codó	0,8759	0,5903	0,7331
Coelho Neto	0,9254	1,7939	1,3596
Mangabeiras	1,2937	1,1070	1,2004
Maracanã	2,5579	0,6000	1,5825
São João dos Patos	1,0911	0,9234	1,0072
Timon	0,8732	1,0195	0,9463
Reitoria	1,0040	1,1895	1,0967
Média Anual	1,1435	0,9952	1,0693

Fonte: autoria própria

O cálculo para encontrar os coeficientes de crescimento anual do consumo energético de cada unidade consumidora é dado pela [Equação 6.1](#),

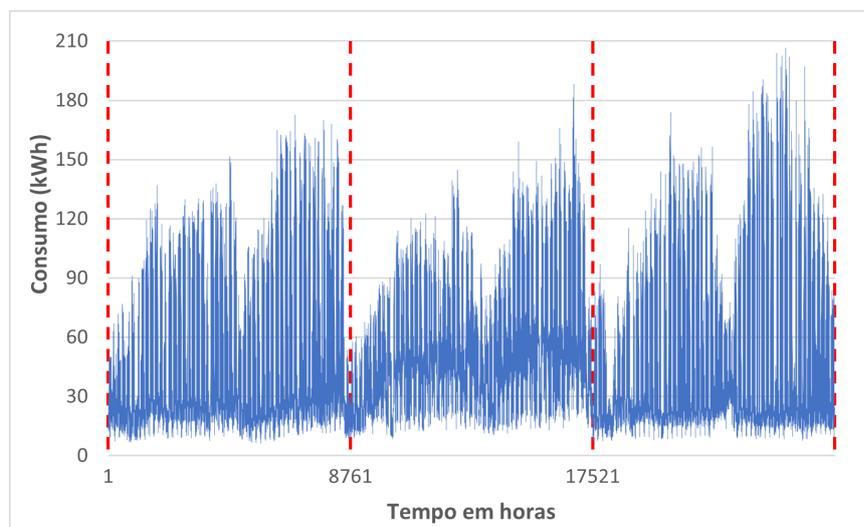
$$c_{ik}^{cres} = \frac{\sum_{j=1}^{8760} d_{ij(\tilde{k}+\tilde{p})}}{\sum_{j=1}^{8760} d_{ij\tilde{k}}}, \quad (6.1)$$

onde i é unidade consumidora, \tilde{k} é o ano base para o comparativo do crescimento anual e \tilde{p} é a diferença entre os anos comparados.

A [Tabela 7](#) aponta o grau de sazonalidade dos campi do IFMA através da variabilidade dos coeficientes de crescimento anual. Também foram calculados os coeficientes de crescimentos médios anuais, os coeficientes médios por campus e o coeficiente de crescimento geral (c^{ger}) do IFMA, como exposto na [Tabela 7](#).

Devido às demandas de consumo sazonais apontadas na [Tabela 7](#) e nos gráficos das Figuras [22](#) a [31](#), foi elaborado o gráfico referente à demanda de consumo energético médio de todas as unidades consumidoras envolvidas, representado pela [Figura 32](#) a seguir.

Figura 32 – Gráfico da demanda de consumo médio do IFMA

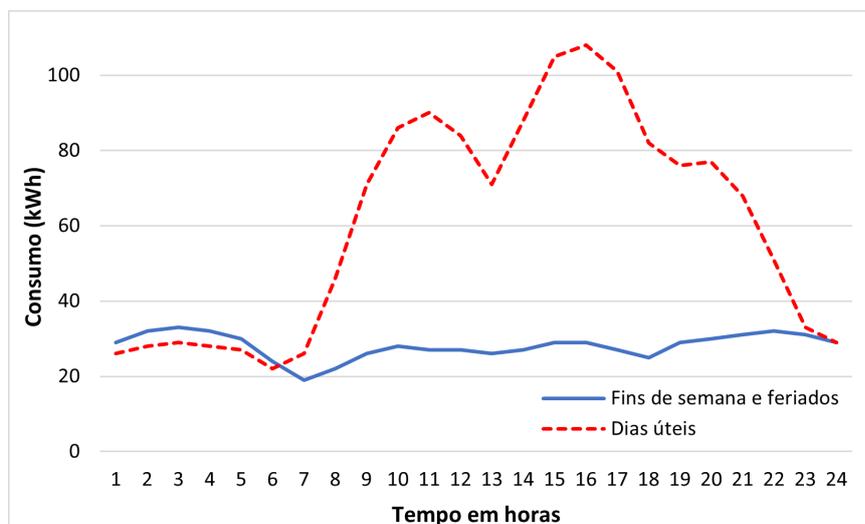


Fonte: autoria própria

A [Figura 32](#) foi gerada pela planilha de demanda de consumo anual. Tal planilha foi elaborada a partir das planilhas mensais de memória de massa dos campi do IFMA (IFMA, 2023). No geral, a [Figura 32](#) aponta uma boa representatividade, diminuindo as sazonalidades locais apresentadas por cada campus.

A partir dos dados da [Figura 32](#) foram calculados as médias diárias da demanda de consumo do IFMA referente aos dias úteis, como também dos fins de semana e feriados, de acordo com a [Figura 33](#).

Figura 33 – Curva de demanda média diária do IFMA



Fonte: autoria própria

A partir das faturas energéticas dos campi e da reitoria do IFMA adquiridas no site da (EQUATORIAL-MA, 2022) foram coletados os dados de consumo mensal (ponta e fora ponta) em kWh, a Demanda Ativa (DA) e a Demanda Contratada (DC) mensal em kW, referentes aos anos de 2018, 2019 e 2022. Também foi observado que todos os campi envolvidos são do subgrupo A4 com tarifa horo-sazonal verde.

Vale ressaltar que foram coletadas as DCs do mês de janeiro a dezembro de cada campus com suas alterações de demandas no decorrer de cada ano, porém a Tabela 8 contém apenas as DCs do mês de janeiro e do mês que houve alguma alteração na demanda de cada ano.

Tabela 8 – Demanda contratada do IFMA

campus	2018 (kW)	2019 (kW)	2022 (kW)
Bacabal	135	135	135
Buriticupu	155	155	155
Caxias	160	160	160/210(dez)
Codó	190	190	190
Coelho Neto	60	60	150
Mangabeiras	130	130	105
Maracanã	76	76	105/166(jun)
São Joao dos Patos	80	80	80/110(jan)
Timon	120	120	120
Reitoria	365/410(jul)	505/590(jul)	649/846(jul)/978(nov)
Total	1471/1516(dez)	1611/1696(dez)	1849/2319(dez)

Fonte: autoria própria

De acordo com a Tabela 8, a soma das demandas contratadas dos dez campi ultrapassam 500 kW, permitindo a entrada no MLE como um consumidor especial a partir

de janeiro de 2018 e como consumidor livre a partir de janeiro de 2022 em conformidade com a [Tabela 36](#), utilizando a modalidade comunhão de interesses de fato ou de direito.

A disponibilidade orçamentária de investimento do IFMA (M) na compra de energia no mercado livre foi estipulada conforme abordado no [Capítulo 4](#), encontrando os valores do M_{min} e M_{max} para cada λ . A soma de todos os valores pagos pelos dez campi do IFMA nos três anos estudados em relação à demanda ativa de energia é um candidato a ser o valor de M . A [Tabela 9](#) apresenta os valores pagos em reais.

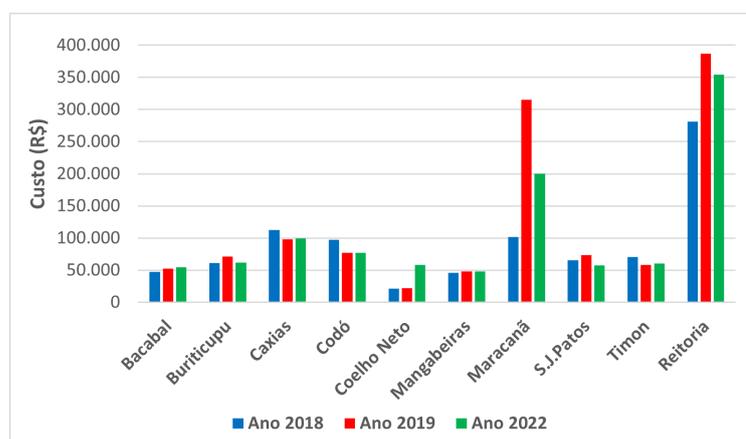
Tabela 9 – Valor da demanda ativa anual do IFMA

campus	2018 (R\$)	2019 (R\$)	2022 (R\$)
Bacabal	47.511,96	52.544,53	54.400,85
Buriticupu	60.757,06	71.364,55	61.512,16
Caxias	112.067,54	98.013,90	99.687,20
Codó	96.986,82	76.627,53	77.227,14
Coelho Neto	21.258,89	22.196,01	58.210,50
Mangabeiras	45.605,30	47.951,80	48.284,24
Maracanã	101.284,42	315.089,25	199.821,49
São João dos Patos	65.330,97	73.034,73	57.448,93
Timon	70.686,02	58.103,90	60.624,38
Reitoria	281.284,69	386.985,18	354.279,97
Total Parcial	902.773,67	1.201.911,38	1.071.496,86
Total Geral			R\$ 3.176.181,91

Fonte: autoria própria

A [Tabela 9](#) foi elaborada diante da coleta dos valores pagos em reais pela demanda ativa em kW de cada campus, expostas nas faturas de energia elétrica mensal fornecida pela ([EQUATORIAL-MA, 2022](#)), mostrando a disponibilidade orçamentária de investimento do IFMA de R\$ 3.176.181,91. A [Tabela 9](#) está sendo representada pela [Figura 34](#), conforme abaixo.

Figura 34 – Gráfico do valor da demanda ativa anual do IFMA

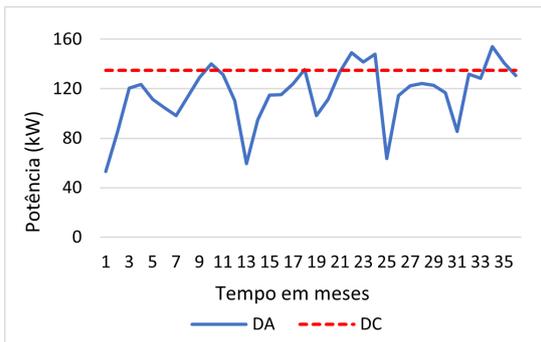


Fonte: autoria própria

A Figura 34 apresenta o comportamento das demandas ativas anuais dos campi em estudo. As oscilações nas demandas ativas de cada campus são decorrentes de suas particularidades e sazonalidades no consumo de energia, o que também podem acarretar alterações nas suas respectivas DCs.

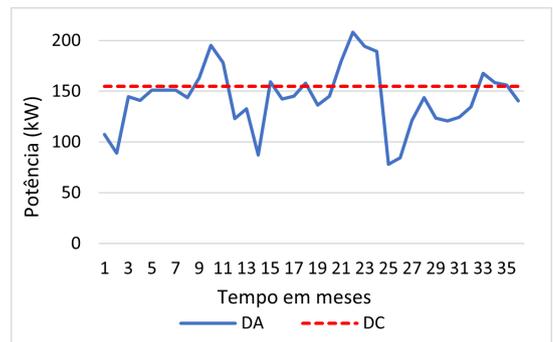
Os gráficos representados pelas Figuras 35 a 44 faz um comparativo entre a demanda ativa e a demanda contratada de cada campus nos anos de 2018, 2019 e 2022.

Figura 35 – **Campus Bacabal**
(DAxDC)



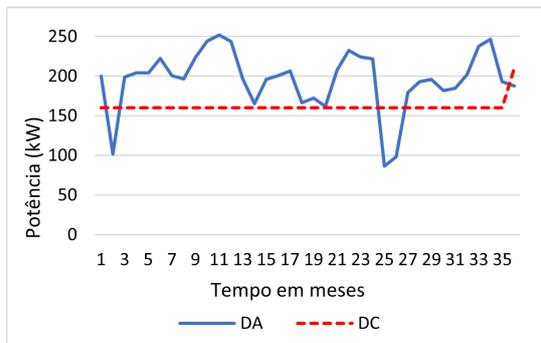
Fonte: autoria própria

Figura 36 – **Campus Buriticupu**
(DAxDC)



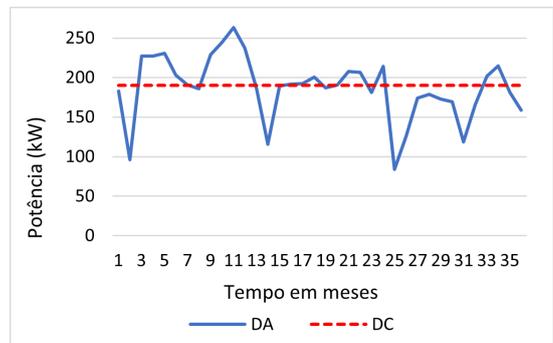
Fonte: autoria própria

Figura 37 – **Campus Caxias**
(DAxDC)



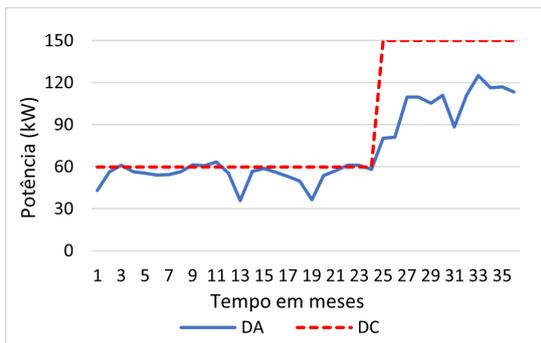
Fonte: autoria própria

Figura 38 – **Campus Codó**
(DAxDC)



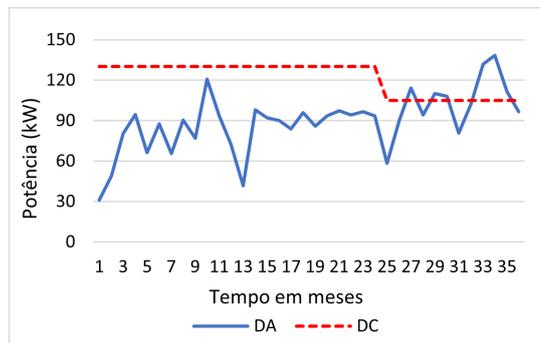
Fonte: autoria própria

Figura 39 – Campus Coelho Neto (DAxDC)



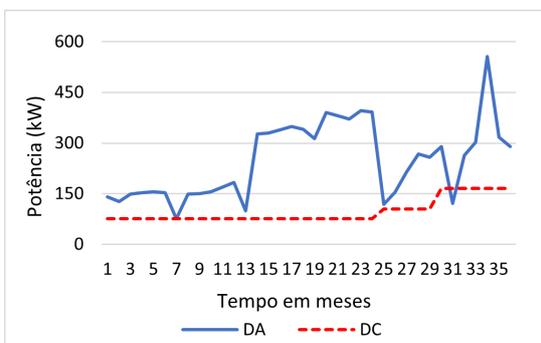
Fonte: autoria própria

Figura 40 – Campus Mangabeiras (DAxDC)



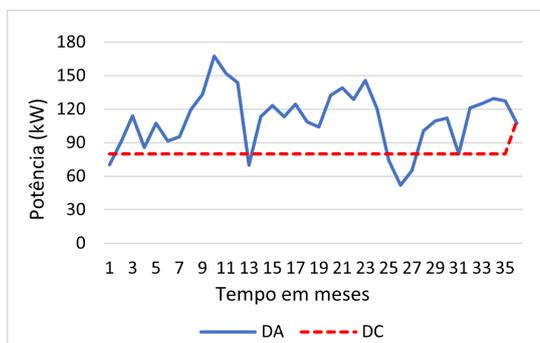
Fonte: autoria própria

Figura 41 – Campus Maracanã (DAxDC)



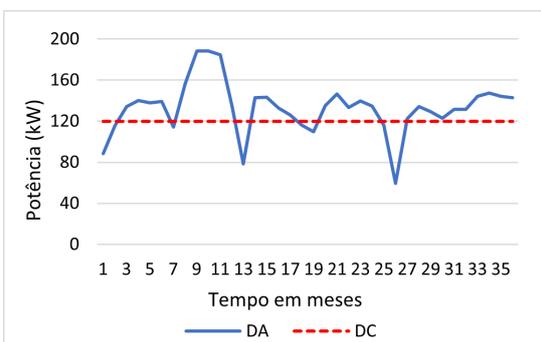
Fonte: autoria própria

Figura 42 – Campus São João dos Patos (DAxDC)



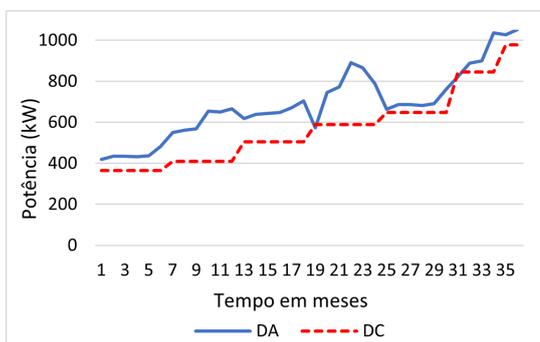
Fonte: autoria própria

Figura 43 – Campus Timon (DAxDC)



Fonte: autoria própria

Figura 44 – Reitoria (DAxDC)



Fonte: autoria própria

Em conformidade com os gráficos das Figuras 35 a 44 e com a Tabela 8 segue uma análise individual de cada campus em relação às demandas ativas e às demandas contratadas nos anos de 2018, 2019 e 2022.

O campus Bacabal teve um aumento no consumo de energia ao longo dos anos analisados, onde a Figura 35 aponta a DA crescendo e se aproximando da DC. Já o

campus Buriticupu realizou um controle de redução no consumo de energia ao longo dos anos estudados, podendo ser observado na [Figura 36](#) mostra um decrescimento na DA se aproximando da DC.

O campus Caxias fez um controle na redução de energia no ano de 2019 em relação ao ano de 2018. No ano de 2022 implantou a usina fotovoltaica, no entanto, continuou sendo penalizado pela demanda de ultrapassagem, o que acarretou a mudança na DC conforme [Tabela 8](#), reduzindo a distância entre DA e a DC.

O campus Codó realizou um controle na redução de energia no ano de 2019 em relação ao ano de 2018, o que surtiu efeito, deixando a DA e DC bem ajustada. No ano de 2022, com o funcionamento da usina fotovoltaica, a DA do campus Codó reduziu significativamente, deixando a DC acima da DA na maioria dos meses do ano, em concordância com a [Figura 38](#).

De acordo com a [Figura 39](#), o campus Coelho Neto nos anos de 2018 e 2019 teve um comportamento ajustado entre a demanda ativa e contratada. Vale ressaltar que o campus Coelho Neto nos anos de 2018 e 2019 não estava na sede própria e sim num espaço físico alugado, inferior ao atual. Em 2022, o referido campus já estava em sede própria e em pleno funcionamento de todas as instalações físicas, motivo pelo qual foi realizada uma alteração errônea na demanda contratada, causando um superdimensionamento, apresentando a DC superior a DA.

O Campus Mangabeiras nos anos de 2018 e 2019 estavam com um superdimensionamento de demanda contratada, ou seja, DC superior a DA. O referido campus realizou uma alteração de demanda em agosto de 2021, ficando o ano de 2022 com a DC e DA ajustada, conforme a [Figura 40](#).

Conforme a [Figura 41](#), o campus Maracanã está com um subdimensionamento de demanda contratada ao longo dos anos analisados, ou seja, DC inferior a DA, o que causou penalidade pela demanda de ultrapassagem. Em conformidade com a [Tabela 8](#), o campus realizou duas alterações de DC na tentativa de acompanhar a DA, a primeira em maio de 2020 e a segunda em junho de 2022, porém ambas as alterações muito longe da DC ideal.

O campus São João dos Patos também realizou um processo de redução de energia nos anos de 2018 a 2022, porém com pouco efeito, pois ainda continuou com um subdimensionamento na DC, o que ocasionou a alteração de demanda em dezembro de 2022, tornando a DC e a DA mais equilibrada, como podemos observar [Figura 42](#), reduzindo, assim, as multas por demanda de ultrapassagem.

De acordo com a [Figura 43](#), o campus Timon também realizou um controle na redução de energia no ano de 2019 em relação ao ano de 2018, o que acarretou uma redução nas multas por demanda de ultrapassagem, porém ainda continuou praticando um

subdimensionamento na demanda de energia. No ano de 2022 o campus Timon manteve o mesmo perfil de demanda do ano de 2019, o que ocasionou uma alteração na DC, assim equilibrando com a DA.

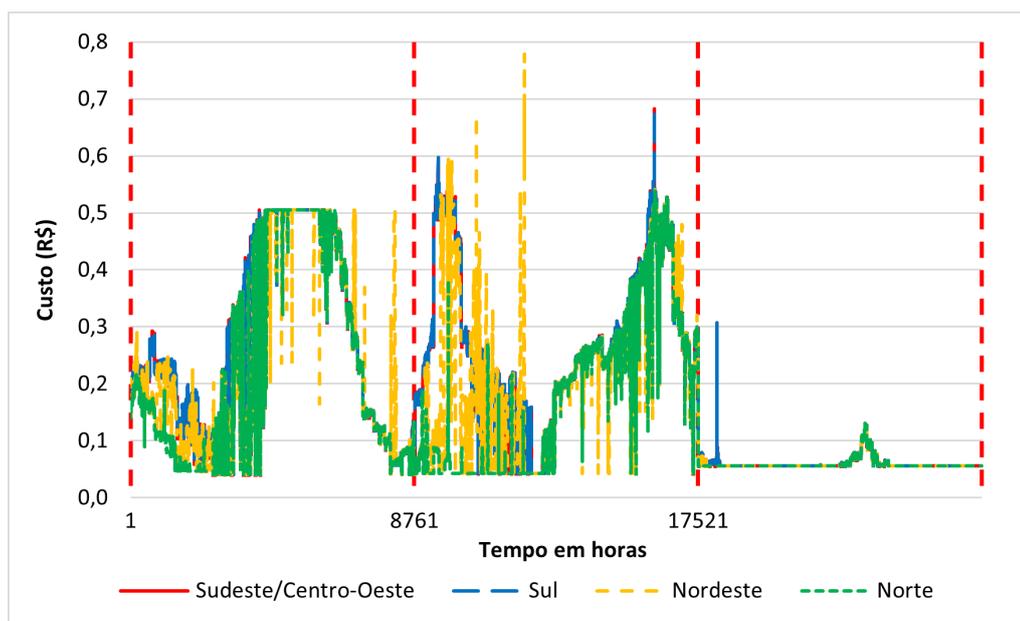
A Reitoria é um caso atípico dos demais campi pelo fato de ser uma agrupadora, a DA e a DC sofrem contantes variações ao longo do tempo, como mostra a [Figura 44](#). Assim, ambas as demandas mudam sempre que uma nova unidade de consumo é adicionada ou retirada da agrupadora.

Em conformidade com [Figura 44](#), a reitoria sofreu penalizações nos anos de 2018 e 2019 por ultrapassagem de demanda. No ano 2022 a reitoria conseguiu diminuir as multas por excesso de demanda, tornando as demandas ativas e contratadas mais próxima uma da outra. Outro ponto observado foi que a DA e a DC aumentaram ao longo dos anos analisados.

