

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

ESCOLA DE ENGENHARIA

MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

RAFAEL PROVENZANO JOU ALVES

**DESPACHO OTIMIZADO DE USINAS GERADORAS VIRTUAIS CONECTADAS
AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

NITERÓI/RJ

2022

RAFAEL PROVENZANO JOU ALVES

**DESPACHO OTIMIZADO DE USINAS GERADORAS VIRTUAIS CONECTADAS
AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense e como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. Andre Abel Augusto, D. Sc.,

Niterói/RJ

2022

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

A474d Alves, Rafael Provenzano Jou
Despacho Otimizado de Usinas Virtuais de Energia Conectadas
ao Sistema Elétrico Brasileiro / Rafael Provenzano Jou Alves.
- 2022.
201 p.: il.

Orientador: Andre Abel Augusto.
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Escola de Engenharia, Niterói, 2022.

1. Usinas virtuais de energia. 2. Geração distribuída. 3.
Otimização. 4. Operação de sistemas elétricos. 5.
Produção intelectual. I. Augusto, Andre Abel, orientador.
II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia.
III. Título.

CDD - XXX

RAFAEL PROVENZANO JOU ALVES

DESPACHO OTIMIZADO DE USINAS GERADORAS VIRTUAIS CONECTADAS
AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Andre Abel Augusto - Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF

Prof. Dr. Rainer Zanghi
Universidade Federal Fluminense - UFF

Prof. Dr. Wanderley Cardoso Celeste
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Niterói
(outubro/2022)



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
WANDERLEY CARDOSO CELESTE - SIAPE 1723581
Departamento de Computação e Eletrônica - DCE/CEUNES
Em 31/10/2022 às 07:57

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/593764?tipoArquivo=O>

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal Fluminense (UFF) que, através do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Aos professores Rainer e Wanderley, por aceitar o convite para avaliar este trabalho.

Agradeço em especial ao meu orientador Andre Abel Augusto por todo o suporte acadêmico e orientação técnica, além do apoio e incentivo durante a realização deste trabalho.

Aos amigos pela motivação e companheirismo que sem eles as dificuldades encontradas nessa trajetória seriam bem maiores.

Aos meus pais, Mei Lin e Sergio pela oportunidade que me deram de estudar e pelo apoio em todos os momentos de dificuldade.

Aos meus irmãos, Juliana e Vinicius, e minha namorada Ana Carolina, pelo grande incentivo às minhas escolhas e apoio aos meus esforços.

“No meio da dificuldade encontra-se a oportunidade.”

Albert Einstein

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro está em processo de transição da geração de energia elétrica, onde o sistema é centralizado e de grande escala, por um modelo de geração distribuída e de pequeno porte, produzida próxima às cargas. Esse modelo permite a inclusão dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), conectados às redes elétricas. Porém, esta conexão traz desafios à sua operação e manutenção dos parâmetros da rede elétrica, devido às incertezas das fontes e das cargas. Somado a isso, o envelhecimento dos sistemas atuais e de seus componentes, tem permitido a introdução de tecnologias de informação e comunicação nas redes elétricas de distribuição, facilitando o monitoramento dos REDs conectados ao sistema elétrico e resultando no conceito de redes elétricas inteligentes.

Utilizando as tecnologias de informação e comunicação, as usinas virtuais de energia são uma forma de agregação desses REDs conectadas às redes de distribuição e atuando coordenadamente como uma única usina geradora. A literatura ilustra potenciais benefícios gerados pela VPP, para mitigar as dificuldades operacionais resultantes da conexão dos REDs, além de apresentar um potencial para se tornar um importante agente do setor elétrico.

Esta dissertação visa contextualizar as usinas virtuais de energia, caracterizando-as no cenário atual do sistema elétrico brasileiro. Este trabalho investiga o despacho dessas usinas, considerando as questões regulatórias e energéticas do sistema elétrico brasileiro. Modelos computacionais para as usinas virtuais são elaborados, buscando a solução do problema do despacho através de métodos de inteligência computacional para otimização estocástica. Os modelos propostos são testados em cenários distintos.

Palavras-chave: usinas virtuais de energia, geração distribuída, otimização, operação de sistemas elétricos.

ABSTRACT

The Brazilian electrical system is in the process of transitioning from electric power generation, where the system is centralized and large-scale, through a small-scale distributed generation model, produced close to the loads. This model allows the inclusion of Distributed Energy Resources (DER), connected to the electrical grids. However, this connection brings challenges to its operation and maintenance of the electrical network parameters, due to the uncertainties of sources and loads. Added to this, the aging of current systems and their components has allowed the introduction of information and communication technologies in electrical distribution networks, facilitating the monitoring of DERs connected to the electrical system and resulting in the concept of smart electrical networks.

Using information and communication technologies, virtual power plants are a form of aggregation of these DERs, connected to distribution networks and acting in coordination, as a single generating plant. The literature illustrates potential benefits generated by the VPP, to mitigate the operational difficulties resulting from the connection of DERs, in addition to presenting a potential to become an important agent of the electricity sector.

This Dissertation aims to contextualize the virtual power plants, characterizing them in the current scenario of the Brazilian electrical system. This work will investigate the dispatch of these plants considering the regulatory and energy issues of the Brazilian electrical system. Computational models for the virtual plants will be elaborated seeking the solution of the dispatch problem through computational intelligence methods for stochastic optimization. The proposed models will be tested in different scenarios.

Keywords: virtual power plants, distributed generation, optimization, electrical systems operation.

SUMÁRIO

1.	Considerações Iniciais	1
1.1.	Introdução	1
1.2.	Motivação	2
1.3.	Justificativa	3
1.4.	Objetivo	3
1.5.	Contribuições	4
1.6.	Estrutura do trabalho.....	4
2.	Recursos Energéticos Distribuídos.....	6
2.1.	Introdução	6
2.2.	Panorama das Fontes de Energia Renováveis no Brasil	6
2.3.	Tecnologias de Geração Distribuída.....	10
2.3.1.	Tecnologia de Geração Solar Fotovoltaica.....	10
2.3.2.	Tecnologia de Geração Eólica	13
2.3.3.	Geração através de Biomassa	17
2.3.4.	Pequenas Centrais Hidrelétricas	19
2.4.	Armazenadores de Energia e Veículos Elétricos.....	20
2.4.1.	Armazenadores de Energia	20
2.4.2.	Veículos elétricos.....	22
2.5.	Redes Elétricas Inteligentes	22
2.5.1.	Sistema elétrico.....	25
2.5.2.	Automação e medição inteligente.....	26
2.5.3.	Tecnologias da informação e comunicação.....	26
2.5.4.	Casas inteligentes.....	27
2.6.	Resposta da demanda.....	27
2.6.1.	Resposta da demanda baseada em preços.....	28
2.6.2.	Resposta da demanda baseada em incentivos.....	30

2.7. Microrredes	31
2.7.1. Definição.....	31
2.7.2. Modo de operação.....	32
2.7.3. Gerenciamento e operação da microrrede	33
2.7.4. Impactos de uma microrrede	34
2.7.5. Desafios e barreiras.....	34
2.8. Usinas Virtuais de Energia	35
2.8.1. Definição.....	35
2.8.2. Classificação	36
2.8.3. Componentes de uma VPP	37
2.8.4. Arquitetura de comunicação e protocolos de comunicação de uma VPP.....	38
2.8.5. Serviços ancilares	39
2.8.6. Benefícios e problemas.....	40
2.8.7. Estado da arte da VPP.....	41
3. Comercialização de Energia no Setor Elétrico Brasileiro	45
3.1. Introdução	45
3.2. Estrutura institucional	45
3.3. Agentes do setor de comercialização de energia	46
3.4. Ambientes de contratação	49
3.4.1. Ambiente de contratação regulada.....	49
3.4.2. Ambiente de contratação livre	54
3.5. Mercado de Curto Prazo	56
3.5.1. Preço de Liquidação de Diferenças	57
3.6. Modelo de comercialização de energia para GD	58
4. Metodologia Proposta.....	60
4.1. Introdução	60
4.2. Hipóteses e premissas	60

4.2.1.	Composição das VPPs	60
4.2.2.	Comunicação e controle das VPPs	61
4.2.3.	Controle de cargas despacháveis	62
4.2.4.	Comercialização da energia	62
4.3.	Modelagem dos Componentes do Sistema	62
4.3.1.	Geração eólica	62
4.3.2.	Geração fotovoltaica	64
4.3.3.	Geração biomassa	65
4.3.4.	Sistema de armazenamento de energia	66
4.3.5.	Cargas	67
4.4.	Modelagem da VPP	68
4.4.1.	Modelagem VPP autoprodutora de energia elétrica	68
4.4.2.	Modelagem VPP produtora independente de energia elétrica.....	72
4.5.	Solução do Problema de Programação da VPP	75
5.	Estudo de Casos.....	76
5.1.	Introdução	76
5.2.	Descrição das Simulações.....	76
5.3.	Simulações	81
5.3.1.	Cenário 1.....	81
5.3.2.	Cenário 2.....	92
5.3.3.	Cenário 3.....	104
5.3.4.	Cenário 4.....	115
5.3.5.	Cenário 5.....	128
5.3.6.	Cenário 6.....	139
5.4.	Comparativo dos Resultados	151
5.4.1.	Cenário 1.....	151
5.4.2.	Cenário 2.....	151