As tarifas de compra de energia das geradoras/comercializadoras (t^G) foram coletadas da base de dados da CCEE em R\$/MWh, depois transformadas em R\$/kWh, dados estes referentes aos quatro submercados existentes no Brasil, relativo aos anos de 2018, 2019 e 2022, totalizando 26280 horas, conforme a planilha de custos de compra anual de energia ([IFMA, 2023](#)).

A planilha de custos de compra anual de energia ([IFMA, 2023](#)) de cada submercado está sendo representada pelo gráfico da [Figura 45](#).

Figura 45 – Custo de compra de energia dos submercados



Fonte: autoria própria

A [Figura 45](#) mostra que nos anos de 2018 e 2019 houve variações nos custos, já em relação ao ano de 2022 os custos apresentaram um cenário comportado, comportamento

esse ainda devido o reflexo da pandemia do COVID-19.

Foi elaborada uma tabela de resíduos com o intuito de mostrar o tamanho da proximidade dos vetores dos custos da compra de energia de cada submercado através do cálculo na norma-2, conforme descrito abaixo.

Tabela 10 – Resíduos dos vetores dos custos da compra de energia

Submercado	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Sudeste/Centro-Oeste	0	1,01	12,59	16,93
Sul	1,01	0	12,65	17,04
Nordeste	12,59	12,65	0	12,48
Norte	16,63	17,04	12,48	0

Fonte: autoria própria

A Tabela 10 mostra que os custos da compra de energia dos submercados do Sudeste e Sul foram os que obtiveram mais proximidades e que os submercados do Sul e Norte foram os que apresentaram custos mais distantes ao longo dos anos analisados.

A planilha de custos de compra anual de energia (IFMA, 2023) está representada pela matriz C^c . A matriz C^c é não singular e apresenta um número de condição igual a 109,35. Já em relação a matriz $(C^c)(C^c)^t$ foram encontrados os seguintes autovalores: 0,5; 60,4; 170,9 e 5995,3.

Segundo a equação 4.16 o custo c^c é composto por duas tarifas: t^G e t^D . A tarifa t^G foi coletada junto à CCEE e exposta na planilha de custos de compra anual de energia (IFMA, 2023). Já a tarifa t^D foi coletada junto à distribuidora local com custos idênticos para cada UC, pois todos os campi estão conectados na rede de distribuição da Equatorial Maranhão.

Para as simulações com os dados dos campi do IFMA foi considerado que t^D possui o mesmo custo no ACR e no ACL. Dessa maneira, t^D não impacta na solução do problema, logo foi considerado $c^c = t^G$ para facilitar os cálculos nas simulações.

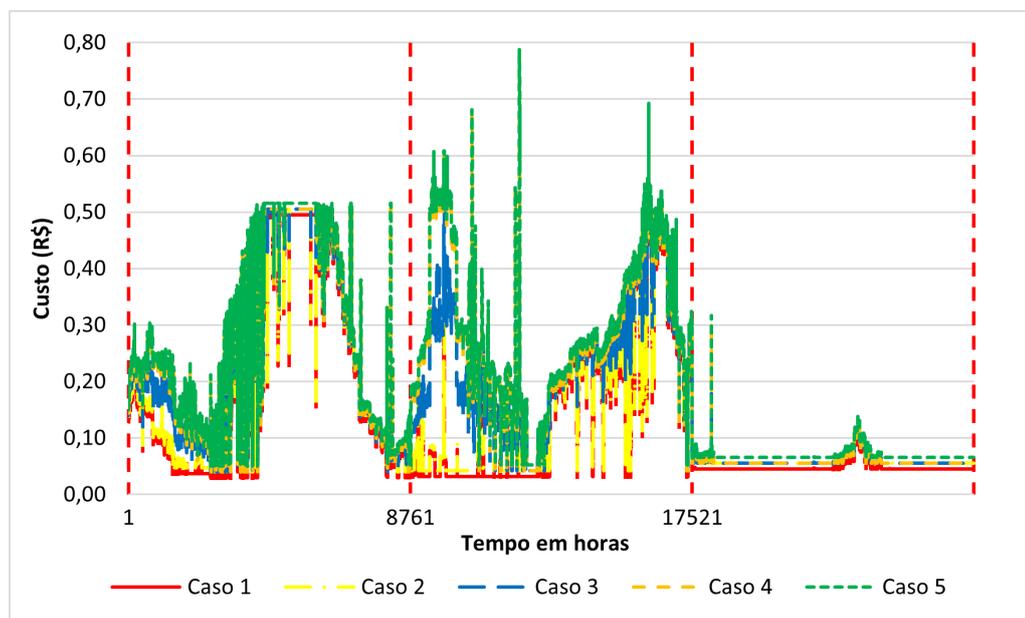
Já no que diz respeito aos custos de venda de energia c^v para o mercado, foram analisados todos os custos disponíveis para comprar energia nos submercados, em seguida foram criados cinco casos hipotéticos:

- caso 1: ($c^v < c^c$) Foi tomado um valor de um centavo de reais abaixo do menor custo de compra para ser o candidato ao custo de venda referente à hora coletada;
- caso 2: ($c^v \leq c^c$) Foi tomado o menor custo de compra para ser o candidato ao custo de venda relativo à hora coletada;
- caso 3: ($c^v = \bar{c}^c$) Foi tomada a média dos custos de compra para ser o candidato ao custo de venda referente à hora coletada;

- caso 4: ($c^v \geq c^c$) Foi tomado o maior custo de compra para ser o candidato ao custo de venda referente à hora coletada;
- caso 5: ($c^v > c^c$) Foi tomado um centavo de reais acima do maior custo de compra para ser o candidato ao custo de venda referente à hora coletada;

A planilha de custos de venda anual de energia (IFMA, 2023) dos casos acima está sendo representada pelo gráfico da Figura 46, conforme abaixo.

Figura 46 – Custo de venda de energia



Fonte: autoria própria

Em conformidade com a planilha dos custos de venda anual de energia (IFMA, 2023) e com o gráfico da Figura 46, todos os custos foram estipulados em R\$/kWh dentro da realidade de preços praticados no MLE. Em relação aos casos 1 e 5, a escolha da variação de um centavo de reais foi dado pelas observações das variações dos custos de compra entre os submercados.

Vale enfatizar que todos os dados coletados em reais são dados líquidos, ou seja, não foram considerados os impostos tais como PIS, COFINS, ICMS, dentre outros.

Outro fato importante sobre os custos de venda é que a matriz C^v que contém os custos de venda de cada caso é não singular, todavia mal condicionada, pois apresenta um número de condição igual a $165797,60$. Já em relação a matriz $(C^v)(C^v)^t$ foram encontrados os seguintes autovalores: 2 , 66.10^{-7} ; $0,94$; $4,08$; $290,57$ e $7323,96$.

6.3 Análises dos testes computacionais

Para todos os testes computacionais realizados com os dados do passado foram considerados iguais parâmetros de entrada: $m = 10$, $n = 4$, $t = 26280$, $\alpha = 0$, $\beta = 0,30$, $\theta = 0$, δ , η^{Bess} , η^{SFH} , D , P . As análises foram divididas em cinco casos: $c^v < c^e$, $c^v \leq c^e$, $c^v = \bar{c}^e$, $c^v \geq c^e$ e $c^v > c^e$.

Inicialmente foram feitos os testes computacionais utilizando o M_{min} para os cinco casos, e foram encontrados os valores da compra de energia, da venda de energia, da quantidade de iterações e do tempo de execução, conforme a tabela abaixo.

Tabela 11 – Disponibilidade orçamentária mínima

λ	M_{min} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.504.800,66	2.504.800,66	0	92	63,35
0,30	2.440.513,37	2.440.513,37	0	60	59,61
0,40	2.341.819,79	2.341.819,79	0	54	53,45
0,50	2.255.351,42	2.255.351,42	0	57	58,23
0,60	2.193.940,51	2.193.940,51	0	59	54,28
0,70	2.146.651,29	2.146.651,29	0	57	75,71
0,80	2.109.977,07	2.109.977,07	0	66	57,22
0,90	2.080.789,97	2.080.789,97	0	59	56,17
1	2.060.650,90	2.060.650,90	0	83	58,53
$+\infty$	2.060.650,90	2.060.650,90	0	-	-

Fonte: autoria própria

Na [Tabela 11](#), observou-se que os valores encontrados para a compra de energia são os mesmos valores do M_{min} e não houve venda de energia. Também notou-se que a média do número de iterações é 66 e o tempo médio de execução do MSEL para cada λ é 59,62 segundos.

A curva que representa a disponibilidade orçamentária mínima é a mesma para a compra de energia, ambas em função do λ , a qual é representada por uma exponencial decrescente, alcançando a estabilidade a partir do $\lambda \geq 1$, conforme a [Figura 128](#).

Em seguida, foram realizados os testes computacionais utilizando os mesmos (M_{max})s para os cinco casos estudados, analisando os mesmos parâmetros da [Tabela 11](#). As Tabelas de [12](#) a [16](#) mostram o crescimento do M_{max} de forma linear à medida que o λ aumenta, conforme a seguir.

Tabela 12 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 1 ($c^v < c^c$)

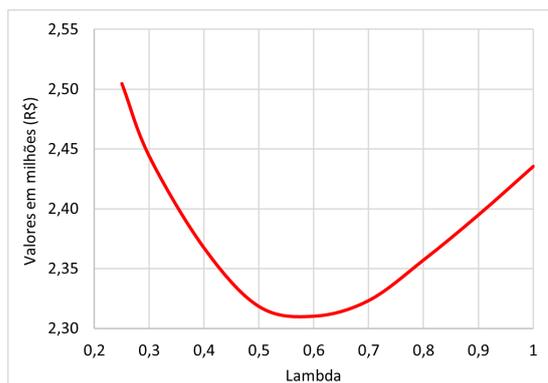
λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.541.186,21	2.504.813,54	12,88	41	34,88
0,30	3.049.423,45	2.443.900,59	3.538,25	65	44,42
0,40	4.065.897,94	2.367.033,81	27.637,31	73	55,67
0,50	5.082.372,41	2.318.117,66	69.715,12	70	50,06
0,60	6.098.846,90	2.310.003,09	130.815,73	54	52,04
0,70	7.115.321,39	2.323.167,42	203.445,50	63	44,85
0,80	8.131.795,87	2.357.127,72	290.258,63	68	49,38
0,90	9.148.270,35	2.394.912,70	378.422,06	60	55,36
1	10.164.744,84	2.435.528,91	463.286,45	68	54,34
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

Fonte: autoria própria

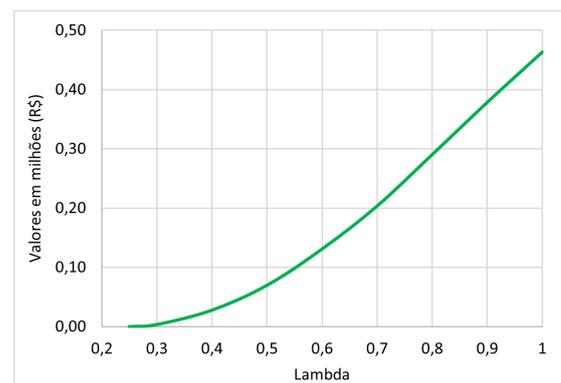
A compra e a venda máxima de energia apresentadas na Tabela 12, foram expostas, respectivamente, nos gráficos da Figura 47 e Figura 48 a seguir.

Figura 47 – Compra de energia: caso 1

Figura 48 – Venda de energia: caso 1



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

A Figura 47 mostra que compra de energia tem o comportamento parabólico com concavidade voltada para cima, enquanto a venda de energia possui a forma exponencial crescente, como na Figura 48. A Tabela 12 mostra que o número médio de iterações é 63 e tempo médio de 49 segundos na execução do MSEL para cada λ .

Tabela 13 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 2 ($c^v \leq c^c$)

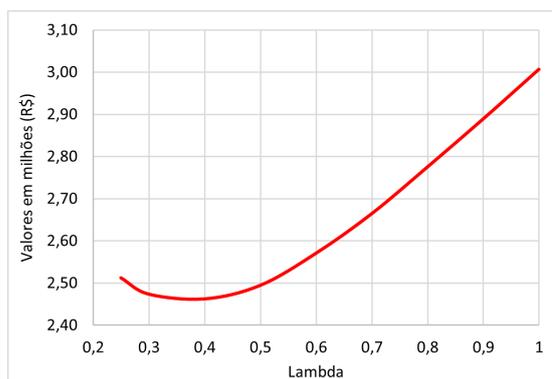
λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.541.186,21	2.512.262,27	7.686,30	37	35,78
0,3	3.049.423,45	2.473.606,89	34.172,53	65	53,64
0,4	4.065.897,94	2.462.346,45	126.203,92	57	53,19
0,5	5.082.372,41	2.494.463,73	252.327,17	52	54,86
0,6	6.098.846,90	2.570.567,09	401.314,19	56	57,28
0,7	7.115.321,39	2.664.307,89	558.518,90	59	52,20
0,8	8.131.795,87	2.775.050,62	726.421,12	66	53,51
0,9	9.148.270,35	2.888.941,78	895.062,01	61	51,55
1	10.164.744,84	3.006.464,30	1.061.099,82	70	52,55
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

Fonte: autoria própria

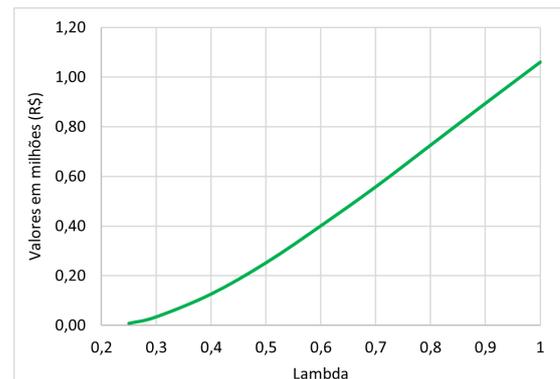
A compra e a venda máxima de energia apresentadas na Tabela 13, foram expostas, respectivamente, nos gráficos da Figura 49 e Figura 50 a seguir.

Figura 49 – Compra de energia: caso 2

Figura 50 – Venda de energia: caso 2



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

A Figura 49 mostra que a compra de energia tem o início da curva sendo uma parábola seguido de uma linear, enquanto a Figura 50 mostra que a venda de energia máxima é uma curva suave e crescente, muito próxima de uma linear. Pela Tabela 13 vemos que o número médio de iterações é 59 e o tempo médio é de 51,62 segundos para a execução do MSEL para cada λ .

Tabela 14 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 3 ($c^v = \bar{c}^c$)

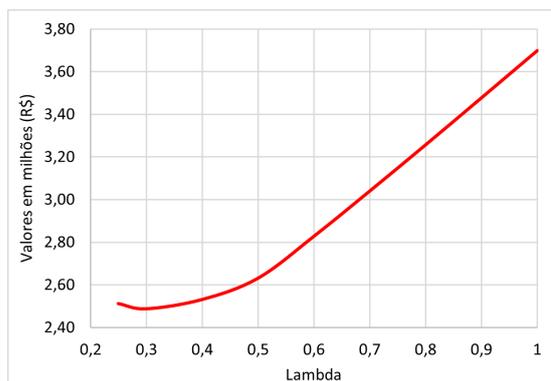
λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.541.186,21	2.512.949,93	8.878,69	44	45,77
0,3	3.049.423,45	2.488.682,93	52.808,93	56	63,47
0,4	4.065.897,94	2.532.096,14	210.631,49	60	82,68
0,5	5.082.372,41	2.631.894,76	417.808,73	49	82,92
0,6	6.098.846,90	2.828.615,24	707.093,62	44	64,20
0,7	7.115.321,39	3.040.931,54	1.009.836,53	43	81,70
0,8	8.131.795,87	3.257.695,93	1.315.399,65	41	66,22
0,9	9.148.270,35	3.478.400,87	1.623.947,61	41	58,12
1	10.164.744,84	3.700.012,19	1.932.175,63	39	50,39
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

Fonte: autoria própria

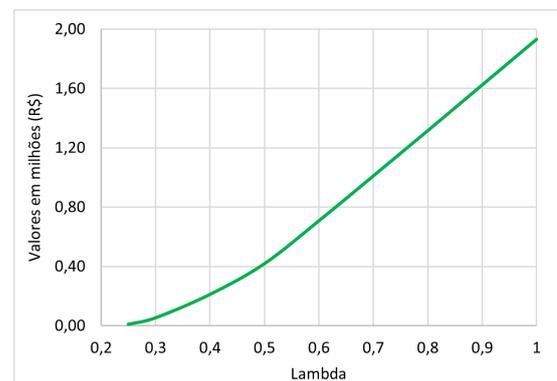
A compra e a venda máxima de energia presentes na Tabela 14, foram expostas, respectivamente, nos gráficos da Figura 51 e Figura 52 a seguir.

Figura 51 – Compra de energia: caso 3

Figura 52 – Venda de energia: caso 3



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

O caso 3 possui curvas de compra e venda de energia com os padrões do caso 2. Pela Tabela 14 temos que o número médio de iterações é 46 e o tempo médio é de 66,16 segundos para a execução do MSEL para cada λ .

Tabela 15 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 4 ($c^v \geq c^c$)

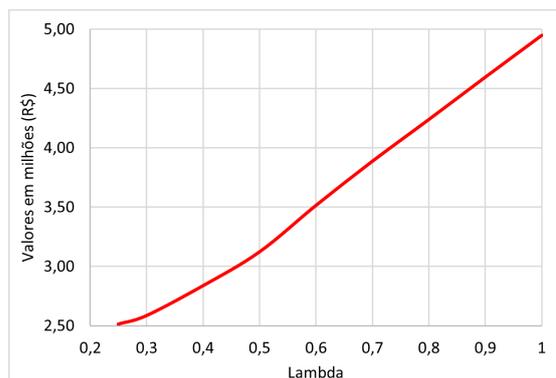
λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.541.186,21	2.513.580,38	10.488,15	32	37,11
0,3	3.049.423,45	2.585.554,72	183.462,78	50	47,53
0,4	4.065.897,94	2.837.420,39	637.329,07	46	38,60
0,5	5.082.372,41	3.122.505,12	1.124.414,40	42	40,65
0,6	6.098.846,90	3.514.735,07	1.716.556,14	38	38,42
0,7	7.115.321,39	3.887.330,60	2.284.145,41	41	38,59
0,8	8.131.795,87	4.239.449,05	2.822.036,55	40	45,20
0,9	9.148.270,35	4.596.830,90	3.357.388,14	39	44,30
1	10.164.744,84	4.949.107,39	3.882.761,40	40	46,26
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

Fonte: autoria própria

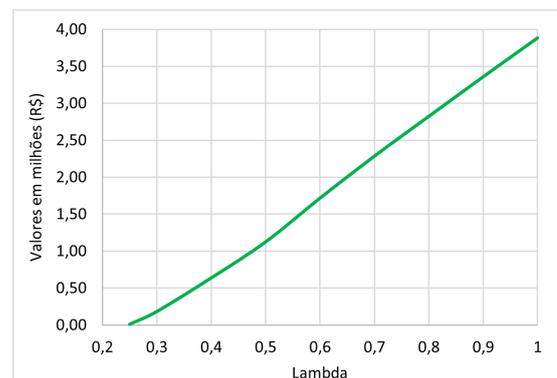
A compra e a venda máxima de energia apresentadas na Tabela 15, estão representadas, respectivamente, nos gráficos da Figura 53 e Figura 54 abaixo.

Figura 53 – Compra de energia: caso 4

Figura 54 – Venda de energia: caso 4



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

A Figura 53 e a Figura 54 mostram que a compra de energia e a venda de energia possuem o comportamento quase linear crescente. Pela Tabela 15 o número médio de iterações foi 41 e o tempo médio foi de 41,85 segundos para a execução do MSEL para cada λ .

Tabela 16 – Disponibilidade orçamentária máxima: caso 5 ($c^v > c^c$)

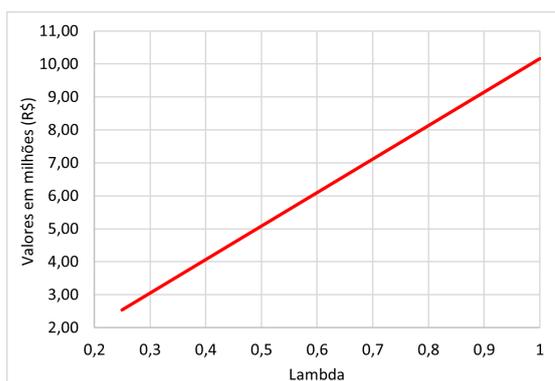
λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.541.186,21	2.541.186,21	44.045,78	32	31,29
0,30	3.049.423,45	3.049.423,45	677.986,65	47	36,34
0,40	4.065.897,94	4.065.897,94	1.945.868,36	44	36,37
0,50	5.082.372,41	5.082.372,41	3.213.750,16	42	37,92
0,60	6.098.846,90	6.098.846,90	4.479.653,26	37	47,40
0,70	7.115.321,39	7.115.321,39	5.741.923,97	40	39,60
0,80	8.131.795,87	8.131.795,87	6.995.662,07	41	40,69
0,90	9.148.270,35	9.148.270,35	8.241.568,71	39	43,20
1	10.164.744,84	10.164.744,84	9.482.864,00	43	49,26
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

Fonte: autoria própria

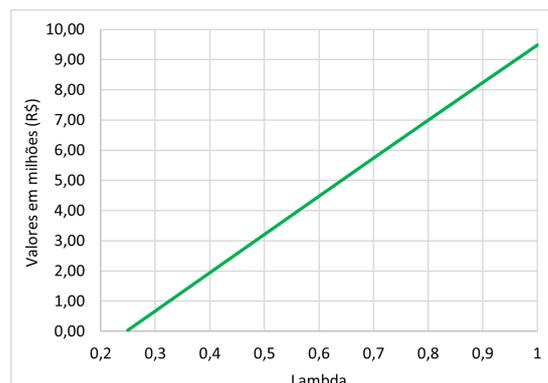
A compra e a venda máxima de energia da Tabela 16, estão apresentadas, respectivamente, nos gráficos da Figura 55 e Figura 56 a seguir.

Figura 55 – Compra de energia: caso 5

Figura 56 – Venda de energia: caso 5



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

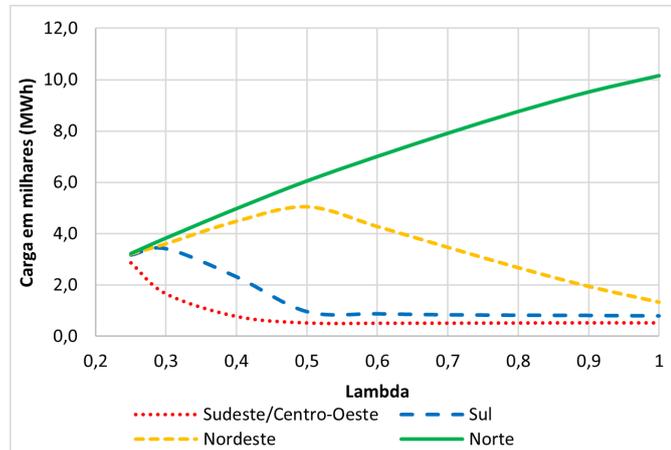
As Figuras 55 e 56 mostram que tanto a compra quanto a venda de energia apresentam gráficos lineares crescentes. Na Tabela 16 o número médio de iterações foi 41 e tempo médio de 40,23 segundos para a execução do MSEL para cada λ .