5.4.3. Cenário 3.....	152
5.4.4. Cenário 4.....	152
5.4.5. Cenário 5.....	153
5.4.6. Cenário 6.....	154
6. Conclusões.....	155
6.1. Principais Contribuições	156
6.2. Propostas para Trabalhos Futuros.....	156
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	158
Apêndice A. Meta-Heurística	171
A.1. Algoritmo Genético.....	171
A.2. Otimização por Enxame de Partícula.....	173
A.3. <i>Partten Search</i>	176

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Capacidade Instalada de GD [33]	8
Figura 2.2 - Participação de Cada GD no Mercado de Energia [33].....	8
Figura 2.3 - Participação por Setor no Mercado de Energia Elétrica [33].....	9
Figura 2.4 - Números Nominais da Participação de Cada Setor [34].....	9
Figura 2.5 – Expansão em capacidade e em energia da GD [24]	10
Figura 2.6 - Esquema de configuração do sistema isolado [36]	11
Figura 2.7 - Esquema de configuração do sistema conectado à rede [36].....	12
Figura 2.8 - Curva característica $i-v$ típica de uma célula fotovoltaica de silício [36] .	13
Figura 2.9 - Corte de uma turbina [38]	15
Figura 2.10 - Classificação de turbinas eólica [37]	15
Figura 2.11 - Gerador de indução diretamente conectado [37]	16
Figura 2.12 - Gerador de indução duplamente alimentado [37]	17
Figura 2.13 - Planta de cogeração [36]	18
Figura 2.14 - Rede Elétrica Inteligente Conceitual [43].....	25
Figura 2.15 - Integração entre agentes de uma rede inteligente [43].....	25
Figura 2.16 - Exemplo de TOU [47]	29
Figura 2.17 - Exemplo de CPP [47].....	29
Figura 2.18 - Exemplo RTP [47]	30
Figura 2.19 - Exemplo de uma VPP [26]	35
Figura 3.1 - Diagrama das instituições do SEB [70]	46
Figura 3.2 - Prazos para leilões [81]	52
Figura 3.3 - Fluxograma de atividades para publicação do PLD [92].....	58
Figura 4.1 - VPP APE.....	69
Figura 4.2 - VPP PIE	72
Figura 5.1 - Processamento da rede neural <i>Feed Forward</i> [109]	79
Figura 5.2 - Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 1	82
Figura 5.3 - Despacho de Bateria com GA no Cenário 1	82
Figura 5.4 - Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 1	83
Figura 5.5 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 1.....	83
Figura 5.6 - Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 1	84
Figura 5.7 - Importação X Exportação com GA no Cenário 1	84

Figura 5.8 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 1.....	86
Figura 5.9 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 1	86
Figura 5.10 - Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 1	87
Figura 5.11 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 1	87
Figura 5.12 - Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 1	88
Figura 5.13 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 1.....	88
Figura 5.14 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 1.....	89
Figura 5.15 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 1.....	90
Figura 5.16 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 1.....	90
Figura 5.17 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 1	91
Figura 5.18 - Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 1	91
Figura 5.19 – Importação X Exportação com PS no Cenário 1.....	92
Figura 5.20 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 2	93
Figura 5.21 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 2.....	94
Figura 5.22 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 2	94
Figura 5.23 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 2.....	95
Figura 5.24 - Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 2	95
Figura 5.25 - Importação X Exportação com GA no Cenário 2.....	96
Figura 5.26 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 2.....	97
Figura 5.27 - Despacho de Bateria com PSO no Cenário 2.....	98
Figura 5.28 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 2.....	98
Figura 5.29 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 2	99
Figura 5.30 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 2	99
Figura 5.31 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 2.....	100
Figura 5.32 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 2.....	101
Figura 5.33 - Despacho de Bateria com PS no Cenário 2	101
Figura 5.34 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 2.....	102
Figura 5.35 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 2	102
Figura 5.36 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 2	103
Figura 5.37 – Importação X Exportação com PS no Cenário 2.....	103
Figura 5.38 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 3	105
Figura 5.39 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 3.....	105
Figura 5.40 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 3	106
Figura 5.41 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 3	106

Figura 5.42 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 3.....	107
Figura 5.43 – Importação X Exportação com GA no Cenário 3	107
Figura 5.44 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 3.....	108
Figura 5.45 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 3	109
Figura 5.46 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 3.....	109
Figura 5.47 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 3.....	110
Figura 5.48 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 3	110
Figura 5.49 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 3.....	111
Figura 5.50 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 3.....	112
Figura 5.51 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 3.....	112
Figura 5.52 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 3.....	113
Figura 5.53 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 3	113
Figura 5.54 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 3	114
Figura 5.55 – Importação X Exportação com PS no Cenário 3.....	114
Figura 5.56 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 4	116
Figura 5.57 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 4.....	116
Figura 5.58 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 4	117
Figura 5.59 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 4	117
Figura 5.60 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 4.....	118
Figura 5.61 - Importação X Exportação com GA no Cenário 4.....	118
Figura 5.62 – Comparativo Potência Estimada X Real da Geração Fotovoltaica	119
Figura 5.63 – Comparativo Potência Estimada X Real da Geração Eólica.....	120
Figura 5.64 – Comparativo Potência Estimada X Real da Carga.....	120
Figura 5.65 – Comparativo Valores de PLD Estimada X Real	120
Figura 5.66 - Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 4	121
Figura 5.67 - Despacho de Bateria com PSO no Cenário 4.....	121
Figura 5.68 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 4.....	122
Figura 5.69 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 4.....	122
Figura 5.70 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 4	123
Figura 5.71 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 4.....	123
Figura 5.72 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 4.....	125
Figura 5.73 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 4.....	125
Figura 5.74 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 4.....	126
Figura 5.75 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 4	126