Nos gráficos representados pelas Figuras 48, 50, 52, 54 e 56, demonstram que à medida que o λ cresce, a venda de energia também cresce. Este fato é motivado pelo crescimento dos custos de venda em relação aos custos de compra, devido aos cinco casos estabelecidos neste trabalho.

Os resultados das simulações realizados nos casos de 1 a 5 referentes à disponibilidade orçamentária mínima são os mesmos, e foram expostos na Tabela 11, onde foram encontrados os mesmos contratos variados com todos os quatro submercados de energia do Brasil.

O gráfico da [Figura 57](#) representa a quantidade de carga mínima comprada, o tipo e a evolução dos contratos ao longo do λ em cada submercado proveniente da [Tabela 11](#).

Figura 57 – Contratos variados mínimo

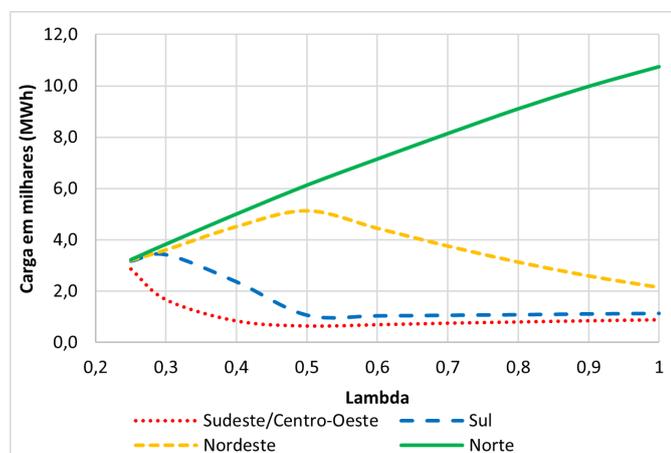


Fonte: autoria própria

A [Figura 57](#) aponta quatro contratos no MLP de montantes variados. Os contratos nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste têm comportamento parecido, embora menos atrativo. Já os contratos no Norte e Nordeste têm suas semelhanças até o $\lambda = 0,5$, acima deste valor, o submercado do Norte se torna mais vantajoso. Vale afirmar que os contratos variados mínimos para $\lambda > 1$ permanecem igual ao contrato para $\lambda = 1$ de todos os casos estudados.

As Figuras [58](#) a [62](#) representam as respectivas cargas compradas em MWh de cada submercado referentes à disponibilidade orçamentária máxima do caso 1 ao caso 5.

Figura 58 – Contratos variados máximo: caso 1 ($c^v < c^c$)

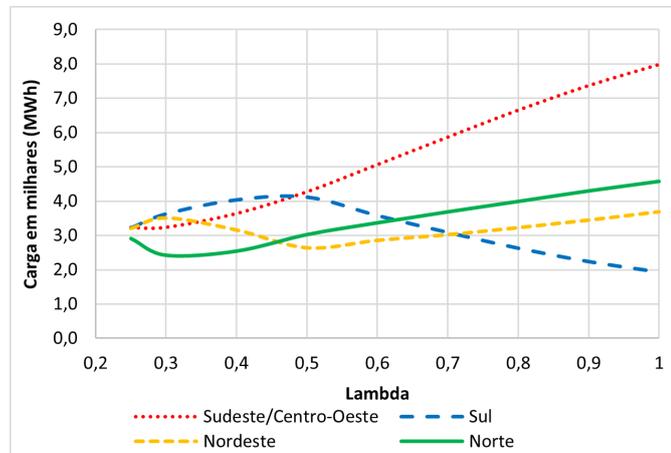


Fonte: autoria própria

A [Figura 58](#) tem as mesmas análises da [Figura 57](#), porém com uma maior

quantidade de carga comprada.

Figura 59 – Contratos variados máximo: caso 2 ($c^v \leq c^c$)

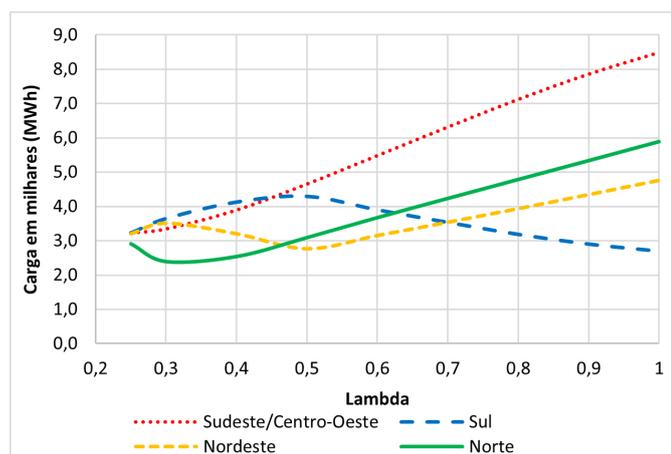


Fonte: autoria própria

A Figura 59 mostra que o contrato no submercado Sul é viável do λ_{min} até a proximidade do $\lambda = 0,5$, caso contrário o submercado Sudeste/Centro-Oeste é a melhor opção. A partir dessa proximidade os submercados tomam sentidos opostos, a quantidade de cargas do Sudeste/Centro-Oeste cresce e do Sul diminui.

Os contratos nos submercados do Norte e Nordeste têm suas semelhanças para $\lambda \geq 0,5$. Os piores contratos ao longo do crescimento do λ são os submercados do Norte, Nordeste e Sul, nesta ordem.

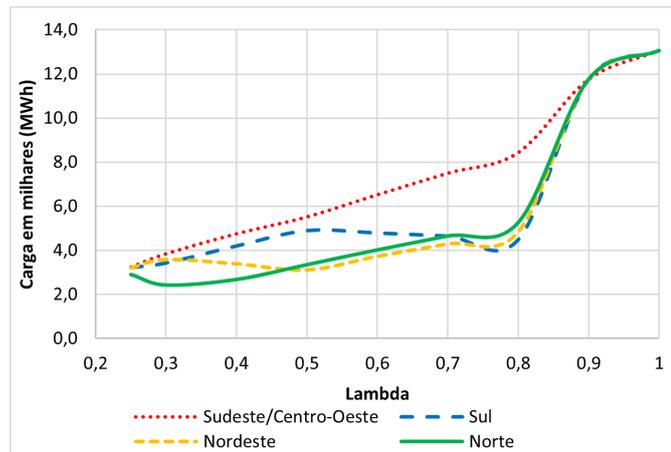
Figura 60 – Contratos variados máximo: caso 3 ($c^v = \bar{c}^c$)



Fonte: autoria própria

A Figura 60 tem as mesmas análises da Figura 59, porém com uma maior quantidade de carga comprada.

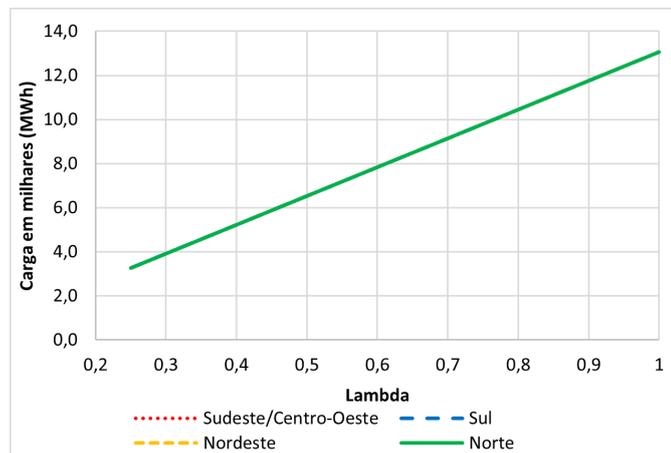
Figura 61 – Contratos variados máximo: caso 4 ($c^v \geq c^c$)



Fonte: autoria própria

A Figura 61 aponta o melhor contrato no submercado Sudeste/Centro-Oeste para todo $\lambda_{min} \leq \lambda < 0,9$ e no submercado Norte para todo $0,9 \leq \lambda \leq 1$. Quanto aos contratos nos submercados do Norte e Nordeste, observa-se semelhanças para $\lambda \geq 0,5$. O contrato do submercado Sul se assemelha ao Norte e Nordeste para $\lambda \geq 0,7$. Para $\lambda > 1$ todos os contratos ficam iguais, crescentes, com as mesmas quantidades de cargas compradas de cada submercado.

Figura 62 – Contratos uniformes: caso 5 ($c^v > c^c$)



Fonte: autoria própria

A Figura 61 demonstra que todos os contratos são iguais, crescentes, com as mesmas quantidades de cargas compradas de cada submercado para todo $\lambda \geq \lambda_{min} = 0,25$.

De acordo com a Tabela 9 o valor gasto com as demandas contratadas e ativas dos dez campi analisados foi de R\$ 3.176.181,91, valor este, candidato a ser o M . Pela Tabela 11 o valor sugerido é superior a todos os (M_{min})s, neste caso, tomou-se o menor M_{min} , que corresponde ao $\lambda \geq 1$.

Usando as Tabelas de 12 a 16, tomou-se $M_{max} = \text{R\$ } 3.176.181,91$ e usando a Equação 4.13 encontrou-se $\lambda = 0,3126$ correspondente. A tabela abaixo mostra um comparativo entre o valor sugerido pelo modelo em cada caso e o modelo atual praticado pelo IFMA.

Tabela 17 – Valor com DC X Valor previsto pelo MSEL

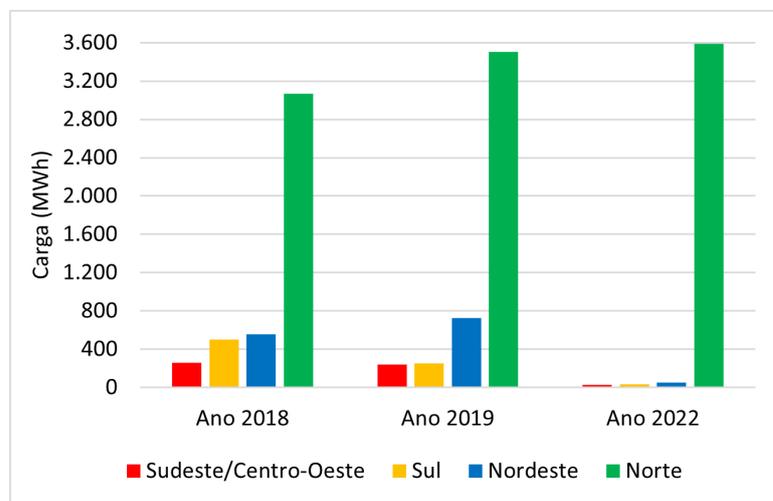
Análise	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Carga (MWh)	Economia (%)
Tabela 11	2.060.650,90	0	12.813,88	35,12 %
Tabela 12	2.433.009,82	6.258,97	12.550,02	23,60 %
Tabela 13	2.650.880,23	225.311,39	14.016,42	23,63 %
Tabela 14	2.687.181,42	266.446,23	14.194,25	23,78 %
Tabela 15	2.892.277,78	515.637,91	14.938,90	25,17 %
Tabela 16	3.176.181,91	836.403,39	16.328,70	26,33 %

Fonte: autoria própria

A Tabela 17 aponta que à medida que o custo de venda de energia (c^v) aumenta, a compra e a venda de energia também aumentam, da mesma forma que a taxa de economia que compara o modelo atual com o modelo proposto também cresce. Vale frisar que o modelo atual está vinculado ao ACR com demanda contratada e o modelo proposto é a migração do IFMA para o ACL, tornando-o um consumidor livre.

De acordo com os testes computacionais aplicados nas Tabelas de 11 a 16, a Tabela 11 seria mais vantajoso pelo fato de necessitar de um volume de recurso inferior ao das demais tabelas. Não precisaria vender energia no mercado, assim diminuindo a complexidade das operações financeiras.

O gráfico abaixo mostra o comportamento anual do contrato exposto na primeira linha da Tabela 17

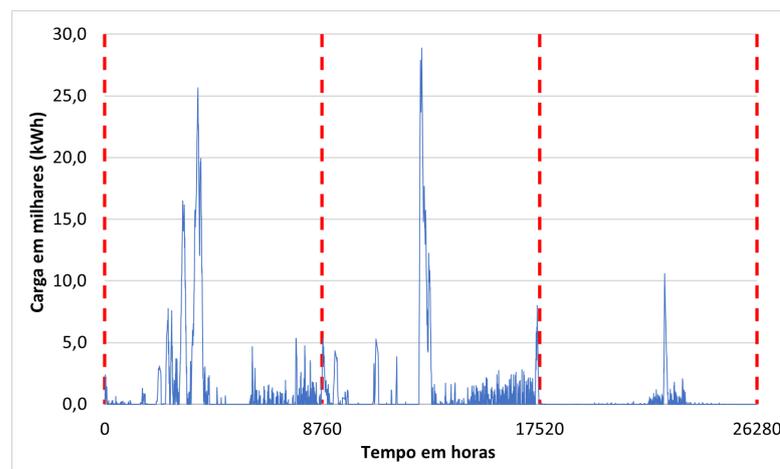
Figura 63 – Contrato passado: Tabela 11, $\lambda \geq 1$ 

Fonte: autoria própria

A Figura 63 corrobora com as análises realizadas na Figura 57, confirmando a preferência na compra do bloco de energia oriundo do submercado do Norte e um decréscimo na compra dos blocos de energia provenientes dos submercados do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste. Ressalta-se que seriam necessários quatro contratos variados.

Em relação aos BESSs propostos em cada usina dos campi do IFMA, as simulações realizadas na Tabela 11 mostraram um comportamento semelhante nas operações de carga e descarga ao longo do tempo em estudo. O gráfico abaixo mostra o comportamento médio dos BESSs das quatro usinas dos campi do IFMA do caso em questão.

Figura 64 – BESS médio: caso do M_{min}

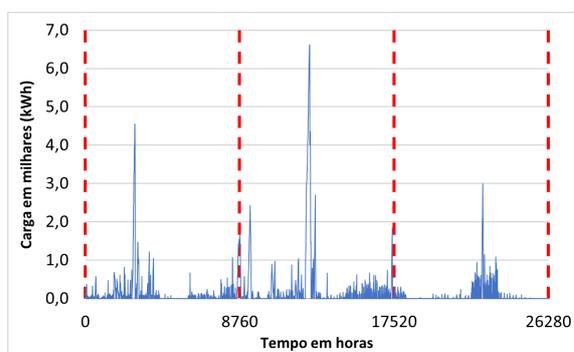


Fonte: autoria própria

O gráfico exposto na Figura 64 representa o BESS de todas as simulações realizadas na Tabela 11.

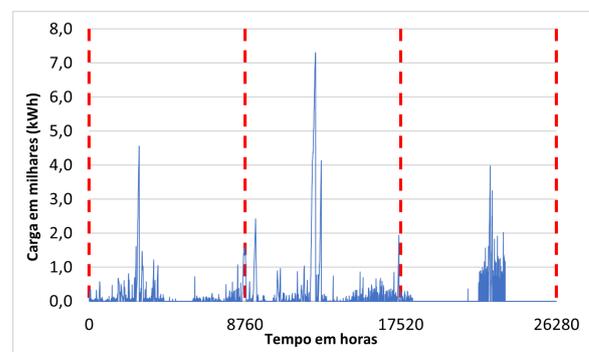
Conforme a Tabela 17 o comportamento médio do BESS das quatro usinas do IFMA é dado pelas figuras a seguir.

Figura 65 – BESS: caso 1



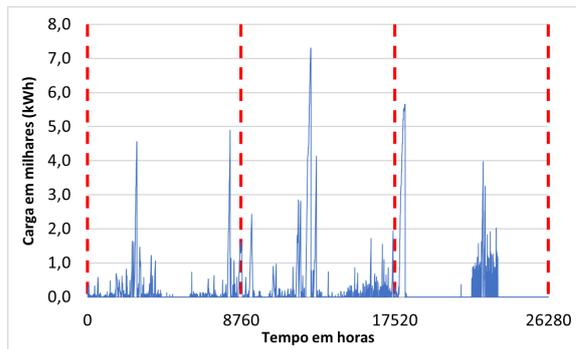
Fonte: autoria própria

Figura 66 – BESS: caso 2



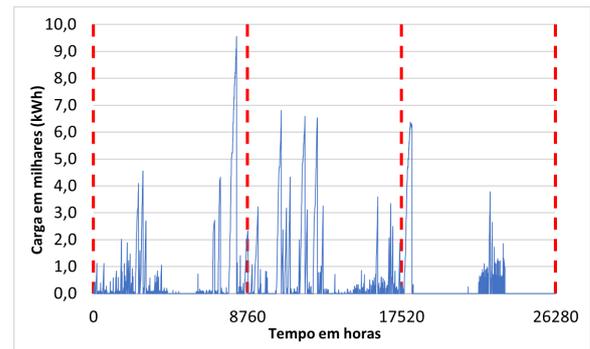
Fonte: autoria própria

Figura 67 – BESS: caso 3



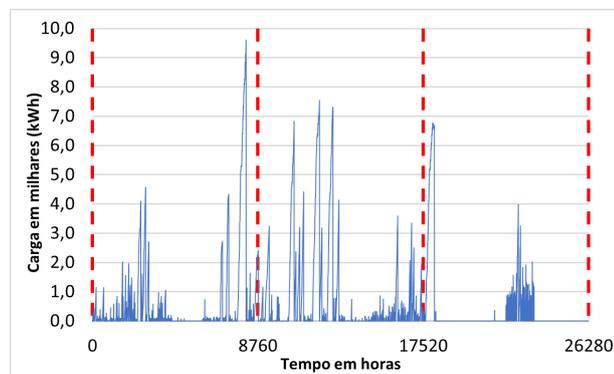
Fonte: autoria própria

Figura 68 – BESS: caso 4



Fonte: autoria própria

Figura 69 – BESS: caso 5

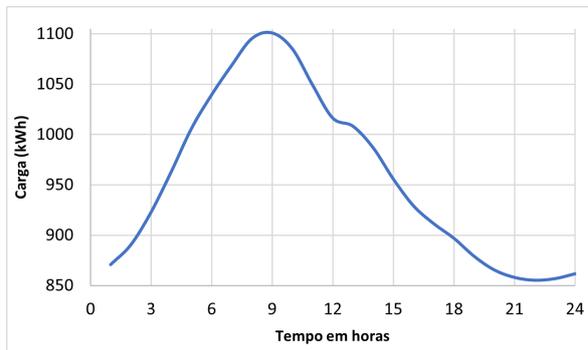


Fonte: autoria própria

Observou-se que da [Figura 65](#) a [Figura 69](#) as cargas do BESS médio do IFMA crescem à medida que os custos de venda também crescem. Outra análise interessante, é que o BESS possui um maior acumulado de cargas quando o consumo energético da UC é menor. Em todas as simulações o BESS iniciou e finalizou sem cargas ao longo das 26280 horas analisadas.

Também foi realizada a análise do comportamento diário do BESS das [Figuras 64](#) a [69](#) utilizando as médias horárias dos 1095 dias em estudo, conforme os gráficos seguintes.

Figura 70 – Carga média diária do BESS: caso M_{min}



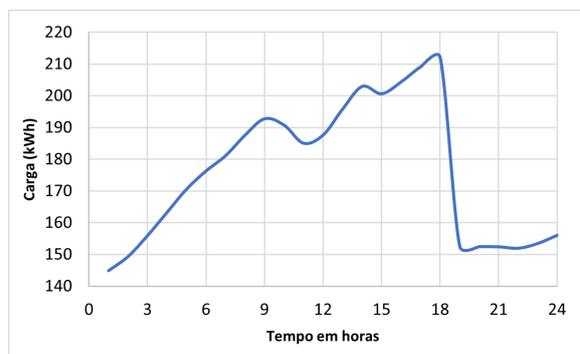
Fonte: autoria própria

Figura 71 – Carga média diária do BESS: caso 1



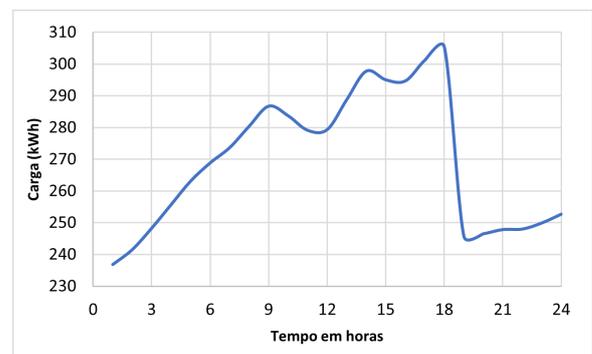
Fonte: autoria própria

Figura 72 – Carga média diária do BESS: caso 2



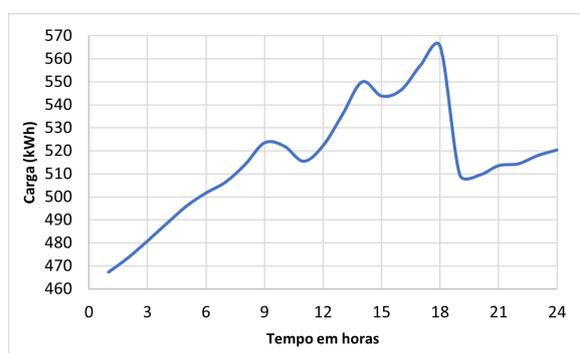
Fonte: autoria própria

Figura 73 – Carga média diária do BESS: caso 3



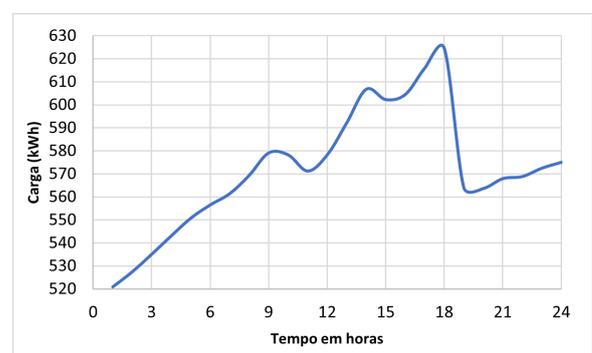
Fonte: autoria própria

Figura 74 – Carga média diária do BESS: caso 4



Fonte: autoria própria

Figura 75 – Carga média diária do BESS: caso 5



Fonte: autoria própria

A Figura 70 mostra que quando se utiliza o M_{min} o BESS médio das usinas do IFMA carrega das primeiras horas do dia até as 9h, das 14h às 22h efetua descarga e começa a carregar o BESS novamente das 22h até o final do dia. Esta análise é válida para todo $\lambda \geq 1$.

A Figura 71 mostra que o BESS médio das usinas do IFMA carrega das primeiras horas do dia até as 9h, das 9h às 14h oscila entre carga e descarga, das 14h às 22h efetua descarga e começa a carregar o BESS novamente das 22h até o final do dia.

Nas Figuras 72 a 75 as análises são as mesmas, ao longo do dia o BESS acumula cargas com pequenos momentos de descargas, das 18h às 19h efetua uma descarga acentuada e voltando a carregar o banco até o final do dia.

Observou-se que nas Figuras 70 a 75 o pico de cargas elétricas altera, saindo das 9h e chegando às 18h, fato este ocasionado pelo aumento dos custos de venda de energia. As análises dos gráficos das Figuras 70 a 75 foram realizadas para $\lambda = 0,3126$, caso tome qualquer outro $\lambda \geq \lambda_{min}$ a estrutura se mantém, entretanto em escalas diferentes.

7 Previsão de dados

Neste capítulo tratamos da previsão de dados dos dez campi (Bacabal, Buriticupu, Caxias, Codó, Coelho Neto, Mangabeiras, Maracanã, São João dos Patos, Timon, Reitoria) do Instituto Federal do Maranhão, assim como da análise dos resultados dos experimentos computacionais realizados pelo MSEL nos dados produzidos.

Os dados estimados, especificamente para os anos de 2023, 2024 e 2025, foram produzidos com base nos dados do passado, conforme apresentados no [Capítulo 6](#). As seções a seguir abordam como foram produzidos os dados e as análises obtidas nas soluções encontradas para as tomadas de decisões em relação à compra de blocos energéticos no mercado livre de energia.

7.1 Dados previstos de entrada do MSEL

Os dados previstos das unidades consumidoras envolvidas ($m = 10$), da quantidade de geradoras e comercializadoras ($n = 4$), do tempo de vigência em horas do contrato de energia ($t = 26280$), das informações gerais do BESS ($\alpha = 0, \beta = 0, 30, \theta = 0, \delta, \eta^{Bess}$), dos fatores de eficiência do SFH (η^{SFH}), foram utilizados os mesmos dados do passado, em conformidade com a [subseção 6.2.1](#).

O tempo de vigência dos contratos futuros de energia no MLE corresponde aos anos de 2023, 2024 e 2025. Já em relação ao fator de controle (λ) para a compra de energia no futuro, foi encontrado o mesmo valor do passado, valor mínimo ($\lambda_{min} = 0, 25$). Posteriormente, foram realizadas as mesmas simulações do [Capítulo 6](#) com os dados produzidos em busca da disponibilidade financeira (M).

7.1.1 Estimativa de geração de potência das usinas fotovoltaicas

A previsão dos dados de geração de potência das usinas do IFMA foram estimados de duas formas. A primeira forma foi através da curva média diária de geração das usinas, conforme a [Figura 21](#). A segunda maneira foi através das curvas de geração do passado, curvas representados pelas Figuras [17](#) a [20](#).

Vale ressaltar que em ambos os casos, nos dados previstos de geração de potência das usinas do IFMA foi aplicado um coeficiente de decréscimo anual de 1%, que é o valor máximo apontado na literatura ([PORTALSOLAR, 2021](#)).

O gráfico da [Figura 21](#) é representado por uma função Gaussiana de coeficientes $a_j, b_j, c_j, \forall j = 1, \dots, \check{k}$, onde \check{k} é o grau da função, explícito pela [Equação 7.2](#). Para cada

usina do IFMA os parâmetros foram estipulados através do *Curve Fitting Tool* que é uma técnica de ajuste de curva do (MATLAB, 2018), assim, encontrando os valores expostos nas Tabelas de 18 a 21.

Tabela 18 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Caxias

Grau	a_j	b_j	c_j
1	-20,67	15,98	1,45
2	293,60	12,82	2,81
3	-251,80	12,96	3,01
4	70,07	15,83	1,97
5	22,42	9,98	1,81

Fonte: autoria própria

Tabela 19 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Codó

Grau	a_j	b_j	c_j
1	11,22	9,51	1,42
2	-6031	13,31	2,86
3	-1267	13,31	2,63
4	7358	13,30	2,83
5	13,30	17,11	1,64

Fonte: autoria própria

Tabela 20 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Mangabeiras

Grau	a_j	b_j	c_j
1	68,91	12,46	2,43
2	48,48	15,62	2,06
3	12,40	10,84	0,11
4	8,67	17,62	1,09
5	12,93	9,83	1,44

Fonte: autoria própria

Tabela 21 – Parâmetros da função Gaussiana - usina Maracaná

Grau	a_j	b_j	c_j
1	-4,59	19,04	1,42
2	32,03	11,20	2,13
3	-6154	14,11	3,89
4	6214	14,11	3,89
5	11,62	9,43	1,22

Fonte: autoria própria

Os coeficientes da função Gaussiana de cada usina expostos nas Tabelas 18 a 21, apresentam 95% de confiabilidade. Os demais parâmetros da Equação 7.2 também apontam

um ajuste de curva com excelente significância em concordância com (MORETTIN; BUSSAB, 2017), conforme a Tabela 22.

Tabela 22 – Análise dos parâmetros da função Gaussiana das usinas

Usina	SSE	R-square	Adjusted R-square	RMSE
Caxias	0,2542	1	0,9999	0,1681
Codó	0,1814	1	1	0,1420
Mangabeiras	1,0560	0,9999	0,9999	0,3426
Maracanã	0,7332	1	0,9999	0,2854

Fonte: autoria própria

A função Gaussiana $p^m(t)$ que representa a média diária de geração de potência de cada usina do IFMA é dada por,

$$p^m(t) = \sum_{j=1}^{\check{k}} a_j \cdot e^{((b_j-t)/c_j)^2}, \quad \forall t = 1, \dots, 24 \quad (7.1)$$

onde t é a hora do dia e \check{k} é o grau da função Gaussiana.

Para encontrar a previsão do vetor de potência referente aos anos de 2023, 2024 e 2025, foi utilizado a função $p^m(t)$ que geram as 24 horas iniciais multiplicado pelo coeficiente de decréscimo anual que provem do envelhecimento do sistema, conforme Equação 7.2,

$$p^{(1)}(\bar{t}) = (1 - c_d)^{\bar{k}} \cdot p^m(t), \quad (7.2)$$

onde $\bar{t} = t + 24(\bar{k} - 1)$, $t = 1, \dots, 24$ é a hora do vetor $p^m(t)$, $\bar{k} = 1, \dots, 1095$ é a quantidade de dias do futuro em estudo e c_d é o coeficiente de decréscimo diário. O coeficiente de decréscimo diário é encontrado através da relação de taxas equivalentes com o coeficiente de decréscimo anual c_a conforme (NETO, 2000), dada pela Equação 7.3,

$$(1 + c_d)^{365} = 1 + c_a, \quad (7.3)$$

dessa maneira foi construído o vetor $p^{(1)}$ através da Equação 7.2 para todo $\bar{t} = 1, \dots, 26280$ de cada usina do IFMA.

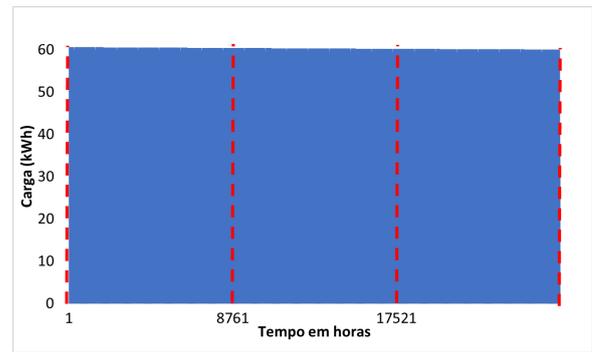
Os gráficos das Figuras 76 a 79 foram gerados pela Equação 7.2.

Figura 76 – Usina do campus Caxias (modelo previsto 1)



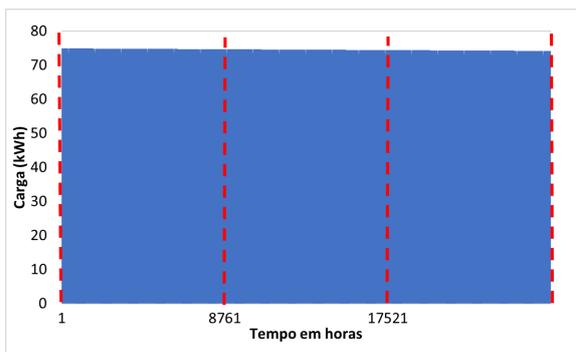
Fonte: autoria própria

Figura 77 – Usina do campus Codó (modelo previsto 1)



Fonte: autoria própria

Figura 78 – Usina do campus Mangabeiras (modelo previsto 1)



Fonte: autoria própria

Figura 79 – Usina do campus Maracaná (modelo previsto 1)



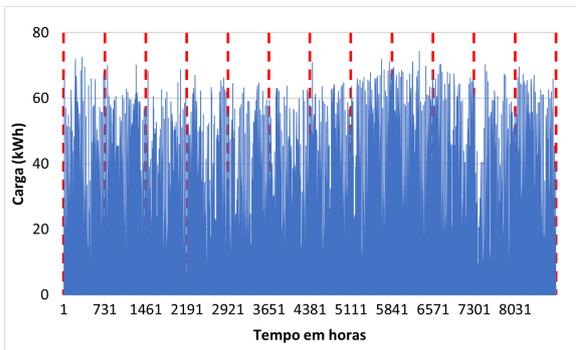
Fonte: autoria própria

As Figuras 76 a 79 ambas são geradas pelas curvas Gaussianas diárias, conforme a Figura 21, onde da primeira até a última curva diária, existem perdas de geração de energia indicadas pelo coeficiente de decréscimo diário c_d , fato este, justificado pelo envelhecimento do sistema fotovoltaico.

A segunda maneira para encontrar a previsão dos dados de potência das usinas do IFMA foi utilizando as curvas do passado representadas pelo vetor p e expressa pelas Figuras 17 a 20.

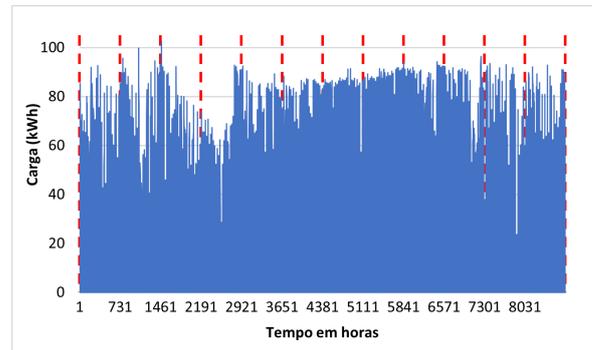
As usinas fotovoltaicas dos campi Caxias e Mangabeiras começaram suas operações de geração de energia após o início do ano de 2022, conforme Tabela 6. Foi necessário completar as cargas de potência de ambas as usinas através de suas médias de geração para poder gerar as curvas previstas, conforme as Figuras 80 e 81.

Figura 80 – Gráfico ajustado da usina Caxias



Fonte: autoria própria

Figura 81 – Gráfico ajustado da usina Mangabeiras



Fonte: autoria própria

Com os gráficos ajustados das usinas Caxias e Mangabeiras, os vetores de potência p referentes ao ano de 2022 das quatro usinas do IFMA estão com às 8760 entradas completas.

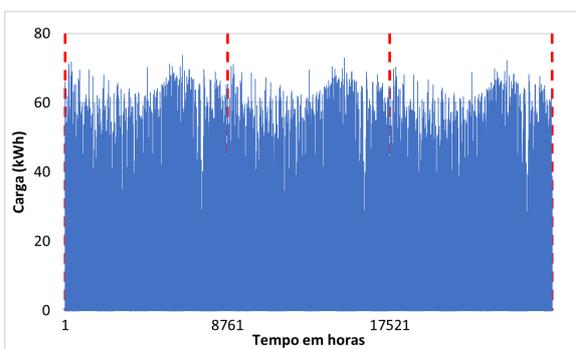
Para gerar vetor de potência esperado para os anos de 2023, 2024 e 2025, foi utilizado o vetor p que gera os dados do ano de 2022 e multiplicada pelo coeficiente de decréscimo anual, conforme a [Equação 7.4](#),

$$p^{(2)}(\hat{t}) = (1 - c_d)^{\hat{k}} \cdot p(t), \quad (7.4)$$

onde $\hat{t} = t + 8760(\hat{k} - 1)$, $t = 1, \dots, 8760$ é a hora do vetor $p(t)$, $\hat{k} = 1, 2, 3$ é a quantidade de anos. Dessa maneira foi construído o vetor $p^{(2)}$ através da [Equação 7.4](#) para todo $\hat{t} = 1, \dots, 26280$ de cada usina do IFMA.

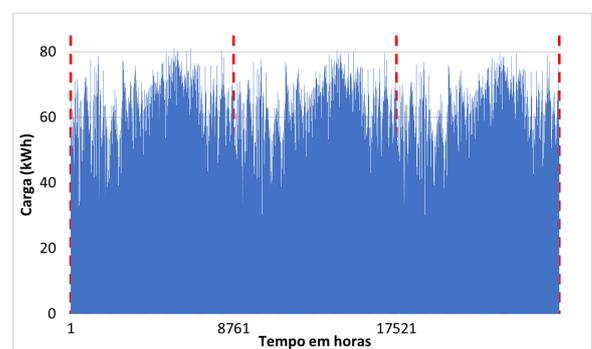
Os gráficos das Figuras 82 a 85 foram gerados pela [Equação 7.4](#) conforme abaixo.

Figura 82 – Usina do campus Caxias (Modelo Previsto 2)



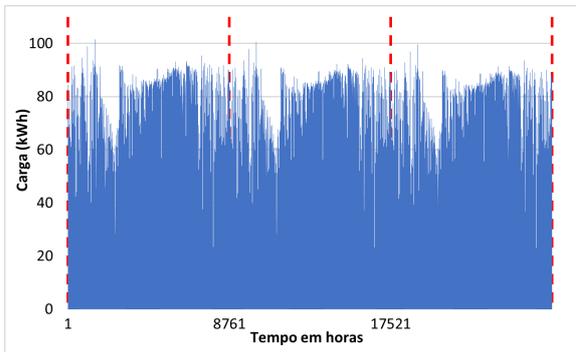
Fonte: autoria própria

Figura 83 – Usina do campus Codó (Modelo Previsto 2)



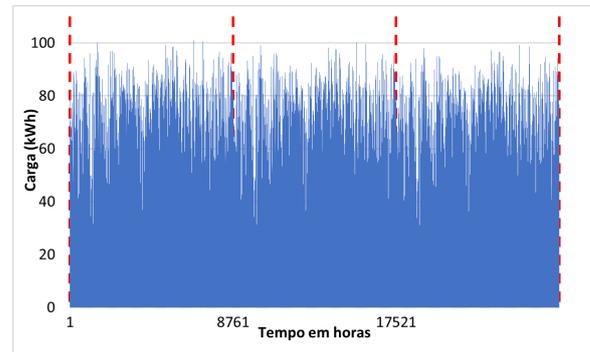
Fonte: autoria própria

Figura 84 – Usina do campus Manga-beiras (Modelo Previsto 2)



Fonte: autoria própria

Figura 85 – Usina do campus Maracanã (Modelo Previsto 2)



Fonte: autoria própria

Fazendo um comparativo entre os dois modelos previstos (1 e 2) da quantidade total de cargas geradas pelas quatro usinas do IFMA, o modelo 1 é superior ao modelo 2. A previsão de cargas do modelo 1 é gerar 1.997,45 MWh, enquanto as cargas do modelo 2 é previsto gerar 1.951,89 MWh.

7.1.2 Previsão da demanda de consumo de energia

Inicialmente determinou-se o coeficiente de crescimento geral $c^{ger} = 1,0693$, conforme a [Tabela 7](#), que foi utilizado para prever as demandas de consumo de energia dos anos de 2023, 2024 e 2025. O vetor de demanda de energia prevista de cada campus foi determinado pelo produto do coeficiente de crescimento geral com o vetor de demanda ajustada de energia do passado, ou seja,

$$d_{ij}^p = c^{ger} \cdot d_{ij}^{ajus} \quad (7.5)$$

O vetor de demanda ajustada de energia foi criado com o intuito de ser o vetor base para a previsão da geração de demanda energética, pois a demanda média dificilmente está representada pela demanda de energia produzida no último ano. O cálculo da demanda ajustada de cada UC é baseado pelo produto da demanda média anual de energia (d^m) pelo coeficiente de ajuste (c^{ajus}), da seguinte maneira,

$$d_{ij}^{ajus} = c_i^{ajus} \cdot d_{ij}^m \quad (7.6)$$

onde o coeficiente de ajuste é dado pela fórmula,

$$c_i^{ajus} = \frac{\sum_{j=1}^{8760} d_{ij}^{\tilde{k}}}{\sum_{j=1}^{8760} d_{ij}^m} \quad (7.7)$$

Vale ressaltar que o ano de 2022 foi o último ano em que foram coletados os dados de demanda de consumo energético, portanto $\tilde{k} = 2022$. Substituindo a [Equação 7.6](#)

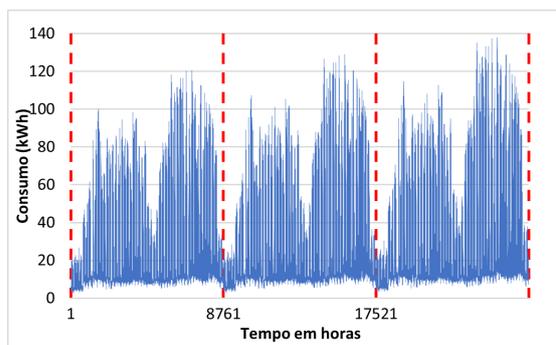
na [Equação 7.5](#) obtemos uma nova equação para produzir a demanda de energia do futuro, expressa por,

$$d_{ij}^p = c^{ger} \cdot c_i^{ajus} \cdot d_{ij}^m \tag{7.8}$$

É importante frisar que o c^{ajus} tem a função de deixar o vetor d^{ajus} com a mesma quantidade de energia do vetor d^k , porém com a curva do vetor d^m . Esse procedimento é necessário para garantir que as cargas futuras serão superiores as cargas do passado, mantendo o crescimento de geral. A [Equação 7.8](#) produz demanda de energia através da demanda média e ampliada pelo produto do coeficiente geral e de ajuste de cada campus.

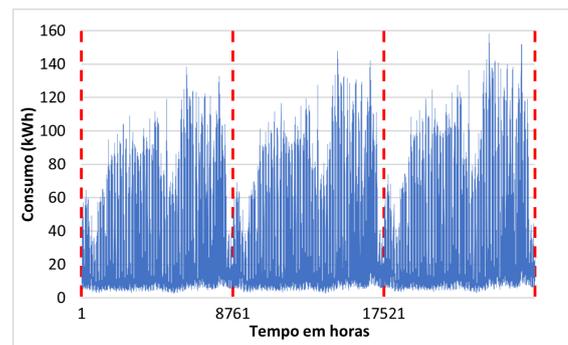
Através da [Equação 7.8](#) foram previstas as demandas de consumo dos dez campus do IFMA em estudo, de acordo com os gráficos das Figuras [86](#) a [95](#).

Figura 86 – Previsão do consumo de energia do campus Bacabal



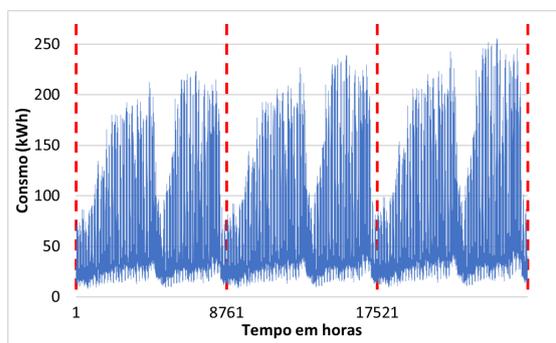
Fonte: autoria própria

Figura 87 – Previsão do consumo de energia do campus Buriticupu



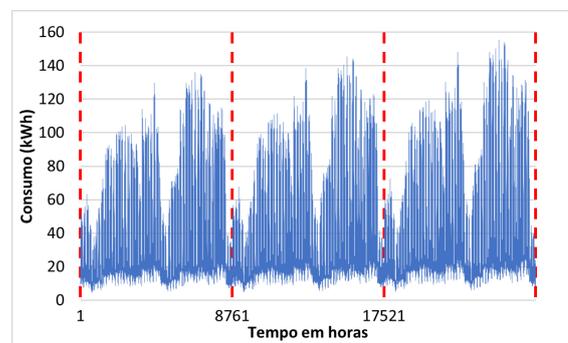
Fonte: autoria própria

Figura 88 – Previsão do consumo de energia do campus Caxias



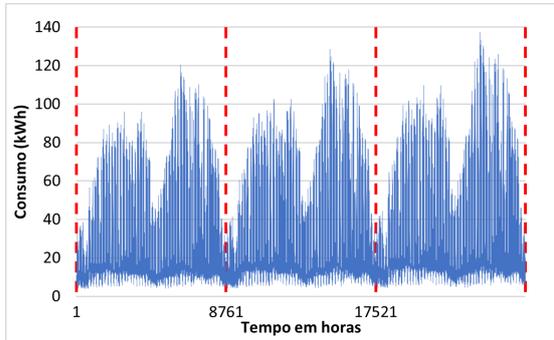
Fonte: autoria própria

Figura 89 – Previsão do consumo de energia do campus Codó



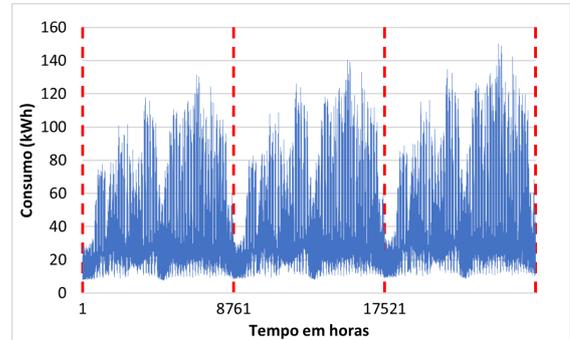
Fonte: autoria própria

Figura 90 – Previsão do consumo de energia do campus Coelho Neto



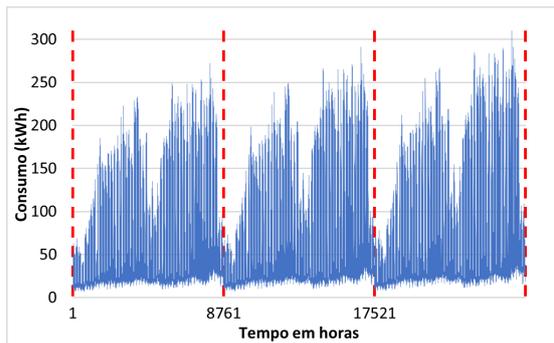
Fonte: autoria própria

Figura 91 – Previsão do consumo de energia do campus Mangabeiras



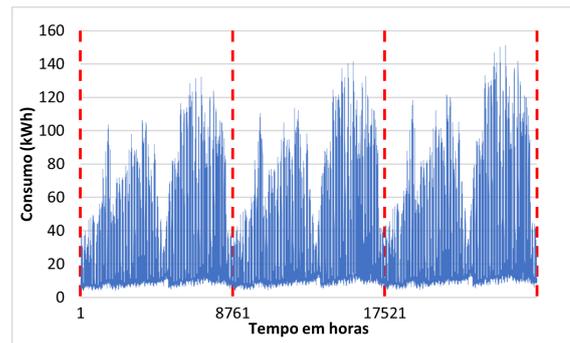
Fonte: autoria própria

Figura 92 – Previsão do consumo de energia do campus Maracanã



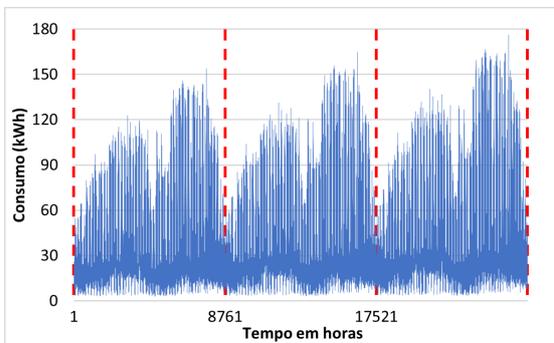
Fonte: autoria própria

Figura 93 – Previsão do consumo de energia do campus São João dos Patos



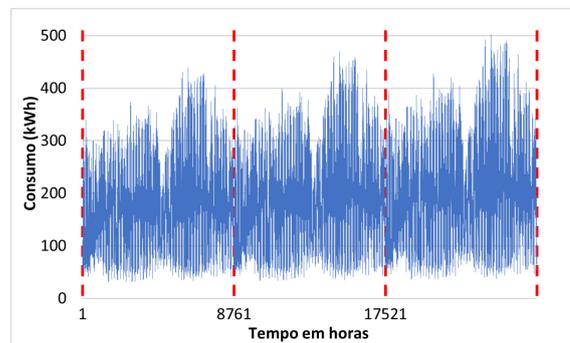
Fonte: autoria própria

Figura 94 – Previsão do consumo de energia do campus Timon



Fonte: autoria própria

Figura 95 – Previsão do consumo de energia da Reitoria



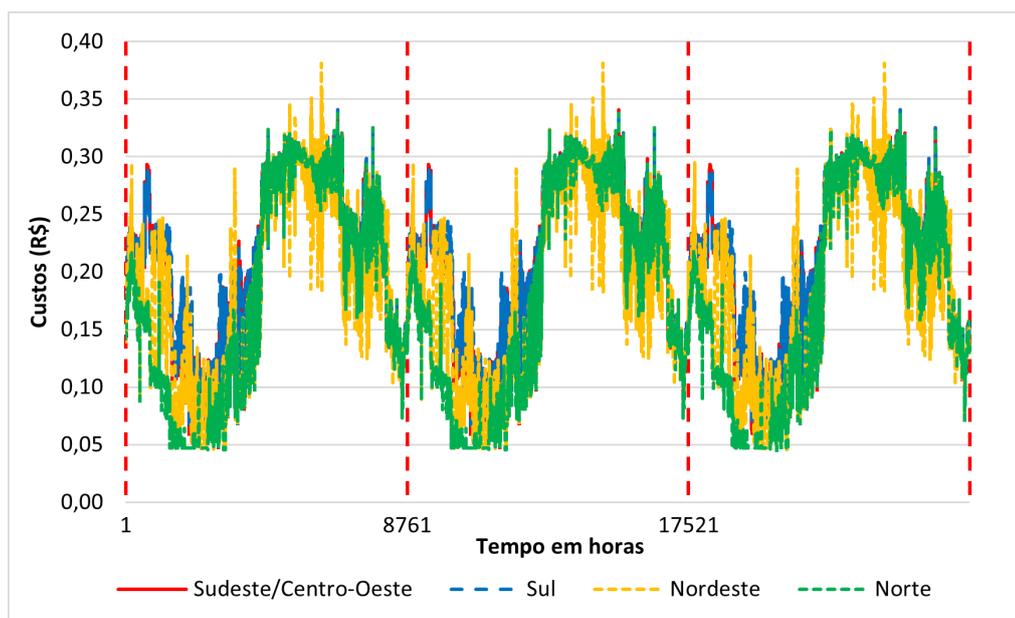
Fonte: autoria própria

Note que nos gráficos das Figuras 86 a 95 mostram que a sazonalidade contida nos gráficos das Figuras 22 a 31 foram amortecidas, pois a Equação 7.8 teve como objetivo

reduzir a variabilidade do consumo anual de energia de cada campus, assim indicando um cenário realista para o futuro.