Figura 5.76 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 4	127
Figura 5.77 – Importação X Exportação com PS no Cenário 4.....	127
Figura 5.78 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 5	129
Figura 5.79 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 5.....	129
Figura 5.80 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 5	130
Figura 5.81 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 5	130
Figura 5.82 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 5.....	131
Figura 5.83 – Importação X Exportação com GA no Cenário 5	131
Figura 5.84 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 5.....	132
Figura 5.85 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 5.....	133
Figura 5.86 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 5.....	133
Figura 5.87 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 5.....	134
Figura 5.88 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 5	134
Figura 5.89 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 5.....	135
Figura 5.90 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 5.....	136
Figura 5.91 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 5.....	136
Figura 5.92 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 5.....	137
Figura 5.93 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 5	137
Figura 5.94 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 5	138
Figura 5.95 – Importação X Exportação com PS no Cenário 5.....	138
Figura 5.96 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 6	140
Figura 5.97 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 6.....	140
Figura 5.98 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 6	141
Figura 5.99 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 6	141
Figura 5.100 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 6.....	142
Figura 5.101 – Importação X Exportação com GA no Cenário 6	142
Figura 5.102 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 6.....	144
Figura 5.103 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 6.....	144
Figura 5.104 - Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 6	145
Figura 5.105 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 6.....	145
Figura 5.106 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 6	146
Figura 5.107 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 6.....	146
Figura 5.108 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 6.....	147
Figura 5.109 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 6.....	148

Figura 5.110 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 6.....	148
Figura 5.111 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 6	149
Figura 5.112 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 6	149
Figura 5.113 – Importação X Exportação com PS no Cenário 6.....	150

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Evolução anual do número de agentes [70].....	48
Tabela 3.2 - Habilitação de comercializadores varejistas [70]	48
Tabela 5.1 - Dados da Geração a Biomassa	77
Tabela 5.2 - Dados do Sistema de Armazenamento de Energia.....	77
Tabela 5.3 - Cenários de Estudo	78
Tabela 5.4 - Parâmetros da Rede Neural	80
Tabela 5.5 - Parâmetros GA	80
Tabela 5.6 - Parâmetros PSO.....	80
Tabela 5.7 - Parâmetros PS.....	80
Tabela 5.8 - Contratos de Energia do Estudo	81
Tabela 5.9 - Resultados do GA no Cenário 1	85
Tabela 5.10 - Resultados do PSO no Cenário 1.....	89
Tabela 5.11 - Resultados do PS no Cenário 1	92
Tabela 5.12 - Resultados do GA no Cenário 2	96
Tabela 5.13 - Resultados do PSO no Cenário 2.....	100
Tabela 5.14 - Resultados do PS no Cenário 2	104
Tabela 5.15 - Resultados do GA no Cenário 3	108
Tabela 5.16 - Resultados do PSO no Cenário 3.....	111
Tabela 5.17 - Resultados do PS no Cenário 3	115
Tabela 5.18 - Resultados do GA no Cenário 4	119
Tabela 5.19 - Resultados do PSO no Cenário 4.....	124
Tabela 5.20 - Resultados do PS no Cenário 4	128
Tabela 5.21 - Resultados do GA no Cenário 5	132
Tabela 5.22 - Resultados do PSO no Cenário 5.....	135
Tabela 5.23 - Resultados do PS no Cenário 5	139
Tabela 5.24 - Resultados do GA no Cenário 6	143
Tabela 5.25 - Resultados do PSO no Cenário 6.....	147
Tabela 5.26 - Resultados do PS no Cenário 6	150
Tabela 5.27 - Comparativo de Resultados no Cenário 1	151
Tabela 5.28 - Comparativo de Resultados no Cenário 2	152
Tabela 5.29 - Comparativo de Resultados no Cenário 3	152

Tabela 5.30 - Comparativo de Resultados no Cenário 4	153
Tabela 5.31 - Comparativo de Resultados no Cenário 5	154
Tabela 5.32 - Comparativo de Resultados no Cenário 6	154