Agora no que se refere as planilhas de previsão dos custos de compra de energia (IFMA, 2023), os custos anuais de cada submercado está sendo representado pelo gráfico da Figura 96.

Figura 96 – Previsão dos custos da compra de energia dos submercados



Fonte: autoria própria

A 96 mostra que os anos de 2023, 2024 e 2025 foram baseados no custo médio anual dos anos de 2018 a 2022. Pelo fato dos custos de compra já serem definidos no ato do contrato de energia, a média anual é um bom candidato, visto que houve grandes variações nos custos dos anos anteriores.

Também foi elaborada uma tabela de resíduos dos custos previstos com a mesma finalidade da Tabela 10, mostrando a proximidade dos custos entre os quatro submercados utilizando o cálculo da norma-2, conforme descrito abaixo.

Tabela 23 – Resíduos da previsão dos custos da compra de energia

Submercado	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Sudeste/Centro-Oeste	0	1,47	6,37	7,98
Sul	1,47	0	6,69	8,64
Nordeste	6,37	6,69	0	6,18
Norte	7,98	8,64	6,18	0

Fonte: autoria própria

A Tabela 23 tem as mesmas análises da Tabela 10, onde os custos da compra de energia dos submercados do Sudeste e Sul são mais próximos e os submercados do

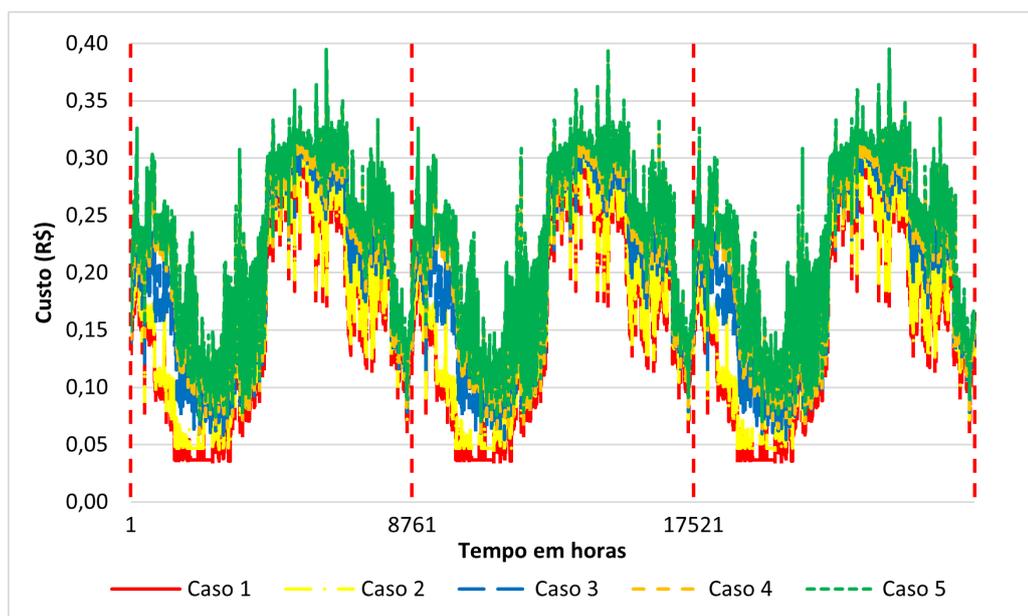
Sul e Norte são mais distantes. Vale ressaltar que a [Tabela 23](#) apresenta resíduos mais compactos do que a [Tabela 10](#), devido os custos previstos terem sido produzidos através das médias anuais.

Para prever os custos de venda de energia c^{vp} para o mercado, foram analisados todos os custos previstos para comprar energia nos submercados, em seguida foram criados cinco casos hipotéticos:

- caso 1: ($c^{vp} < c^{cp}$) Foi tomado um valor de um centavo de reais abaixo do menor custo previsto de compra para ser o candidato ao custo previsto de venda referente à hora coletada;
- caso 2: ($c^{vp} \leq c^{cp}$) Foi tomado o menor custo previsto de compra para ser o candidato ao custo previsto de venda relativo à hora coletada;
- caso 3: ($c^{vp} = \bar{c}^{cp}$) Foi tomado a média do custo previsto de compra para ser o candidato ao custo previsto de venda referente à hora coletada;
- caso 4: ($c^{vp} \geq c^{cp}$) Foi tomado o maior custo previsto de compra para ser o candidato ao custo previsto de venda referente à hora coletada;
- caso 5: ($c^{vp} > c^{cp}$) Foi tomado um centavo de reais acima do maior custo previsto de compra para ser o candidato ao custo previsto de venda referente à hora coletada;

A planilha da previsão dos custos de venda anual de energia (IFMA, 2023) dos casos acima está representada pelo gráfico da [Figura 97](#).

Figura 97 – Previsão dos custos de venda de energia



Fonte: autoria própria

Em conformidade com a planilha da previsão dos custos de venda anual de energia (IFMA, 2023) e com o gráfico [Figura 97](#), todos os custos foram estipulados em R\$/kWh dentro de uma perspectiva de preços do MLE.

Vale enfatizar que todos os dados produzidos foram em cima dos dados do passado e sem tributos, dessa forma os dados previstos com os custos de compra e venda são em reais e não incidem impostos tais como PIS, COFINS, ICMS, dentre outros.

7.2 Análises dos dados previstos

As análises dos testes computacionais aplicados aos dados estimados foram divididos em duas situações. Na primeira situação foram feitas as análises dos dados previstos de potências geradas através da [Equação 7.2](#) e na segunda situação as análises foram realizadas através dos dados previstos de potências geradas pela [Equação 7.4](#).

Para todos os testes computacionais realizados nesta seção, foram utilizados os dados previstos na Seção 7.1. Foram considerados iguais parâmetros de entrada e analisados os mesmos casos da Seção 6.3.

7.2.1 Análises da primeira situação

Na primeira situação foram realizados testes computacionais utilizando o M_{min} para os cinco casos, encontrando os valores da compra de energia, da venda de energia, da quantidade de iterações e do tempo de execução, conforme a tabela abaixo.

Tabela 24 – Disponibilidade orçamentária mínima (previsão 1)

λ	M_{min} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.571.540,78	2.571.540,78	0	45	37,82
0,30	2.520.772,97	2.520.772,97	0	41	39,96
0,40	2.439.105,96	2.439.105,96	0	44	39,43
0,50	2.383.265,43	2.383.265,43	0	43	43,87
0,60	2.342.668,09	2.342.668,09	0	47	51,99
0,70	2.310.217,35	2.310.217,35	0	51	42,98
0,80	2.283.051,90	2.283.051,90	0	52	46,28
0,90	2.263.058,82	2.263.058,82	0	58	49,96
1	2.250.923,92	2.250.923,92	0	54	46,01
$+\infty$	2.250.923,92	2.250.923,92	0	-	-

Fonte: autoria própria

Na [Tabela 24](#), observou-se que os valores encontrados para a compra de energia são os mesmos valores do M_{min} e não houve venda de energia. Também notou-se que o número médio de iterações é 49 e o tempo médio de execução do MSEL de cada λ é 44,26 segundos.

A curva que representa a disponibilidade financeira mínima é a mesma para a compra de energia, ambas em função do λ , a qual é representada por uma exponencial decrescente, onde fica estável a partir do $\lambda \geq 1$, conforme a [Figura 128](#).

Os resultados das simulações realizadas nos casos de 1 a 5 referentes à previsão da disponibilidade orçamentária mínima são os mesmos e foram expostos na [Tabela 24](#), no qual foram encontrados iguais contratos variados, utilizando os quatro submercados de energia do Brasil.

Em seguida, foram realizados os testes computacionais utilizando os mesmos (M_{max})s para os cinco casos estudados, analisando as mesmas informações da [Tabela 24](#). As Tabelas de [25](#) a [29](#) mostram o crescimento do M_{max} de forma linear à medida que o λ aumenta, conforme a seguir.

Tabela 25 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 1 ($c^{vp} < c^{cp}$)

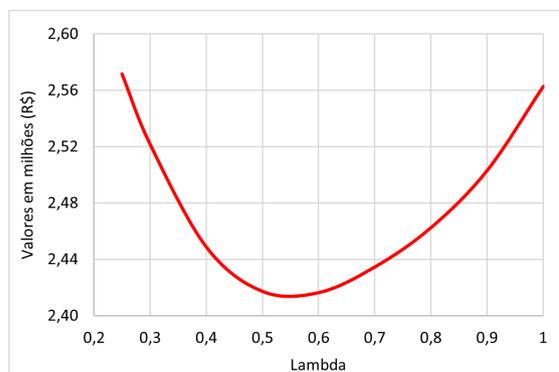
λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	3.018.600,93	2.571.737,67	201,94	53	67,41
0,30	3.622.321,12	2.521.875,15	1.126,25	54	76,05
0,40	4.829.761,50	2.448.867,09	10.156,93	71	96,60
0,50	6.037.201,87	2.417.252,98	36.042,98	67	88,56
0,60	7.244.642,24	2.416.322,77	78.694,71	72	86,88
0,70	8.452.082,62	2.434.560,20	135.074,36	66	92,16
0,80	9.659.522,99	2.462.487,78	196.988,21	61	96,38
0,90	10.866.963,36	2.503.111,16	265.001,37	77	57,87
1	12.074.403,74	2.562.848,81	345.752,08	61	59,66
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

Fonte: autoria própria

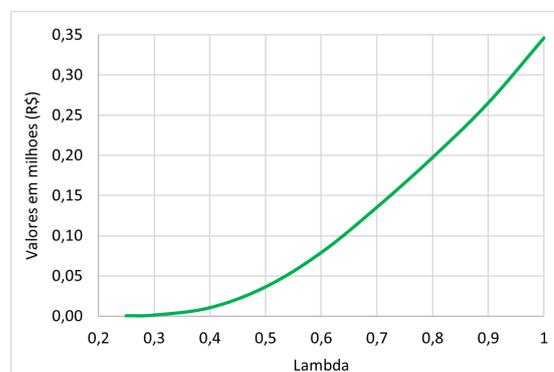
A compra e a venda máxima de energia representadas na [Tabela 25](#), foram expostas, respectivamente, nos gráficos da [Figura 98](#) e [Figura 99](#).

Figura 98 – Compra de energia: caso 1

Figura 99 – Venda de energia: caso 1



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

A [Figura 98](#) mostra que a compra de energia tem o comportamento parabó-

lico com concavidade voltada para cima, enquanto a venda de energia possui a forma exponencial crescente, conforme a [Figura 99](#).

A [Tabela 25](#) mostra que o número médio de iterações é 65 e o tempo médio é de 80 segundos na execução do MSEL de cada λ .

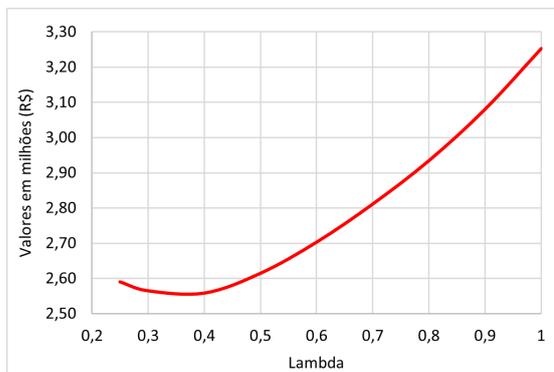
Tabela 26 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 2 ($c^{vp} \leq c^{cp}$)

λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	3.018.600,93	2.590.204,62	18.850,91	51	50,33
0,30	3.622.321,12	2.564.911,69	44.717,53	52	45,61
0,40	4.829.761,50	2.558.254,86	121.700,36	65	58,93
0,50	6.037.201,87	2.614.511,55	238.557,01	63	44,61
0,60	7.244.642,24	2.703.071,26	374.783,56	62	51,98
0,70	8.452.082,62	2.811.440,09	526.223,82	64	45,52
0,80	9.659.522,99	2.934.649,68	688.848,53	65	61,39
0,90	10.866.963,36	3.080.810,20	868.392,99	69	59,30
1	12.074.403,74	3.253.111,86	1.068.672,57	54	52,38
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

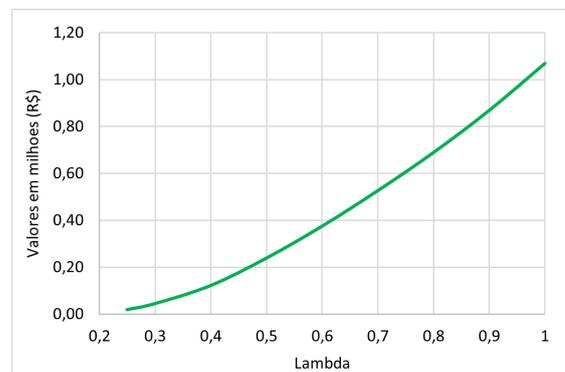
Fonte: autoria própria

A compra e a venda máxima de energia listadas na [Tabela 26](#), foram expostas, respectivamente, nos gráficos da [Figura 100](#) e [Figura 101](#).

Figura 100 – Compra de energia: caso 2 Figura 101 – Venda de energia: caso 2



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

A [Figura 100](#) mostra que a compra de energia tem uma curva parabólica para $0,25 \leq \lambda < 0,5$ e uma curva exponencial crescente para $\lambda \geq 0,5$. A [Figura 101](#) mostra que a curva da venda de máxima de energia é uma exponencial crescente para todo $\lambda \geq \lambda_{min} = 0,25$, com tendência a uma reta.

Pela [Tabela 26](#) temos que o número médio de iterações é 61 e o tempo médio é de 52,23 segundos para a execução do MSEL de cada λ .

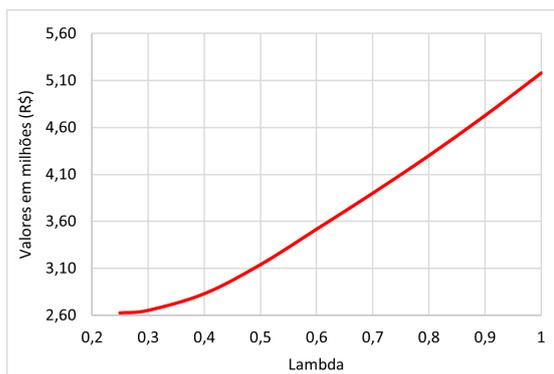
Tabela 27 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 3 ($c^{vp} = \bar{c}^{cp}$)

λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	3.018.600,93	2.623.981,85	53.054,20	52	49,58
0,30	3.622.321,12	2.651.279,99	132.974,32	46	49,53
0,40	4.829.761,50	2.828.356,86	401.911,35	55	54,40
0,50	6.037.201,87	3.138.046,87	790.764,93	51	51,66
0,60	7.244.642,24	3.516.023,52	1.240.940,52	46	38,27
0,70	8.452.082,62	3.899.741,17	1.696.370,90	43	40,26
0,80	9.659.522,99	4.300.111,84	2.167.862,39	42	49,71
0,90	10.866.963,36	4.727.123,60	2.665.431,62	39	67,10
1	12.074.403,74	5.179.832,99	3.188.210,99	37	75,74
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

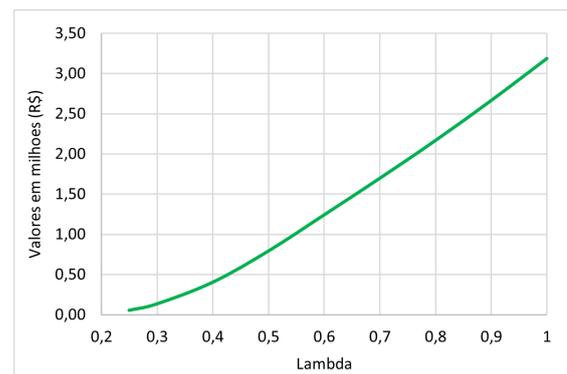
Fonte: autoria própria

A compra e a venda máxima de energia relacionadas na Tabela 27, foram expostas, respectivamente, nos gráficos da Figura 102 e Figura 103.

Figura 102 – Compra de energia: caso 3 Figura 103 – Venda de energia: caso 3



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

A Figura 102 e a Figura 103 têm o mesmo comportamento da Figura 101, portanto, possuem as mesmas análises. Pela Tabela 27 temos que o número médio de iterações é 46 e o tempo médio é de 52,92 segundos para a execução do MSEL de cada λ .

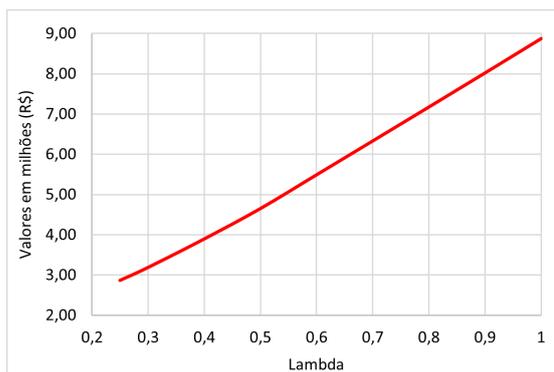
Tabela 28 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 4 ($c^{vp} \geq c^{cp}$)

λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	3.018.600,93	2.867.554,00	312.276,94	41	45,99
0,30	3.622.321,12	3.190.151,28	716.361,77	41	47,35
0,40	4.829.761,50	3.896.934,00	1.586.118,86	47	47,55
0,50	6.037.201,87	4.651.063,74	2.503.222,54	45	50,38
0,60	7.244.642,24	5.489.951,77	3.505.083,97	43	38,75
0,70	8.452.082,62	6.329.732,80	4.507.838,39	41	45,76
0,80	9.659.522,99	7.171.855,73	5.512.934,72	40	47,43
0,90	10.866.963,36	8.019.003,33	6.523.055,66	41	47,44
1	12.074.403,74	8.871.589,71	7.538.615,39	39	46,36
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

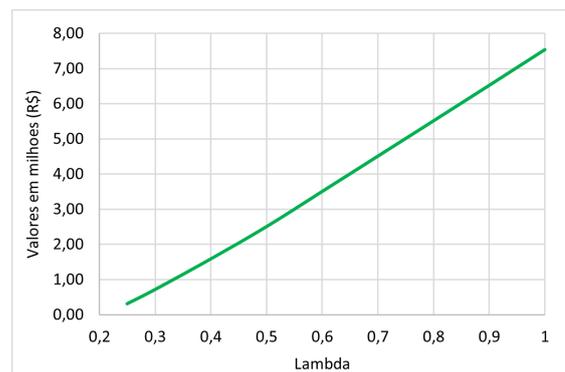
Fonte: autoria própria

A compra e a venda máxima de energia que estão na Tabela 28, foram representadas, respectivamente, nos gráficos da Figura 104 e Figura 105.

Figura 104 – Compra de energia: caso 4 Figura 105 – Venda de energia: caso 4



Fonte: autoria própria



Fonte: autoria própria

A Figura 104 e a Figura 105 mostram que a compra de energia e a venda de energia possuem o comportamento quase linear crescente para todo $\lambda \geq \lambda_{min} = 0,25$. Pela Tabela 28 o número médio de iterações foi de 42 e o tempo médio foi de 46,33 segundos para a execução do MSEL de cada λ .

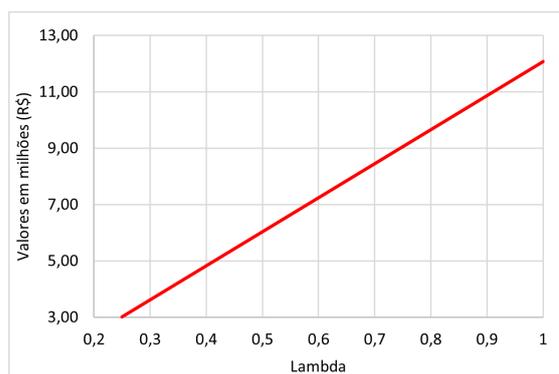
Tabela 29 – Disponibilidade orçamentária máxima (previsão 1): caso 5 ($c^{vp} > c^{cp}$)

λ	M_{max} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	3.018.600,93	3.018.600,93	482.314,87	39	47,25
0,30	3.622.321,12	3.622.321,12	1.195.774,22	38	46,22
0,40	4.829.761,50	4.829.761,49	2.622.692,88	47	54,63
0,50	6.037.201,87	6.037.201,86	4.049.611,65	42	35,54
0,60	7.244.642,24	7.244.642,24	5.476.530,35	43	54,55
0,70	8.452.082,62	8.452.082,61	6.903.449,05	43	39,26
0,80	9.659.522,99	9.659.522,99	8.330.367,79	42	52,84
0,90	10.866.963,36	10.866.963,36	9.757.286,51	42	42,46
1	12.074.403,74	12.074.403,74	11.184.205,22	41	42,03
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	-	-

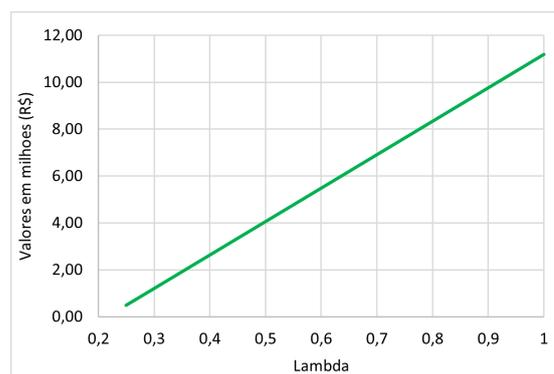
Fonte: autoria própria

A compra e a venda máxima de energia presentes na Tabela 29, foram representadas, na respectiva ordem, dos gráficos da Figura 106 e Figura 107.

Figura 106 – Compra de energia: caso 5 Figura 107 – Venda de energia: caso 5



Fonte: autoria própria



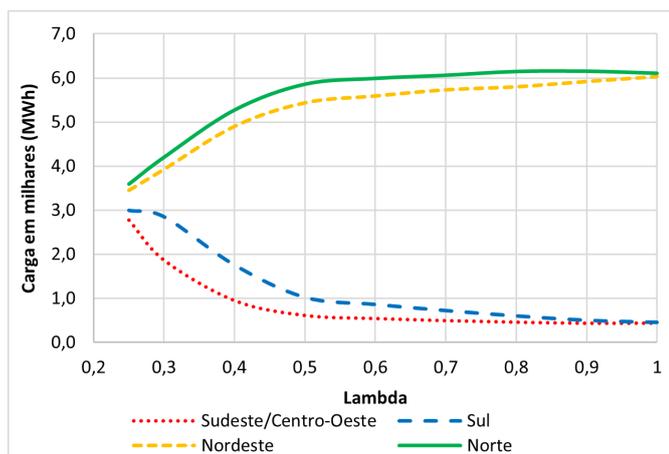
Fonte: autoria própria

As Figuras 106 e 107 mostram que tanto a compra quanto a venda de energia são representadas por funções lineares crescentes. A Tabela 29 revela que o número médio de iterações foi de 42 e o tempo médio de 46,09 segundos para a execução do MSEL de cada λ .

Os gráficos representados pelas Figuras 99, 101, 103, 105 e 107, demonstram que conforme o crescimento do λ , a venda de energia também cresce. Este fato é motivado pelo aumento dos custos de venda em relação aos custos de compra, devido aos cinco casos estabelecidos neste trabalho, como também pela ampliação do mercado de compra, podendo comprar energia mais barata e revender mais cara.

O gráfico da Figura 108 representa a previsão da quantidade mínima de carga em MWh a ser comprada, o tipo e a evolução dos contratos previstos em cada submercado proveniente da Tabela 24.

Figura 108 – Contratos variados mínimo (previsão 1)

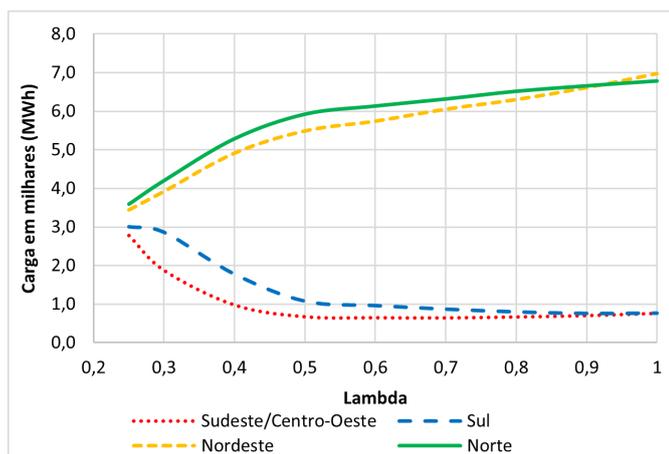


Fonte: autoria própria

A Figura 108 aponta quatro contratos de montantes variados para os três anos em estudo. Os contratos nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste têm comportamento parecido, embora menos atrativo. Já os contratos no Norte e Nordeste também são semelhantes e mais atrativos. Os contratos nos submercados do Norte e Sudeste/Centro-Oeste são os melhores e piores contratos, nessa ordem. Observou-se que para $\lambda \geq 1$ os contratos ficam inalterados em todos os casos analisados.

As Figuras 109 a 113 representam as respectivas cargas compradas em MWh de cada submercado referente à disponibilidade orçamentária máxima dos casos 1 ao 5.

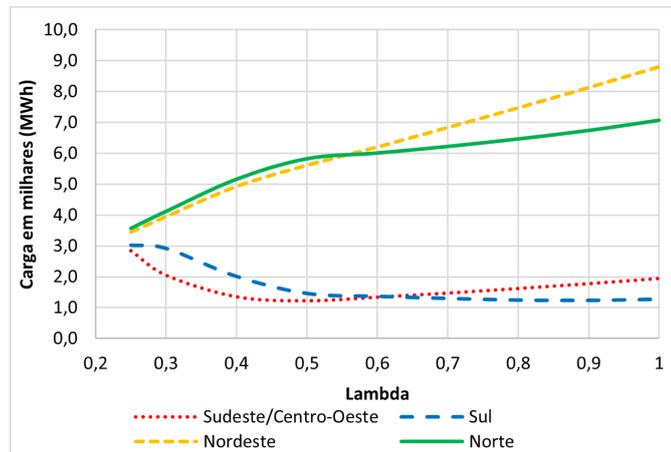
Figura 109 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 1



Fonte: autoria própria

A Figura 109 tem as mesmas análises da Figura 108, porém com uma maior quantidade de carga comprada.

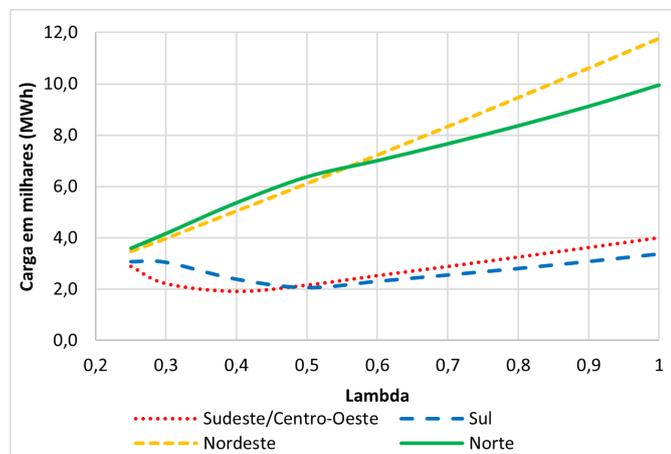
Figura 110 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 2



Fonte: autoria própria

A Figura 110 mostra que o contrato no submercado do Nordeste tem um crescimento quase linear, tomando a dianteira para $\lambda > 0,55$, caso contrário o submercado do Norte é a melhor opção. Os submercados do Sudeste/Centro-Oeste e do Sul são contratos menos viáveis, onde se alternam entre as piores opções para $\lambda = 0,6$.

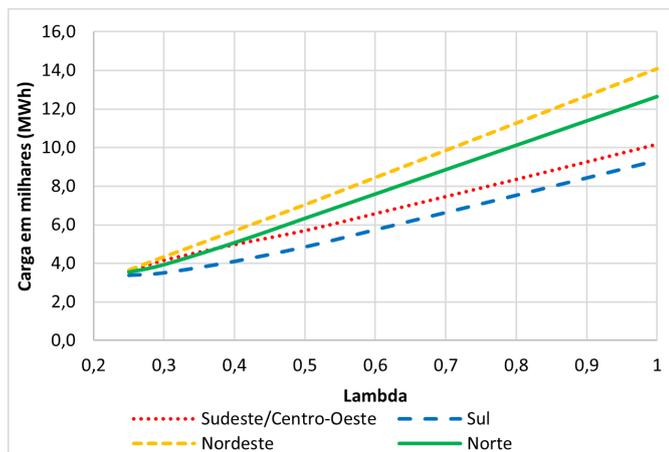
Figura 111 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 3



Fonte: autoria própria

A Figura 111 tem as mesmas análises da Figura 110, porém com uma maior quantidade de cargas compradas e com uma proximidade de cargas entre os contratos do Norte e Nordeste, o que também ocorre entre os contratos do Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Figura 112 – Contratos variados máximo (previsão 1): caso 4

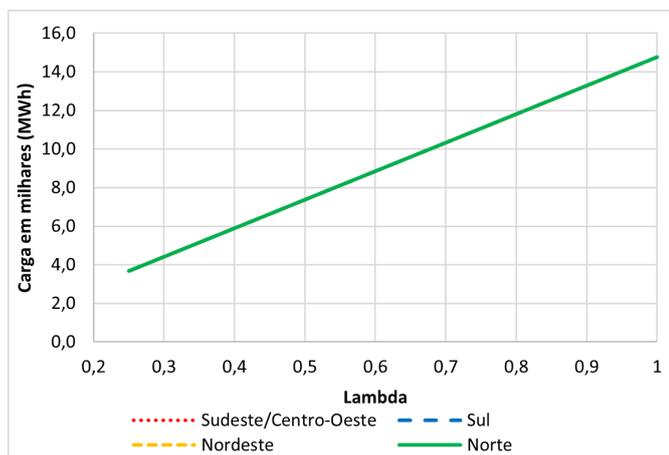


Fonte: autoria própria

A Figura 112 mostra que a melhor opção de contrato ainda é o submercado do Nordeste e o submercado do Sul o menos vantajoso. Outro fato observado é que todos os contratos cresceram seus volumes de cargas compradas em relação aos casos anteriores e que os contratos menos viáveis tendenciam aos melhores contratos para todo $0,25 \leq \lambda \leq 1$.

Todos os contratos têm um comportamento se aproximando da linearidade e tendem a se tornar os mesmos para $\lambda > 1$.

Figura 113 – Contratos uniformes (previsão 1): caso 5



Fonte: autoria própria

A Figura 112 demonstra que todos os contratos são iguais, crescentes, com as mesmas quantidades de cargas compradas para todo $\lambda \geq \lambda_{min} = 0,25$.

Pela Tabela 7, o coeficiente de crescimento anual médio é de 1,0693 chegando a um fator de crescimento acumulado de 1,2226 para três anos. O valor acumulado previsto da disponibilidade orçamentária para os anos de 2023, 2024 e 2025 foi calculado

considerando o valor do passado ($M = \text{R\$ } 3.176.181,91$), multiplicando pelo fator de crescimento acumulado (1,2226), totalizando de $\text{R\$ } 3.883.200,00$, valor previsto a ser o M .

Pela [Tabela 24](#) o valor apontado é maior que todos os (M_{min})s, neste caso, tomou-se o menor M_{min} , que corresponde ao $\lambda \geq 1$, pois gera a maior taxa de economia.

Usando as Tabelas de [25](#) a [29](#), tomando $M_{max} = \text{R\$ } 3.883.200,00$ e usando a [Equação 4.13](#), encontrou-se $\lambda = 0,3217$ correspondente. A tabela abaixo mostra um comparativo entre o valor sugerido pelo modelo em cada caso e o modelo atual praticado pelo IFMA.

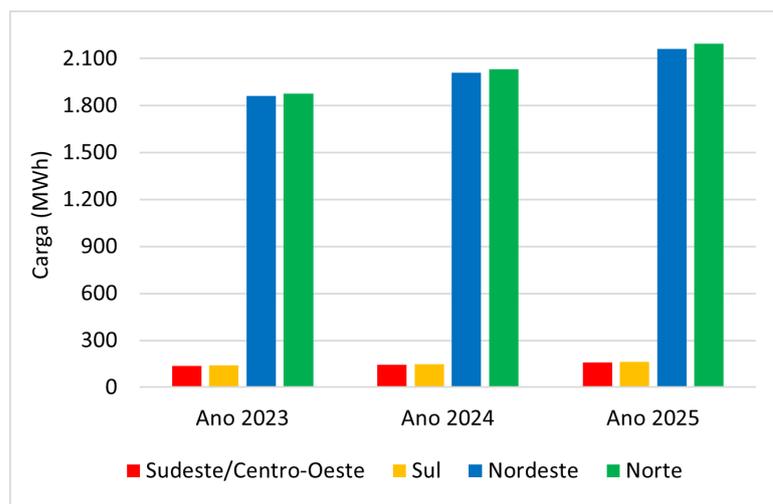
Tabela 30 – Comparativo entre a DC e o MSEL (previsão 1)

Análise	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Carga (MWh)	Economia (%)
Tabela 24	2.250.923,92	0	13.030,10	42,03 %
Tabela 25	2.502.875,35	1.884,82	12.867,39	35,59 %
Tabela 26	2.597.481,39	97.293,42	13.276,14	35,62 %
Tabela 27	2.712.832,76	215.590,94	13.775,21	35,69 %
Tabela 28	3.638.969,64	1.200.545,69	17.980,67	37,21 %
Tabela 29	3.883.200,00	1.504.246,46	18.977,80	38,74 %

Fonte: autoria própria

A [Tabela 30](#) confirma que as simulações realizadas na [Tabela 24](#) são mais viáveis, corroborando com as análises realizadas na [Tabela 17](#). Dessa forma, o gráfico a seguir indica o comportamento anual do contrato exposto na primeira linha da [Tabela 30](#).

Figura 114 – Previsão 1 de contrato: [Tabela 24](#), $\lambda \geq 1$



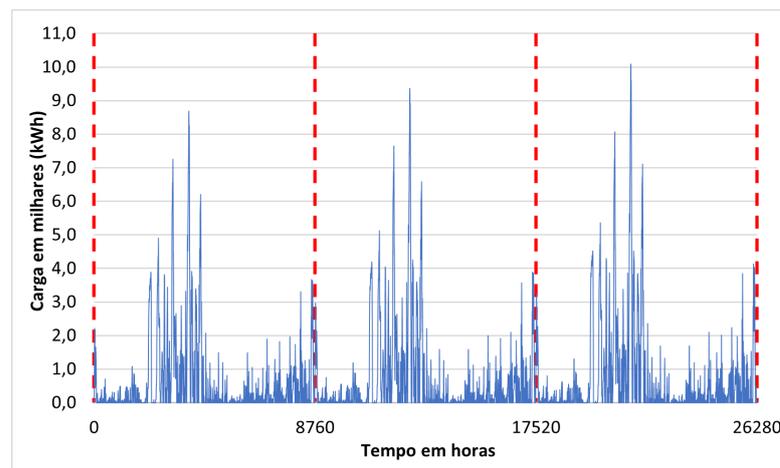
Fonte: autoria própria

A [Figura 114](#) reforça as análises realizadas na [Figura 108](#), confirmando a preferência na compra do bloco de energia oriundo dos submercados do Nordeste e Norte, nessa ordem. Por outro lado a compra de energia provenientes dos submercados do Sul e Sudeste/Centro-Oeste é baixa em relação aos dois outros submercados. Ressalta-se que o

volume dos blocos energéticos de todos os submercados tem uma previsão de aumento de um ano para o outro.

Em relação aos BESSs previstos de cada usina dos campi do IFMA, as simulações realizadas na Tabela 24 mostraram um comportamento semelhante nas operações de carga e descarga ao longo do tempo estudado. O gráfico da Figura 115 mostra o comportamento médio dos BESSs das quatro usinas dos campi do IFMA do caso citado, conforme abaixo.

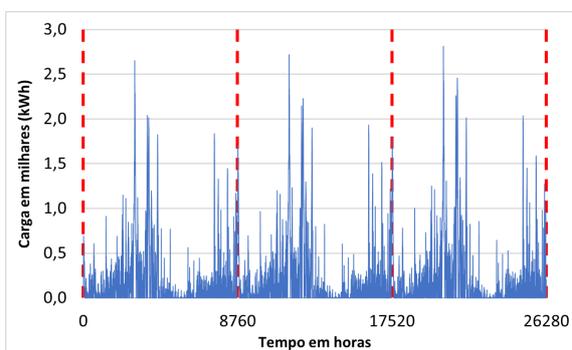
Figura 115 – Previsão 1 do BESS médio: caso do M_{min}



Fonte: autoria própria

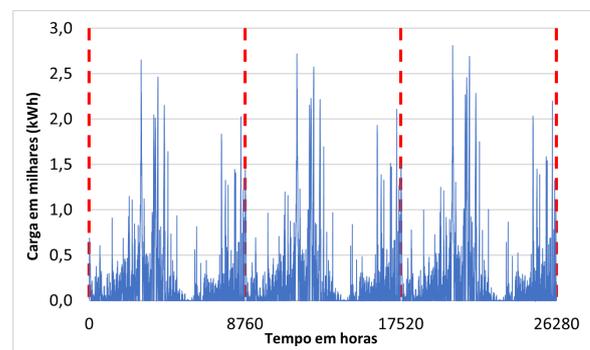
O gráfico exposto na Figura 115 representa o BESS de todas as simulações realizadas na Tabela 24. Em conformidade com a Tabela 30 o comportamento médio do BESS das quatro usinas do IFMA é dado pelas Figuras 116 a 120.

Figura 116 – Previsão 1 do BESS: caso 1



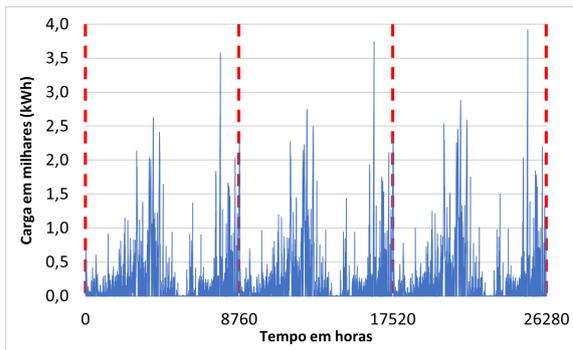
Fonte: autoria própria

Figura 117 – Previsão 1 do BESS: caso 2



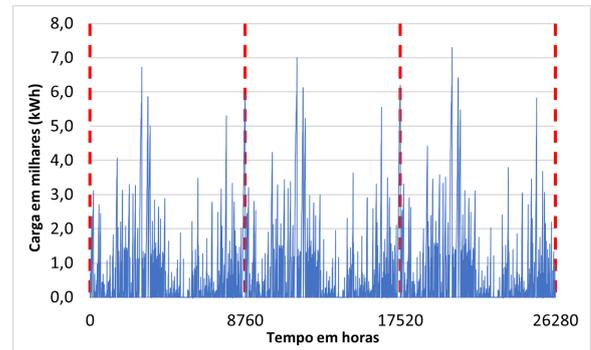
Fonte: autoria própria

Figura 118 – Previsão 1 do BESS: caso 3



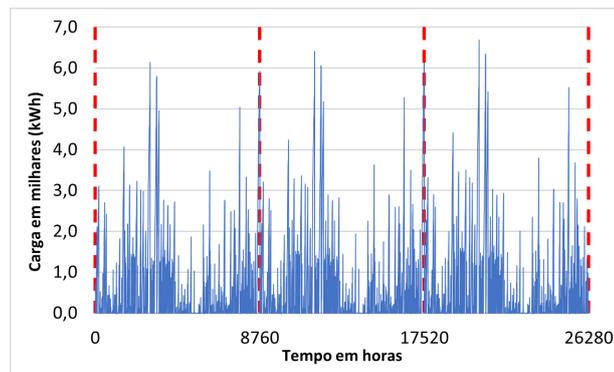
Fonte: autoria própria

Figura 119 – Previsão 1 do BESS: caso 4



Fonte: autoria própria

Figura 120 – Previsão 1 do BESS: caso 5

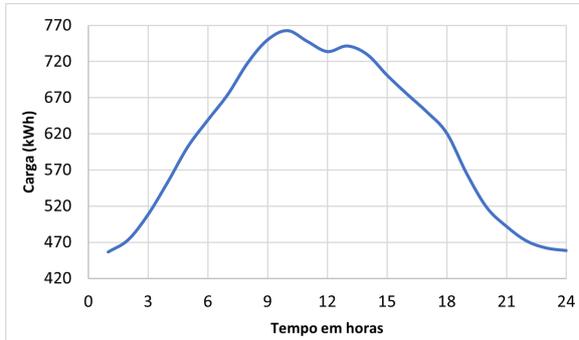


Fonte: autoria própria

Observou-se que da [Figura 116](#) a [Figura 120](#) as cargas do BESS médio do IFMA crescem à medida que os custos de venda também crescem. Outra análise interessante: o BESS possui um maior acumulado de cargas quando o consumo energético da unidade consumidora é pequeno. Em todas as simulações o BESS iniciou e finalizou sem cargas ao longo das 26280 horas analisadas.

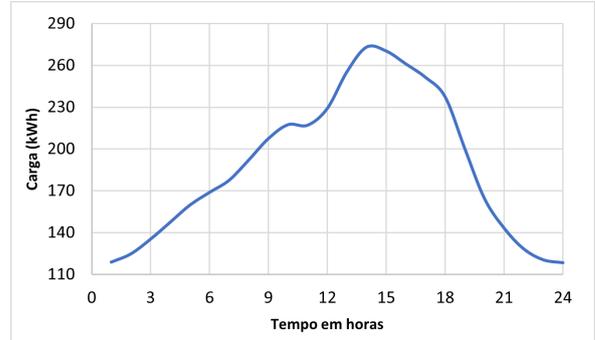
Também foi realizada a análise do comportamento diário do BESS das Figuras [115](#) a [120](#) utilizando as médias horárias dos 1095 dias em estudo, conforme os gráficos seguintes.