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ACER	Agente Comercializador de Energia de Reserva
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia Elétrica
CA	Contratos de Leilão de Ajuste
CBR	Contratos Bilaterais Regulados
CCC	Centro de Coordenação de Controle
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCECE	Contrato de Comercialização de Energia Convencional Especial
CCEE	Comercialização de Energia Elétrica
CCEICOGQ	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada
CCEIE	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial
CCEN	Contratos de Cota de Energia Nuclear
CCGF	Contratos de Cotas de Garantias Físicas
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Energético
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética

CONUER	Contrato de Uso de Energia de Reserva
CPP	Tarifação de Ponta Critica (<i>Critical Peak Pricing</i>)
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito
CVPP	VPP Comercial
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Etil Vinila
FENIX	<i>Flexible Electricity Network to Integrate the eXpected energy evolution</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FRT	<i>Fault Ride-Through</i>
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GD	Geração Distribuída
HAWT	Turbinas Eixo Horizontal (<i>Horizontal Axis Turbine</i>)
HPSO	<i>Hybrid Particle Swarm Optimization</i>
ICA	Algoritmo Competitivo Imperialista
LAJ	Leilão de Ajuste
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LPE	Leilão Estruturante

LVRT	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PdC	Procedimento de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PS	<i>Partten Search</i>
PSO	<i>Particule Swarm Optimization</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
RD	Resposta da Demanda
REN	Resolução Normativa
RED	Recursos Energético Distribuídos
RTP	Precificação em Tempo Real (<i>Real Time Pricing</i>)
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
TOU	Tarifa por Horário de Uso (<i>Time of Use</i>)
TVPP	VPP Técnica
VAWT	Turbina de Eixo Vertical (<i>Vertical Axis Turbine</i>)
VPP	Usina Virtual de Energia (<i>Virtual Power Plants</i>)

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro até o ano de 2020 apresenta predominância da produção de energia por meio de grandes centrais hidrelétricas afastadas dos grandes centros de consumo [1]. Este modelo tradicional de desenho dos sistemas de energia elétrica tem custo elevado, seja na construção das centrais geradoras, seja na construção dos sistemas de transmissão que interligam a geração à carga [2]. Outro problema da predominância da matriz energética é a dependência de períodos chuvosos favoráveis, visto que a geração hidrotérmica dominante no Brasil necessita do acúmulo de um grande volume de água para produção de energia no período de estiagem das chuvas [3]. Em meio a esse cenário, o aumento da conscientização ambiental faz com que haja uma procura por maior eficiência e sustentabilidade nos sistemas elétricos como um todo. Os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) são uma solução que tem em vista responder aos novos desafios postos pelas novas fontes de geração, ganhando destaque para o processo de diversificação da matriz energética brasileira.

Os REDs compreendem os sistemas de geração elétrica por fontes de energia distribuídas (especialmente os renováveis) bem como os sistemas de armazenamento de energia elétrica. Com a redução dos custos de produção e o aumento da comercialização dos REDs, a sua implementação tornou-se economicamente viável, tendo como resultado a elevação anual do grau de penetração nas redes de distribuição desses recursos. Atualmente essa produção de energia vem ganhando destaque como complemento à geração centralizada, contribuindo com a redução das perdas de transmissão e aumento da confiabilidade do sistema [2].

Devido à intermitência das fontes de energia renováveis, a integração às redes elétricas dos REDs, especialmente a geração distribuída (GD) renovável, apresentam desafios à operação, planejamento e controle dos sistemas de energia elétrica. Alguns deles podem ser mitigados reunindo-se as GDs em um conglomerado [2]. As microrredes e as usinas virtuais de energia

(*Virtual Power Plants – VPPs*) são modalidades de agregação de REDs. Nas microrredes, os REDs geograficamente próximos são interligados por uma rede elétrica em nível de distribuição. Esta, por sua vez, pode estar acoplada ao sistema de distribuição da concessionária, ou operando isoladamente, no caso onde a rede de distribuição carece do suporte provido pelos REDs constituintes da microrrede. Por outro lado, as VPPs se caracterizam por estarem ligadas diretamente às redes de distribuição das concessionárias, e operarem coordenadamente, como uma única usina, do ponto de vista comercial ou técnico. Nas VPPs os REDs podem estar geograficamente distantes e indisponíveis de forma independente, proporcionando mais versatilidade de integração à rede e mais confiabilidade quando comparado com as microrredes [4]. As VPPs podem ser classificadas como comerciais (*Comercial VPPs – CVPPs*) ou técnicas (*Technical VPPs – TVPPs*) [5]. Nas primeiras, a agregação é realizada com enfoque na comercialização da energia, ao passo que na segunda, visa o suporte da rede (controle de tensão e fluxo de potência, suporte de reativos, etc.) [5]. Um ponto favorável às VPPs são as diversas formas de comercialização da energia, viabilizadas por essa modalidade de agregação. Essas possibilidades de novos negócios dependem do nível de maturidade tecnológica e do arcabouço regulatório de cada país. Apesar dos vários benefícios proporcionados pelas VPPs, sua implantação incorre em grandes desafios, dos quais pode-se destacar a infraestrutura de tecnologia de comunicação e informação (TIC) para habilitá-la, aspectos regulatórios para implantá-las e as estratégias de coordenação entre os REDs componentes de uma VPP. Nos últimos anos, soluções de Infraestrutura Avançada de Medição (*Advanced Meter Infrastructure – AMI*) [6] e no marco regulatório de diversos países, em especial o Brasil, tem contribuído para contornar os dois primeiros desafios, ao passo que o terceiro tem sido alvo de investigação por pesquisadores, especialmente o despacho e a programação da geração de CVPPs e TVPPs.