Figura 121 – **Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso M_{min}**



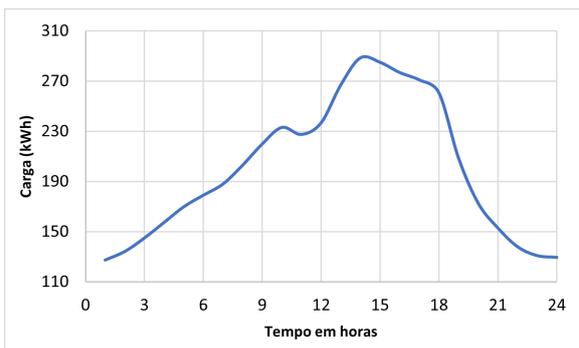
Fonte: autoria própria

Figura 122 – **Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 1**



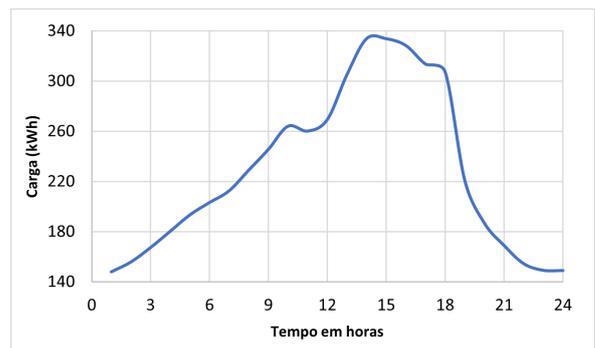
Fonte: autoria própria

Figura 123 – **Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 2**



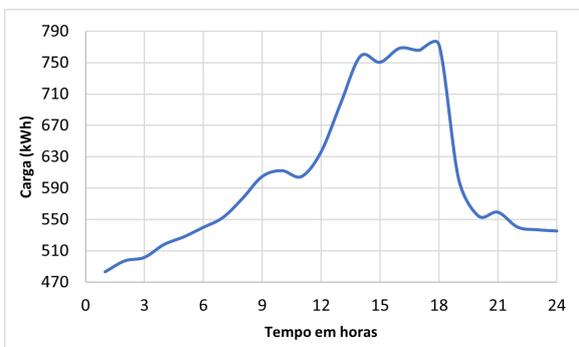
Fonte: autoria própria

Figura 124 – **Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 3**



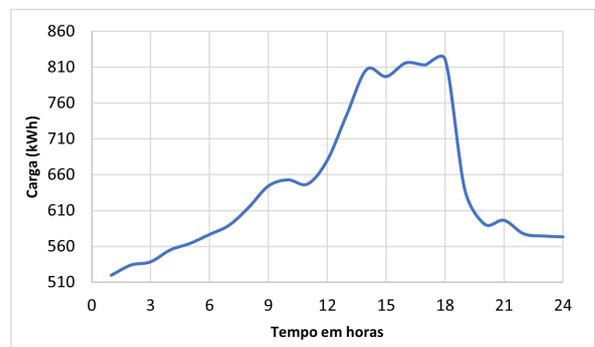
Fonte: autoria própria

Figura 125 – **Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 4**



Fonte: autoria própria

Figura 126 – **Previsão 1 de carga média diária do BESS: caso 5**



Fonte: autoria própria

A [Figura 121](#) mostra que quando se utiliza o M_{min} o BESS médio das usinas do IFMA começa a carregar das primeiras horas do dia até as 10h, que é seu pico de acúmulo

de cargas, das 10h ao final do dia efetua descarga de energia. Esta análise é válida para todo $\lambda \geq 1$.

Nas Figuras 122, 123 e 124 as análises são as mesmas, pois seus gráficos se assemelham. Observou-se que o BESS é carregado do início do dia até o pico de cargas, que ocorre às 14h, e que do pico até o final do dia ocorrem as descargas de energia. Também constatou-se que a partir das 18h o banco realiza descargas mais acentuadas.

Nas Figuras 125 e 126 as análises também são idênticas, devido o comportamento parecido de seus gráficos. As análises dos casos 1, 2 e 3 servem para os casos 4 e 5, com a mudança no horário do pico, que ocorre às 18h. Outra ressalva importante para os casos 4 e 5 e que das 18h às 19h o BESS realiza uma descarga mais aprofundada do que nos casos 1, 2 e 3.

As análises dos gráficos das Figuras 125 e 126 foram realizadas para $\lambda = 0,3217$, caso tome qualquer outro $\lambda \geq \lambda_{min}$ a estrutura se mantém, porém em outras escalas. Também observou-se que nas Figuras 121 a 126 o pico de cargas muda, saindo das 9h e chegando às 18h, este fato ocorre devido ao aumento nos custos de venda de energia.

7.2.2 Análise da segunda situação

Nesta subseção foram encontradas as mesmas análises da Subseção 7.2.1 com pequenas diferenças em alguns resultados que foram pontuados.

Na segunda situação foram realizados os mesmos testes computacionais da primeira situação, utilizando o M_{min} para os cinco casos, encontrando os valores da compra de energia, da venda de energia, da quantidade de iterações e do tempo de execução, conforme a próxima tabela.

Tabela 31 – Disponibilidade orçamentária mínima (previsão 2)

λ	M_{min} (R\$)	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Iterações	Tempo (s)
$\lambda_{min}=0,25$	2.573.765,02	2.573.765,02	0	47	38,20
0,30	2.522.364,77	2.522.364,77	0	41	46,79
0,40	2.439.545,23	2.439.545,23	0	43	35,26
0,50	2.382.462,82	2.382.462,82	0	42	38,34
0,60	2.341.261,84	2.341.261,84	0	49	57,22
0,70	2.308.421,59	2.308.421,59	0	50	64,69
0,80	2.280.538,19	2.280.538,19	0	51	45,49
0,90	2.259.368,95	2.259.368,95	0	57	39,61
1	2.246.946,76	2.246.946,76	0	54	46,55
$+\infty$	2.246.946,76	2.246.946,76	0	-	-

Fonte: autoria própria

As análises da Tabela 31 são as mesmas da Tabela 24 e com as mesmas conclusões. A Figura 128 comprova que a diferença entre os resultados das tabelas é

mínima quando comparado em termos percentuais. Também notou-se que a média do número de iterações e o tempo médio de execução do MSEL entre as duas tabelas são próximos.

Em relação ao M_{max} , foram realizados os testes computacionais para casos de 1 a 5, analisando as mesmas informações da Tabela 31. Os resultados obtidos nas simulações estão expostos nas tabelas seguintes.

Tabela 32 – Compra máxima de energia (previsão 2)

λ	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
$\lambda_{min}=0,25$	2.573.816,79	2.594.319,67	2.630.553,94	2.866.665,40	3.018.600,93
0,3	2.523.325,89	2.568.209,13	2.657.478,06	3.188.731,33	3.622.321,12
0,4	2.448.714,14	2.559.102,99	2.829.003,07	3.895.837,35	4.829.761,50
0,5	2.415.730,67	2.613.641,35	3.135.264,70	4.650.426,13	6.037.201,87
0,6	2.413.025,67	2.701.014,78	3.513.607,98	5.489.395,36	7.244.642,24
0,7	2.431.171,90	2.808.982,50	3.898.318,56	6.329.423,49	8.452.082,62
0,8	2.458.127,09	2.931.217,91	4.299.761,88	7.171.836,03	9.659.522,99
0,9	2.497.669,75	3.075.371,46	4.727.379,31	8.019.331,13	10.866.963,36
1	2.557.061,33	3.249.287,58	5.180.057,59	8.871.840,06	12.074.403,74
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$

Fonte: autoria própria

A Tabela 32 expõe a previsão da compra máxima de energia para a segunda situação, onde mostra o mesmo comportamento das Tabelas 25 a 29 com diferenças em reais relativamente pequenas.

Em relação à venda máxima de energia a Tabela 33 relata todos os dados produzidos pelos casos de 1 a 5.

Tabela 33 – Venda máxima de energia (previsão 2)

λ	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
$\lambda_{min}=0,25$	52,22	20.753,04	57.458,52	308.066,37	478.567,40
0,3	979,60	46.431,17	137.648,49	711.619,86	1.192.026,76
0,4	9.534,68	122.062,65	401.766,27	1.581.700,27	2.618.945,45
0,5	35.292,17	238.386,00	787.754,23	2.499.262,94	4.045.864,17
0,6	76.643,90	373.826,41	1.238.334,49	3.501.205,56	5.472.782,91
0,7	133.139,86	525.059,32	1.694.795,10	4.504.207,08	6.899.701,62
0,8	194.799,75	687.398,74	2.167.415,86	5.509.593,01	8.326.620,28
0,9	262.942,62	866.119,75	2.665.630,95	6.520.061,47	9.753.539,04
1	343.468,49	1.068.091,97	3.188.399,16	7.535.543,75	11.180.457,72
$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$	$+\infty$

Fonte: autoria própria

A Tabela 33 possui comportamento semelhante das Tabelas 25 a 29 com diferenças em reais mínimas para a previsão da venda máxima de energia. As Tabelas 32 e

[33](#) produzem gráficos para cada caso praticamente idênticos aos gráficos representados pelas Figuras de [98](#) a [107](#), portanto possuem análises iguais.

No que diz respeito aos tipos de contratos previstos em cada submercado com suas respectivas quantidades mínimas de cargas em MWh a serem compradas referente às Tabelas [31](#), [32](#) e [33](#) são os mesmos encontrados na Subseção [7.2.1](#), pois possuem gráficos semelhantes aos gráficos representados pelas Figuras de [108](#) a [113](#).

A disponibilidade orçamentária máxima e o fator de controle utilizados na segunda situação são os mesmos encontrados na Subseção [7.2.1](#), ou seja, $M_{max} = \text{R\$ } 3.883.200,00$ e $\lambda = 0,3217$, nesta ordem. Em conformidade com a [Tabela 31](#) o valor apontado é superior aos (M_{min})s, neste caso, pegou-se o menor M_{min} correspondente ao $\lambda \geq 1$, pois gera a maior taxa de economia. A tabela abaixo mostra os mesmos comparativos utilizados na [Tabela 30](#).

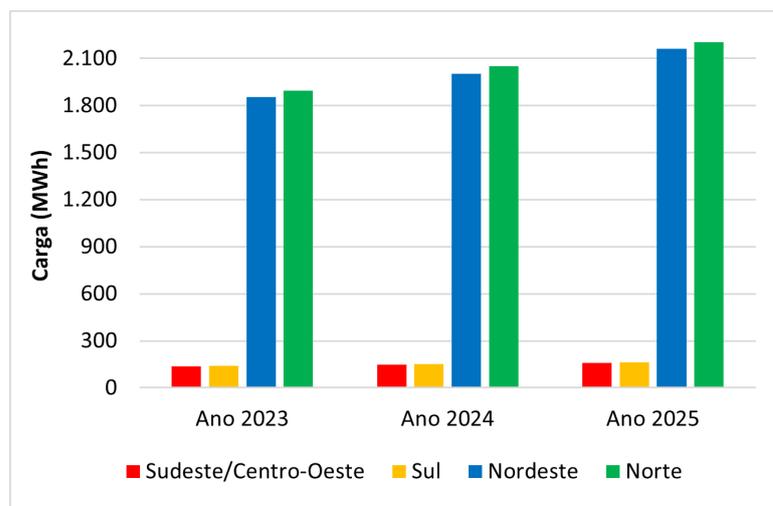
Tabela 34 – Comparativo entre a DC e o MSEL (previsão 2)

Análise	Compra (R\$)	Venda (R\$)	Carga (MWh)	Economia (%)
Tabela 31	2.246.946,76	0	13.074,17	42,14 %
Caso 1: 32 e 33	2.504.054,94	1.719,85	12.910,84	35,56 %
Caso 2: 32 e 33	2.600.487,05	98.951,68	13.323,63	35,58 %
Caso 3: 32 e 33	2.718.261,71	219.702,40	13.825,61	35,66 %
Caso 4: 32 e 33	3.622.047,65	1.180.301,76	17.918,21	37,12 %
Caso 5: 32 e 33	3.883.200,00	1.500.498,97	18.977,80	38,64 %

Fonte: autoria própria

A [Tabela 34](#) indicam que os testes computacionais realizados na [Tabela 31](#) apontam contratos mais vantajosos do que os contratos apresentados nas Tabelas [32](#) e [33](#). Dessa maneira, o gráfico a diante indica o comportamento anual do contrato exposto na primeira linha da [Tabela 34](#).

O gráfico da [Figura 127](#) tem as mesmas análises do gráfico da [Figura 114](#), porém com uma pequena quantidade de carga comprada em cada submercado superior à primeira situação.

Figura 127 – Previsão 2 de contrato: Tabela 31, $\lambda \geq 1$ 

Fonte: autoria própria

No que se refere ao BESS previsto para a segunda situação de cada usina dos campi do IFMA, as simulações realizadas na Tabela 34 geraram os mesmos gráficos apresentados nas Figuras 115 a 120. Também foram realizadas as análises dos comportamentos diários dos BESSs das Figuras 115 a 120 e encontrou-se gráficos idênticos aos apresentados nas Figuras 121 a 126. Perante o exposto, o banco de baterias estacionárias previsto para a segunda situação tem as mesmas análises para o banco previsto na primeira situação.

7.3 Comparativo das soluções: passado x futuro

Nesta seção realizamos os comparativos entre as soluções encontradas com os dados coletados no passado e com os dados produzidos para o futuro. No caso dos dados estimados para os anos de 2023, 2024 e 2025, foram feitas duas análises devido aos dois tipos previstos de geração de potência.

A Tabela 35 foi elaborada pelas soluções produzidas a partir do MSEL, utilizando o M_{min} para cada λ associado. Os valores encontrados para a compra de energia mínima associados a cada λ são os mesmos valores encontrados do M_{min} , de acordo com a Tabela 35.

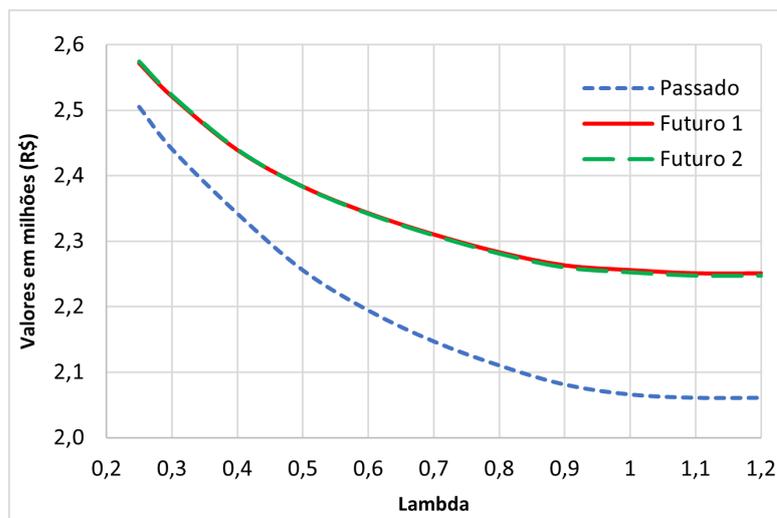
Tabela 35 – Compra mínima de energia

λ	Passado	Previsão 1	Previsão 2
0,25	2.504.800,66	2.571.540,78	2.573.765,02
0,3	2.440.513,37	2.520.772,97	2.522.364,76
0,4	2.341.819,79	2.439.105,96	2.439.545,23
0,5	2.255.351,41	2.383.265,43	2.382.462,82
0,6	2.193.940,51	2.342.668,09	2.341.261,84
0,7	2.146.651,29	2.310.217,35	2.308.421,59
0,8	2.109.977,07	2.283.051,90	2.280.538,19
0,9	2.080.789,97	2.263.058,82	2.259.368,95
1	2.060.650,90	2.250.923,92	2.246.946,76
$+\infty$	2.060.650,90	2.250.923,92	2.246.946,76

Fonte: autoria própria

A partir da Tabela 35 foi construído o gráfico representado pela Figura 128, conforme abaixo.

Figura 128 – Compra mínima de energia



Fonte: autoria própria

A Figura 128 mostra que ambas as curvas têm um comportamento exponencial decrescente. Observou-se que a curva do passado é menor que as curvas do previstas (1 e 2) para todo λ avaliado. Em relação às curvas produzidas para o futuro, verificou-se uma proximidade ao longo dos λ 's, este fato confirma a hipótese de que as curvas de geração de potência $p^{(1)}$ e $p^{(2)}$ estão bem ajustadas.

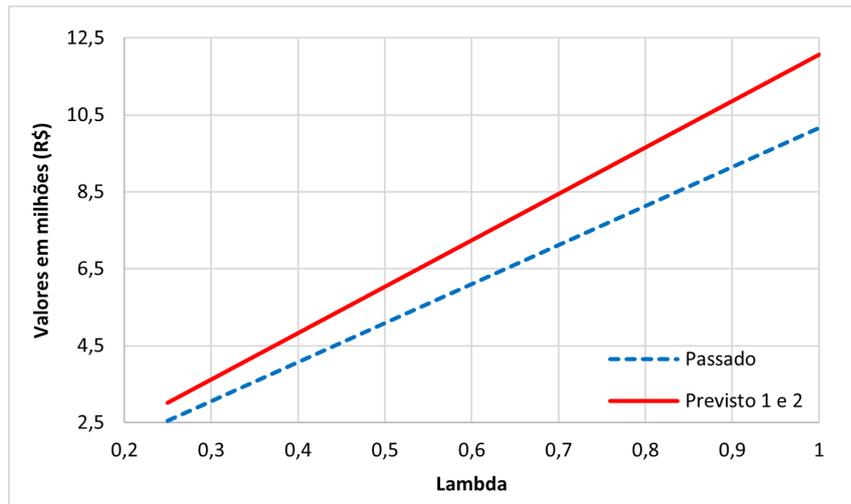
Vale ressaltar que a venda mínima de energia é zero para todos os casos, tanto no passado quanto para as previsões 1 e 2.

Utilizando a disponibilidade orçamentária mínima a economia obtida para as simulações com os dados do passado e dados previstos (1 e 2) foram, respectivamente, R\$ 1.115.531,01, R\$ 1.632.276,08 e R\$ 1.636.253,24. Esses valores alcançados ainda não

é suficiente para a obtenção de todos os BESSs para as usinas do IFMA, porém existe viabilidade de aquisição do BESSs de capacidade menor.

Quando se trata da disponibilidade financeira máxima de todos os casos estudados neste trabalho, o gráfico da [Figura 129](#) faz um comparativo entre os valores encontrados no passado e os valores previstos (1 e 2) para todo $\lambda \geq \lambda_{min} = 0,25$.

Figura 129 – Disponibilidade orçamentária máxima

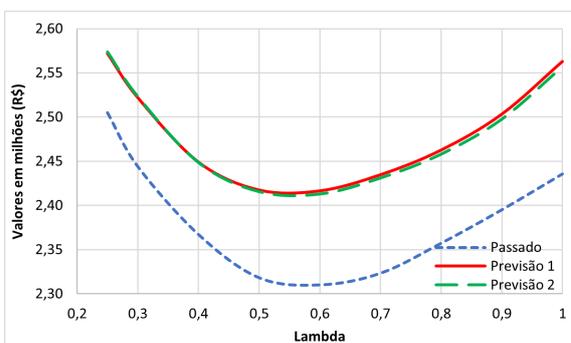


Fonte: autoria própria

Os gráfico da [Figura 129](#) mostra que as disponibilidades orçamentárias máximas de cada situação são lineares e crescentes. As disponibilidades orçamentárias máximas dos dados do passado são inferiores aos dos dados previstos (1 e 2) para todo $\lambda \geq 0,25$. Já os dados previstos 1 e 2 possuem os mesmos gráficos ao longo de todo λ estudado.

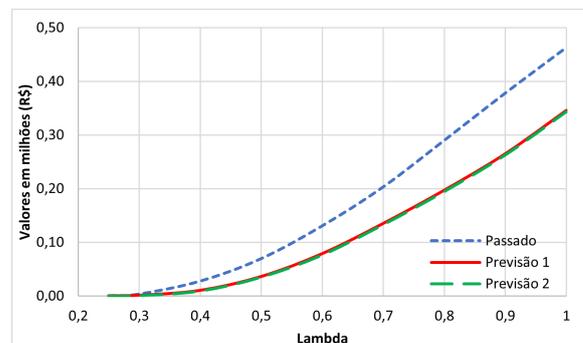
Em relação a compra e a venda de energia, os gráficos das Figuras [130](#) a [139](#) fazem os comparativos entre as simulações com os dados do passado e os previstos (1 e 2) para os casos de 1 a 5, conforme a seguir.

Figura 130 – Compra máxima: caso 1



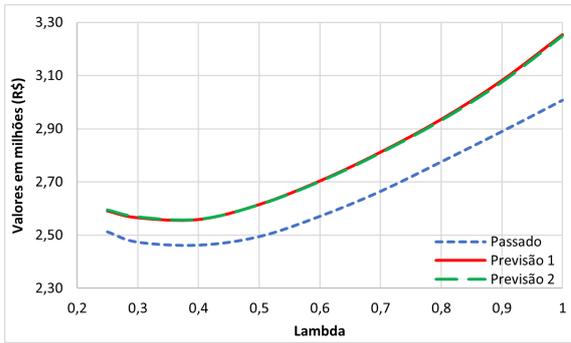
Fonte: autoria própria

Figura 131 – Venda máxima: caso 1



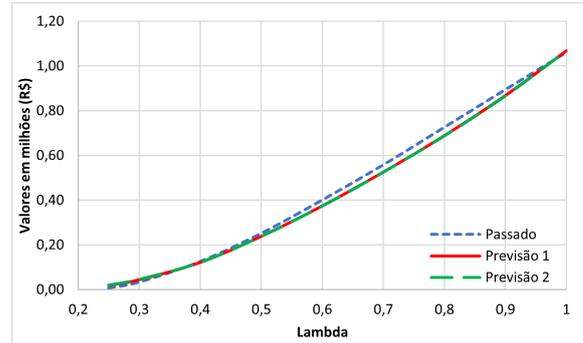
Fonte: autoria própria

Figura 132 – Compra máxima: caso 2



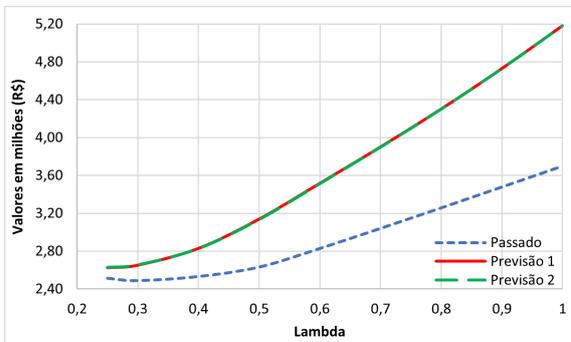
Fonte: autoria própria

Figura 133 – Venda máxima: caso 2



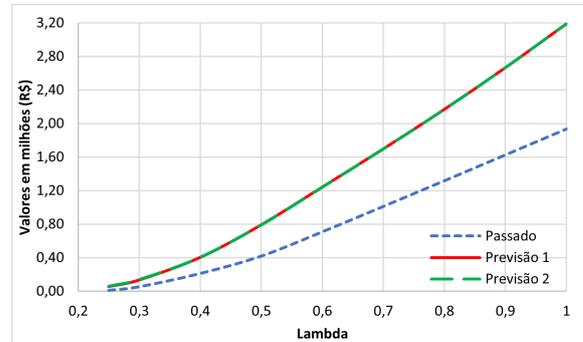
Fonte: autoria própria

Figura 134 – Compra máxima: caso 3



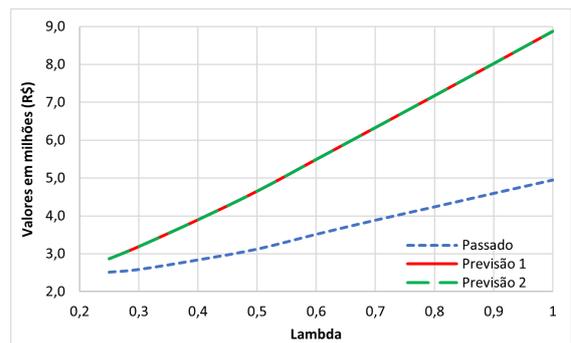
Fonte: autoria própria

Figura 135 – Venda máxima: caso 3



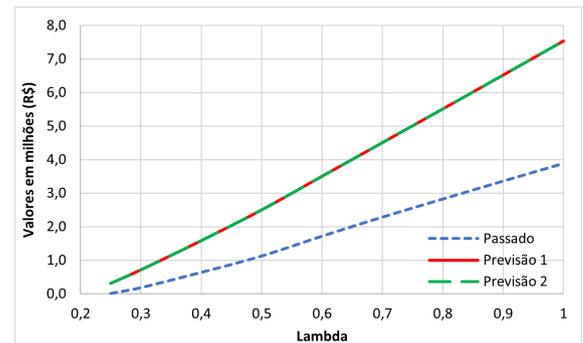
Fonte: autoria própria

Figura 136 – Compra máxima: caso 4



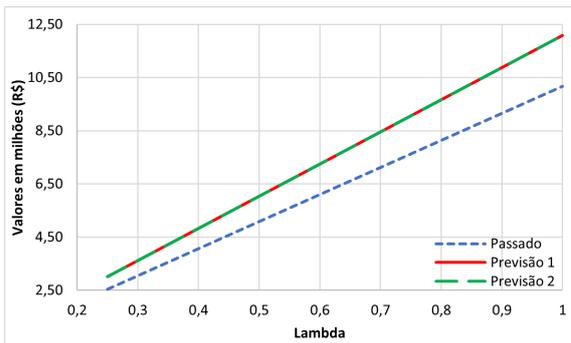
Fonte: autoria própria

Figura 137 – Venda máxima: caso 4



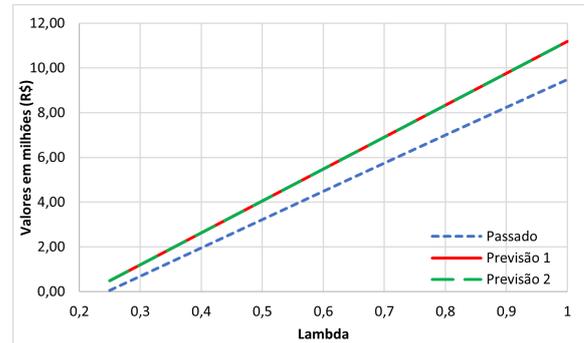
Fonte: autoria própria

Figura 138 – Compra máxima: caso 5



Fonte: autoria própria

Figura 139 – Venda máxima: caso 5



Fonte: autoria própria

As Figuras de 130, 132, 134, 136 e 138 mostram que a compra de energia com os dados do passado é sempre inferior a compra de energia para os dados previstos, corroborando com os valores de M de cada situação.