1.2. MOTIVAÇÃO

A literatura referente às VPPs é extensa, com diversas contribuições para modelagem de CVPPs, [7][8][9], TVPPs [10][11][12][13], implantação de Projetos Pilotos [14][15][16] [17]. Em grande parte dos trabalhos, as proposições de VPPs discutidas, consideram aspectos regulatórios, de comercialização, e características de gerações particulares dos sistemas de energia europeus [18] [19], asiáticos [20] e Norte Americanos [21], sendo poucos os destinados ao Setor Elétrico Brasileiro [22][23]. Com a expansão da geração distribuída e da sua interligação ao sistema elétrico brasileiro (SEB), a principal motivação deste trabalho é realizar proposições de VPPs adequadas ao setor elétrico brasileiro, que podem ser úteis na mitigação de futuros problemas de integração dos REDs ao SEB.

1.3. JUSTIFICATIVA

O Brasil passa por uma transição da matriz energética elétrica, passando de uma geração predominantemente hidroelétrica e complementada por geração termoelétrica, para um modelo com aumento gradual da GD. Segundo previsão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), prevê-se a conexão de aproximadamente 24,5 GW de potência instalada de GD ao sistema elétrico até 2030 [24]. O Decreto n.º 5.163/2004 [25] e a resolução 482/2012 da ANEEL [26] regulamentam a GD no Brasil. Por meio delas, diversos mecanismos de estímulo a GD de pequeno porte, propícia a difusão em larga escala da microgeração (potência inferior a 75kW) e minigeração (potência entre 75kW e 5MW) [27]. Dentre as inovações trazidas, a resolução 482/2012 prevê a possibilidade da agregação de GD. Ela também estabelece o Sistema de Compensação de Energia, baseado no mecanismo *net-metering* [2] de comercialização de energia elétrica. Além disso, novas formas de comercialização de energia têm sido amplamente discutidas, como a abertura total do mercado livre de energia elétrica, e contratos de derivativos de energia elétrica.

Com o aumento da penetração das GDs, problemas de integração dos REDs às redes elétricas brasileiras se tornarão significativos, sendo a atuação cooperada de REDs uma forma de contorná-los. O modelo vigente de comercialização da GD no Brasil (em especial de micro e pequena geração), somada às propostas de abertura do mercado livre e o custo elevado de investimento em REDs, torna as microrredes uma alternativa menos atraente em comparação às VPPs. Embora a literatura contenha muitos trabalhos sobre VPPs, são escassos os trabalhos que as analisam à luz das especificidades energéticas e regulatórias do setor elétrico brasileiro. Posto esses pontos, o estudo de modelos de VPPs adequadas ao setor elétrico brasileiro, e seu impacto em redes de distribuição, é um campo de pesquisa em aberto e pouco explorado, justificando a investigação presente neste trabalho.

1.4. OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo principal propor modelos de agregação de REDs sob a forma de CVPPs considerando aspectos energéticos e regulatórios do setor elétrico brasileiro.

Serão abordados os principais conceitos relativos aos REDs, as principais tecnologias de geração e armazenamento de energia elétrica, e aspectos relativos à conexão dos REDs às redes de distribuição. O presente trabalho analisará os aspectos regulatórios brasileiros, o cenário de geração de energia elétrica renovável do Brasil, e a partir deles propor-se-á modelos

de VPPs nesse contexto. Serão apresentados modelos de despacho otimizado determinístico de VPPs, visando maximizar seus benefícios de curto prazo. Os modelos serão validados utilizando técnicas de inteligência computacional. As metodologias apresentadas serão verificadas por meio de simulação computacional.

São objetivos específicos deste trabalho:

1. Construir modelos de agregação de REDs adequados ao SEB na forma de CVPPs;
2. Discutir e propor modelos de REDs, cargas despacháveis e não despacháveis;
3. Propor modelos de despacho de CVPPs considerando aspectos regulatórios e de comercialização de energia elétrica brasileiros;
4. Verificar experimentalmente, por meio de simulações computacionais, a viabilidade dos modelos.