Em relação à venda de energia os gráficos das Figuras 131, 133, 135, 137 e 139 mostram que no caso 1 a quantidade de energia vendida no passado é superior a quantidade de energia estimada para vender no futuro. Já no caso 2, as quantidades de energias vendidas são quase as mesmas. Nos casos 3, 4 e 5 as situações se invertem em relação ao caso 1.

Em todos os gráficos relativo a compra e a venda de energia elétrica foram detectados que as curvas crescem conforme o crescimento do λ e o aumento dos custos de venda, tomando sentido da linearidade.

8 Conclusões e Perspectivas

Diante do modelo matemático 4.18 proposto no [Capítulo 4](#) e das simulações realizadas no [Capítulo 6](#) e [Capítulo 7](#), mostramos a viabilidade do modelo para comprar energia no mercado livre de energia, sugerindo ao IFMA a ser um consumidor livre, em vez de consumidor cativo.

A viabilidade de mudança do IFMA do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre é sugerida a partir das diversas simulações realizadas com os dados coletados e produzidos, os quais foram representados na [Tabela 17](#), [Tabela 30](#) e [Tabela 34](#), onde aponta que o valor utilizado de R\$ 3.176.181,91 nos anos de 2018, 2019 e 2022 e valores previstos 1 e 2 de R\$ 3.883.200,00 para os anos de 2023, 2024 e 2025, na devida ordem, com as demandas contratadas, são superiores aos valores propostos pelo MSEL para ambos os casos.

O modelo proposto mostrou uma economia de 35,12%, 42,03% e 42,14%, respectivamente, para os dados no passado e previstos (1 e 2), ambos utilizando a disponibilidade orçamentária mínima para $\lambda \geq 1$. O valor encontrado para a disponibilidade orçamentária mínima permanece inalterado para todo $\lambda \geq 1$, mostrando que foi alcançada a estabilidade, portanto encontrando o menor de todos os (M_{min})s para cada situação analisada, de acordo com a [Tabela 35](#). Outra vantagem do M_{min} além das melhores economias obtidas na compra de energia, é o fato de não ter necessidade de vender energia no MLE, tornando o processo mais simples, apenas com os contratos de compra de energia.

A disponibilidade orçamentária mínima das três situações analisadas (passado, previstos 1 e 2) gerou contratos variados e otimizados, onde o submercado do Norte concentra o maior volume de cargas anuais, seguido pelo submercado do Nordeste. O Sudeste/Centro-Oeste e o Sul foram os submercados menos atrativos em todas as análises, nessa ordem. Observou-se nas três situações que à medida que os custos de venda de energia aumentam, a compra de energia em cada submercado também aumenta. Também constatou-se que a quantidade de cargas elétricas compradas cresceram a cada ano analisado.

Atualmente os campi que possuem usinas foltovoltaicas no IFMA não têm banco de baterias estacionárias, porém todas as simulações realizadas foram com um banco de baterias, no intuito de mostrar a viabilidade ou não da aquisição através da economia conquistada pelo modelo matemático proposto. Segundo ([COLE; FRAZIER; AUGUSTINE, 2021](#)), os custos médio de armazenamento pelo período de 6h do BESS com íons de lítio gira em torno de \$ 230/ kWh para o ano de 2025. De acordo com o gráfico apresentado na [Figura 121](#), o BESS previsto pode armazenar 613 kWh em média horária com um período de armazenamento de 24 horas, o que custaria em torno de \$ 920/ kWh ,

ou seja, \$ 563.960,00 o custo médio de cada banco do IFMA.

Outro ponto importante que foi observado é que as operações de carga e descarga do BESS médio do IFMA utilizando o M_{min} é maior do que todos os casos usando o M_{max} , isto é, com as análises dos dados no passado. Já com os dados previstos (1 e 2) o BESS médio é maior do que os três primeiros casos e próximos dos dois últimos. Este fato mostra que para se buscar melhores oportunidades de compra e venda de energia, o BESS necessita armazenar uma maior quantidade de cargas elétricas para realizar as operações de otimização à procura de contratos financeiramente viáveis.

A Tabela 17 mostra que o modelo matemático aplicado aos dados do passado surtiria uma economia financeira significativa para o IFMA. Pelas análises realizadas na Tabela 30, o MSEL também projeta uma melhoria na economia financeira do IFMA ainda melhor do que na Tabela 17. Em ambos os casos é necessário que o IFMA deixe de ser um consumidor cativo e passe a ser um consumidor livre, ou seja, mudando do ACR para o ACL.

Mediante as análises gráficas das Figuras 115 a 120, que preveem o comportamento médio do BESS das usinas do IFMA e das análises gráficas realizadas nas Figuras 88 a 92 (que indicam a demanda de consumo de energia das usinas do IFMA), foi constatado que no período de menor demanda de consumo de energia houve um aumento no acúmulo de cargas no BESS. Este fato acontece tanto para preparar o banco de baterias para melhores oportunidades de venda de energia no mercado como também para utilizar no momento em que os custos da compra de energia estão elevados.

Outro fato relevante que foram analisados nos BESSs, que são válidos para as simulações com os dados do passado e para os dados previstos, é referente ao comportamento médio diário dos bancos de baterias propostos às usinas do IFMA, que estão representados pelas Figuras 70 a 75 e pelas Figuras 121 a 126, onde seu pico de acúmulo de cargas muda à medida que os custos de venda aumentam chegando às 18h. Na grande maioria das análises o BESS sofre uma grande descarga de energia a partir das 18h.

Também foram realizadas simulações com o MSEL sem o BESS, o que também resultou economia em cada situação analisada, porém inferiores aos valores encontrados nas Tabelas 17, 30 e 34. As simulações realizadas sem um banco de baterias utilizando o M_{min} apontaram uma economia de 21,47%, 27,79% e 27,83%, nessa ordem, para os dados do passado, dados previstos 1 e 2, uma diferença em torno de 14% para ambas as simulações. Essa diferença também se manteve para as simulações realizadas com o M_{max} .

Mediante todas as normas e regulamentações exigidas pela ANEEL, ao modelo matemático construído e aos bons resultados obtidos nas análises computacionais realizadas com o MSEL, este trabalho prova a viabilidade de mudança do Instituto Federal do Maranhão do ambiente de contratação regulada, a qual pertence, para o ambiente de

contratação livre, utilizando o regime comunhão de cargas.

8.1 Principais contribuições deste trabalho

Dentre as várias contribuições que este trabalho oferece, pontuamos as mais relevantes a seguir:

- um modelo matemático de programação linear que otimiza a compra de energia elétrica no MLE para as unidades consumidoras que se encaixem como um consumidor livre;
- a viabilidade da implantação da *Virtual Power Plant* no sistema elétrico brasileiro;
- um formato para gerar os dados de potência das usinas no futuro das unidades consumidoras através das curvas Gaussianas, como também através do percentual de decréscimo anual;
- incentivo para as unidades consumidoras vinculadas ao ACR que possuem demanda contratada acima de 500 kW migrarem para o ACL.

8.2 Trabalhos futuros

Mediante a construção deste trabalho, foram explorados algumas tópicos que eram pouco estudados, no entanto, alguns aspectos merecem destaques e são passíveis de serem estudados em trabalhos futuros, a curto, médio e longo prazo. Dentre os vários pontos, destacamos os principais:

- um modelo matemático de otimização com custos e restrições lineares ou não-lineares para estipular a demanda contratada ideal através da demanda ativa de cada unidade consumidora;
- um modelo de otimização para encontrar a disponibilidade financeira mínima e o fator de controle mínimo utilizando uma heurística diferente da que foi utilizada neste trabalho;
- inclusão do σ dinâmico no [Algoritmo 5](#), iniciando com $\sigma = 1$ e reduzindo o seu valor ao longo das iterações do algoritmo;
- inclusão dos custos na função-objetivo do modelo matemático proposto para aquisição do banco de baterias estacionárias ao sistema fotovoltaico híbrido, analisando a viabilidade e o tempo para o retorno financeiro pela aquisição do banco;

-
- análises dos testes computacionais com dados reais de unidades consumidoras vinculadas a diferentes distribuidoras de energia locais;
 - realizar testes computacionais com outros algoritmos mais poderosos na tentativa de reduzir o valor do $\lambda_{min} = 0,25$.

Referências

- ABEEOLICA. *Associação Brasileira de Energia Eólica*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 24 set. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 38.
- ABRADEE. *Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>>. Acesso em: 25 Jul. 2022. Citado na página 46.
- ABSOLAR. *Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 08 jun. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 40, 42 e 45.
- AESBRASIL. *Applied Energy Systems of the Brazil*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.aesbrasil.com.br/pt-br>>. Acesso em: 13 out. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 55, 60 e 61.
- AKRAM, U.; KHALID, M.; SHAFIQ, S. Optimizing a grid-connected micro-grid with optimal renewable generation and battery energy storage. In: IEEE. *2017 9th IEEE-GCC Conference and Exhibition (GCCCE)*. [S.l.], 2017. p. 1–9. Citado na página 91.
- ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 01 set. 2022. Citado 10 vezes nas páginas 41, 42, 47, 50, 51, 52, 53, 60, 159 e 161.
- ATIA, R.; YAMADA, N. Sizing and Analysis of Renewable Energy and Battery Systems in Residential Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1204–1213, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 45, 66 e 67.
- BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J.; SHERALI, H. D. *Linear Programming and Network Flows*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008. Citado na página 83.
- BITENCOURT, L.; SCHETINGER, A.; BORBA, B.; DIAS, D.; MACIEL, R.; DIAS, B. Maximum pv penetration under voltage constraints considering optimal sizing of bess on brazilian secondary distribution network. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 9, p. 4063–4069, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 67 e 91.
- BRAUN, M. Virtual Power Plants in real Applications-pilot Demonstrations in Spain and England as part of the European project FENIX. In: *Internationaler ETG Kongress*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 27–28. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 62.
- CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 25 dez. 2021. Citado 4 vezes nas páginas 52, 53, 54 e 55.
- COLE, W.; FRAZIER, A. W.; AUGUSTINE, C. *Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update*. [S.l.], 2021. Citado na página 151.
- DIELMANN, K.; VELDEN, A. van der. Virtual Power Plants (VPP) - A New Perspective for Energy Generation? In: IEEE. *Proceedings of the 9th International Scientific and*

Practical Conference of Students, Post-graduates Modern Techniques and Technologies, 2003. MTT 2003. [S.l.], 2003. p. 18–20. Citado na página 58.

DÜTSCH, G.; STEINECKE, N. Use Cases for Blockchain Technology in Energy & Commodity Trading, 2017. *PWC Dostupno na: <https://www.pwc.com/gx/en/industries/assets/blockchain-technology-inenergy.pdf>* Datum pristupa, v. 1, 2019. Citado na página 58.

ELETRONUCLEAR. *Eletronuclear*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.eletronuclear.gov.br/>>. Acesso em: 21 set. 2022. Citado na página 36.

ELGAMAL, A. H.; KOCHER-OBERLEHNER, G.; ROBU, V.; ANDONI, M. Optimization of a Multiple-scale Renewable Energy-based Virtual Power Plant in the UK. *Applied Energy*, Elsevier, v. 256, p. 113973, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 62.

EPE. *Empresa de Pesquisa Energética*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 31 jun. 2021. Citado 7 vezes nas páginas 32, 33, 35, 36, 37, 46 e 57.

EQUATORIAL-MA. *Distribuidora de Energia Elétrica - Equatorial Maranhão*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://ma.equatorialenergia.com.br/sua-conta/emitir-segunda-via/#!>>>. Acesso em: 18 out. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 98 e 99.

ESFERAENERGIA. *Inteligência é Energia*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://esferaenergia.com.br>>. Acesso em: 02 mar. 2022. Citado 7 vezes nas páginas 35, 36, 37, 38, 39, 52 e 53.

ESIG. *Applications for Power System Management – Example Germany*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.esig.energy/blog-virtual-power-plants-vpp-applications-for-power-system-management-example-germany/>>. Acesso em: 14 out. 2022. Citado na página 60.

GOODWE. *Goodwe Power Station*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.semsportal.com/PowerStation/powerstatus>>. Acesso em: 18 out. 2022. Citado na página 92.

IEA. *International Energy Agency*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/>>. Acesso em: 21 set. 2022. Citado 5 vezes nas páginas 35, 36, 38, 39 e 41.

IFMA. *Instituto Federal do Maranhão*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://caxias.ifma.edu.br/cursosofertados/matematica/dados-energeticos-do-ifma/>>. Acesso em: 26 jun. 2023. Citado 9 vezes nas páginas 92, 93, 97, 103, 104, 105, 128, 129 e 130.

KANG, Y. et al. Optimal Energy Management for Virtual Power Plant with Renewable Generation. *Energy and Power Engineering*, Scientific Research Publishing, v. 9, n. 04, p. 308, 2017. Citado na página 59.

LIMA, F. d. Previsão de Irradiação Solar no Nordeste do Brasil empregando o modelo wrf ajustado por Redes Neurais Artificiais (RNAs). *São José dos Campos, SP: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)*, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.

LUENBERGER, D. G.; YE, Y. et al. *Linear and Nonlinear Programming*. [S.l.]: Springer, 2008. v. 3. Citado 3 vezes nas páginas 81, 83 e 84.

- MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S. d. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. d. Atlas Brasileiro de Energia Solar 2. Inpe, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- MATLAB. *version 7.10.0 (R2018a)*. Natick, Massachusetts, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 121.
- MME. *Ministério de Minas e Energia*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>>. Acesso em: 25 Jul. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 46, 49 e 51.
- MORETTIN, P. A.; BUSSAB, W. O. *Estatística básica*. [S.l.]: Saraiva Educação SA, 2017. Citado na página 122.
- MUÑOZ, Y.; VARGAS, O.; PINILLA, G.; VÁSQUEZ, J. Sizing and Study of the Energy Production of a Grid-tied Photovoltaic System Using PVsyst Software. *Tecciencia*, Universidad ECCI, v. 12, n. 22, p. 27–32, 2017. Citado na página 45.
- NAVAL, N.; YUSTA, J. M. Virtual Power Plant Models and Electricity Markets-A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 149, p. 111393, 2021. Citado na página 59.
- NEOSOLAR. *Neosolar*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/>>. Acesso em: 26 set. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.
- NETO, A. A. Matemática financeira e suas aplicações. 2000. Citado na página 122.
- ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 22 set. 2022. Citado 5 vezes nas páginas 33, 36, 38, 39 e 41.
- PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M. Microgrids in Active Network Management—Part I: Hierarchical Control, Energy Storage, Virtual Power Plants, and Market Participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 36, p. 428–439, 2014. Citado na página 56.
- PORTALSOLAR. *Portal Solar*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/>>. Acesso em: 20 jun. 2021. Citado 3 vezes nas páginas 42, 43 e 120.
- RAAB, A.; FERDOWSI, M.; KARFOPOULOS, E.; UNDA, I. G.; SKARVELIS-KAZAKOS, S.; PAPADOPOULOS, P.; ABBASI, E.; CIPCIGAN, L. M.; JENKINS, N.; HATZIARGYRIOU, N. et al. Virtual Power Plant Control Concepts with Electric Vehicles. In: IEEE. *2011 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*. [S.l.], 2011. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 63.
- ROUZBAHANI, H. M.; KARIMIPOUR, H.; LEI, L. A Review on Virtual Power Plant for Energy Management. *Sustainable energy technologies and assessments*, Elsevier, v. 47, p. 101370, 2021. Citado na página 58.
- SABOORI, H.; MOHAMMADI, M.; TAGHE, R. Virtual Power Plant (VPP), definition, concept, components and types. In: IEEE. *2011 Asia-Pacific power and energy engineering conference*. [S.l.], 2011. p. 1–4. Citado 3 vezes nas páginas 58, 62 e 63.

SHAFIQ, S.; KHAN, B.; AL-AWAMI, A. T. Optimal Battery Placement in Distribution Network Using Voltage Sensitivity Approach. In: IEEE. *2019 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*. [S.l.], 2019. p. 1–4. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 67.

WANG, Y.; GAO, W.; QIAN, F.; LI, Y. Evaluation of Economic Benefits of Virtual Power Plant between Demand and Plant Sides based on Cooperative Game Theory. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 238, p. 114180, 2021. Citado na página 59.

ANEXO A – Regulamentações e Normativas

Neste anexo discutimos as principais resoluções normativas e regulamentações existentes no setor elétrico brasileiro, conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022).

A.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012

A Resolução Normativa (REN) da ANEEL nº 482 entrou em vigor no dia 17 de abril de 2012 e estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, ao sistema de compensação de energia elétrica, dentre outras providências. Esta REN foi atualizada em 2022 com várias inclusões, revogações e substituições de artigos, incisos e parágrafos pelas redações dadas nas REN 687/2015, REN 786/2017 e REN 1000/2021.

Esta REN define como microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e minigeração distribuída uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW, onde ambas utilizem cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O sistema de compensação de energia elétrica é o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. A compensação de crédito é realizada apenas pelos consumidores cativos e podem ser utilizados no prazo máximo de 60 meses. A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

Existem três modalidades que as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída podem ser caracterizadas: empreendimento com múltiplas unidades consumidoras; geração compartilhada; autoconsumo remoto. O autoconsumo remoto é umas das modalidades mais atrativas, pelo fato de que as unidades consumidoras de mesma titularidade de uma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente ou não das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou

permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A. Para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída no ACR, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todos os componentes da tarifa em R\$/MWh.

A.2 Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021

A REN da ANEEL nº 1000 entrou em vigor no dia 07 de dezembro de 2021. Este documento estabeleceu as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, nas quais estão dispostos os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço, também revogou as RENs nº 414/2010, nº 470/2011, nº 901/2020 e deu outras providências.

O disposto nesta REN aplica-se à concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica e ao usuário do serviço, pessoa física ou jurídica que se beneficia ou utiliza, efetiva ou potencialmente, do serviço público, a exemplo do consumidor, da central geradora, da distribuidora, do agente exportador e importador.

Esta REN dá diversas definições importantes dentro do setor elétrico, dentre elas, podemos destacar:

- bandeiras Tarifárias: sistema que tem como finalidade sinalizar os custos atuais da geração de energia elétrica ao consumidor por meio da tarifa de energia;
- consumidor Especial: consumidor livre ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que tenha adquirido energia elétrica de fontes primária incentivadas;
- consumidor Livre: consumidor atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, cuja carga atenda a [Tabela 36](#), atendidos em qualquer nível de tensão;
- consumidor Potencialmente Livre: consumidor que cumpre as condições estabelecidas para tornar-se livre, mas é atendido de forma regulada;
- demanda Contratada (DC): demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato em kW (Quilowatts).

Também é abordado nesta resolução normativa os tipos de grupos de consumidores, consumidores do grupo A e do grupo B com os subgrupos (A1, A2, A3, A3a, A4, AS) e (B1, B2, B3, B4) nessa ordem, onde cada subgrupos é composto de unidades consumidoras com o seu respectivo nível de tensão de conexão.

De acordo com esta REN, o enquadramento como consumidor livre se dá conforme a tabela abaixo:

Tabela 36 – **Enquadramento do Consumidor Livre**

Data	DC Mínima (kW)
A partir de 01/07/2019	2500
A partir de 01/01/2020	2000
A partir de 01/01/2021	1500
A partir de 01/01/2022	1000
A partir de 01/01/2023	500

Fonte: autoria própria

Segundo a ([ANEEL, 2022](#)), até o ano de 2025 há uma perspectiva de um novo enquadramento para o consumidor livre, sendo suficiente o consumidor pertencer apenas ao grupo A para se tornar livre.

A.3 Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022

A REN da ANEEL nº 1.009 entrou em vigor no dia 22 de março de 2022, determinando as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre.

Esta REN revogou diversas RENs anteriores por completo, como por exemplo, a REN 247/2006 que estabelecia as condições para a comercialização de energia elétrica, provenientes de fontes primárias incentivadas com demanda contratada maior ou igual a 500 kW, como também revogou, atualizou e incluiu vários artigos de outras importantes RENs.

O capítulo I do título III desta REN refere-se à contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), bem como aos tipos de contratações que dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

As condições para a comercialização de energia elétrica dentro do SIN como consumidor especial com geração oriunda de três situações: aproveitamento do potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central

hidrelétrica; empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW; empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW.

A comercialização de energia implica na celebração do Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI), com cláusulas e preços livremente negociados entre o agente gerador incentivado e o consumidor especial, devendo dispor, além das cláusulas essenciais aos contratos administrativos, no mínimo, sobre o seguinte: energia elétrica contratada, discriminada por segmentos mensais e/ou anuais; período de suprimento; critérios de rescisão, submercados de entrega e de consumo.

O consumidor especial, deve comprovar a instituição da comunhão de fato ou de direito, por um único CNPJ raiz e por meio de instrumento pertinente, onde deve constar o compromisso de solidariedade entre os comungantes, a indicação de seu representante legal junto ao agente gerador incentivado, à concessionária ou à permissionária de distribuição e à CCEE, a declaração de ciência de que a falta de pagamento de fatura de compra de energia ou de uso de sistema de distribuição pode implicar na interrupção do serviço para todas as unidades consumidoras.