1.5. CONTRIBUIÇÕES

Considerando a literatura vigente, esta dissertação busca contribuir com uma análise da VPP no SEB, sendo considerado a regulação e o modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil. Desta forma, será possível visualizar formas mais eficientes de utilização das fontes renováveis mitigando seus problemas. Outra contribuição deste trabalho é o comparativo dos modelos de otimização para o despacho da energia produzida pela VPP.

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em seis capítulos, da seguinte maneira:

O Capítulo 1 relata o cenário para as fontes renováveis de energia e a importância delas no setor elétrico brasileiro. Neste capítulo também são apresentados objetivo, motivação, justificativa e contribuição do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta as definições dos recursos energéticos distribuídos e as principais tecnologias utilizadas nessa modalidade. Também são apresentadas as formas mais atuais de agregação de RED.

O Capítulo 3 aborda os modelos utilizados de comercialização de energia no Brasil. Para isso será apresentado introdutoriamente o setor elétrico e seus agentes.

O capítulo 4 apresenta proposições de modelos de CVPP para o SEB. Nesse capítulo será apresentado a formulação do problema que envolve o despacho de energia da VPP e a modelagem de cada elemento desse problema.

O Capítulo 5 aborda as simulações computacionais realizadas para verificar os modelos e discute os resultados obtidos.

No Capítulo 6 são apresentadas considerações finais e conclusões a respeito deste trabalho e as sugestões para a continuidade da pesquisa.

2. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

2.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os principais recursos energéticos distribuídos empregados na atualidade. Serão definidos e caracterizados os conceitos de redes inteligentes (*smart grid*), resposta em demanda, microrredes e de usinas virtuais de energia. Ao final do capítulo será apresentado o estado da arte em usinas virtuais de energia.

2.2. PANORAMA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS NO BRASIL

Com o avanço tecnológico e consequentemente a redução do valor nos equipamentos de produção de energia elétrica, a produção de energia elétrica próxima à carga vem crescendo. Esta produção é definida como Geração Distribuída (GD). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define a GD em sua Resolução Normativa nº 674 como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachada – ou não – pelo ONS” [28].

Embora a GD seja usualmente compreendida na literatura como tecnologias de geração de energia, de pequena escala de potência, e a partir de fontes de energia renováveis, não há restrição com relação à utilização de fontes não renováveis e grande escala de potência conectadas no sistema de distribuição de energia. Esta característica dificulta a classificação de forma conclusiva a GD [29].

Apesar disso, a ANEEL em sua Resolução Normativa REN687/15 [30] define como microgeração as plantas de geração até 75kW e a minigeração entre 75kW e 5MW. Outra característica é não haver restrições legais quanto ao proprietário da GD, podendo este ser o consumidor pessoa física (suprindo sua demanda de energia de forma parcial ou total, e eventual excedente de energia, podendo comercializá-lo junto a concessionária) ou consumidor pessoa

jurídica (empresas as quais o custo da energia elétrica tem grande relevância em seus resultados financeiros, tais como industriais), ou ainda a própria concessionária de distribuição de energia.

A utilização de GD no sistema apresenta como principal benefício a possibilidade de aumento da eficiência no gerenciamento de energia em horários de pico, possibilitando reduzir a demanda e o congestionamento da rede. Além disso, a integração da GD nas redes de distribuição aumenta a disponibilidade de geração nelas, e conseqüentemente melhora na confiabilidade do sistema e a redução da necessidade de reserva girante. A GD também pode ser uma fonte de serviços ancilares, fazendo com que haja uma redução das perdas e um aumento na qualidade da energia fornecida pela concessionária de energia. Outro fator interessante para conexões de GD no sistema de distribuição é a postergação nos novos empreendimentos de geração e transmissão de energia [31].

As redes de distribuição apresentam topologia radial, sendo a proteção dessas redes desenhadas para tal arranjo. Com a conexão de GDs nas redes de energia, haverá um fluxo reverso, e elevação do nível de curto-circuito do sistema de distribuição, podendo ocasionar perda da coordenação e seletividade do sistema de proteção. Outro desafio imposto pela GD é a intermitência das fontes de energia renováveis, que podem causar flutuações de potência, impactando o desempenho estático e dinâmico do sistema elétrico [32].

Apesar de não haver restrição de tecnologia de geração para a GD, as Figuras 2.1 e 2.2 apresenta o cenário no mercado brasileiro. Pode-se observar que há predominância de capacidade instalada e participação do mercado de GD das tecnologias de geração solar fotovoltaica, seguida por biomassa, geração hídrica e geração eólica.

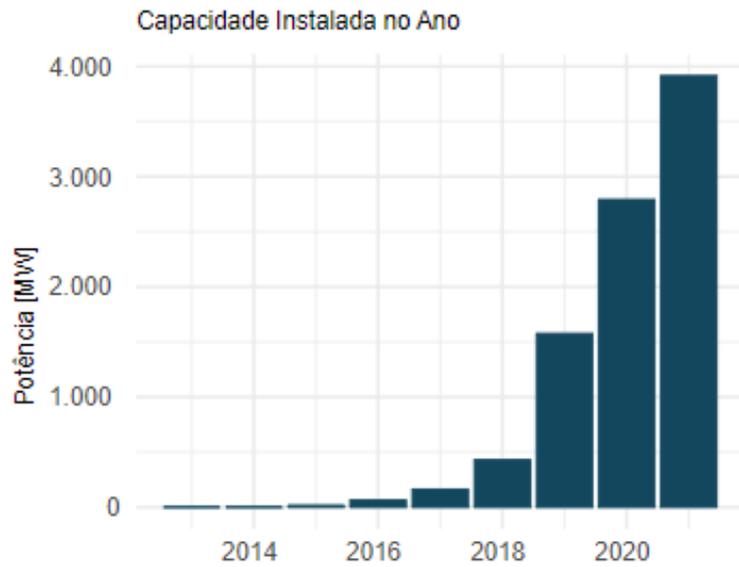


Figura 2.1 - Capacidade Instalada de GD [33]

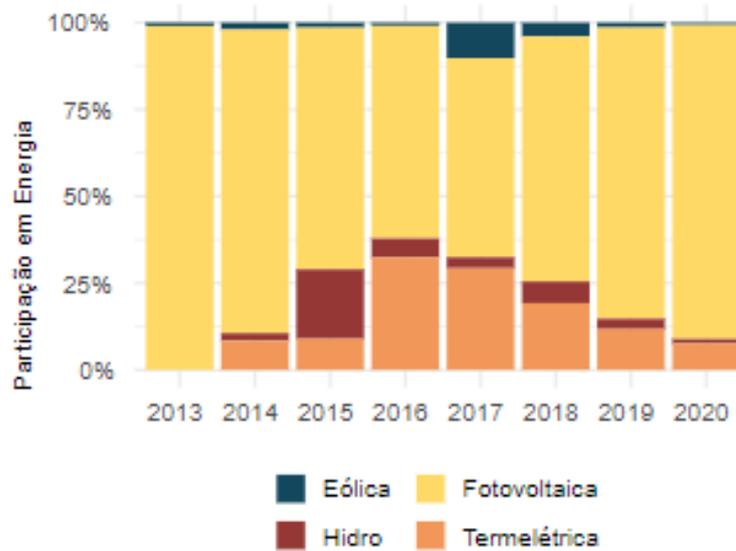


Figura 2.2 - Participação de Cada GD no Mercado de Energia [33]

A Figura 2.3 apresenta a geração de energia por setor de produção, tendo como maior participação o setor comercial com cerca de 40% da participação do mercado, seguido pelo setor residencial com 34%, depois o setor rural com 15%, após o setor industrial com cerca de 10% e por último o poder público com participação em torno de 1% [33].

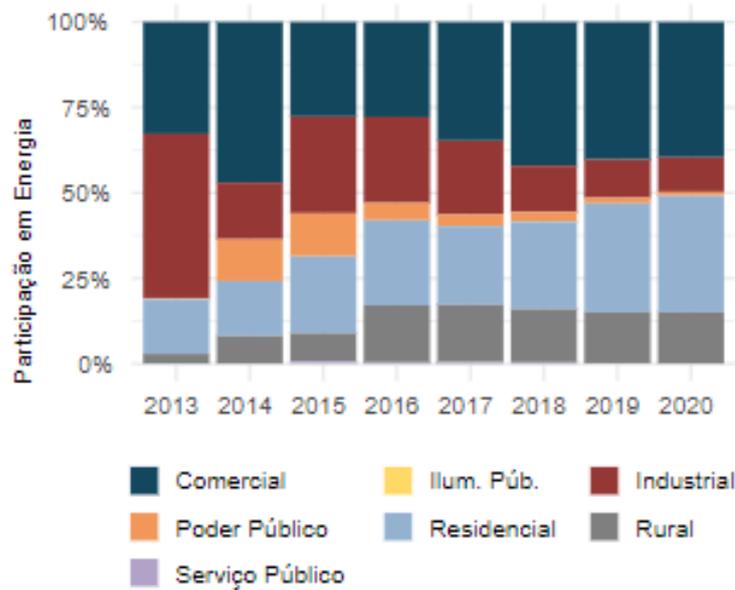


Figura 2.3 - Participação por Setor no Mercado de Energia Elétrica [33]



Figura 2.4 - Números Nominais da Participação de Cada Setor [34]

Conforme [24] a capacidade instalada de GD terá uma expansão de 4GW em 2020 para 24,5GW em 2030. A Figura 2.5 apresenta a expansão prevista para a capacidade instalada e geração da GD. Nela é possível verificar que além do quantitativo de potência gerada e capacidade instalada, é previsto um pequeno aumento da diversificação da participação das fontes.

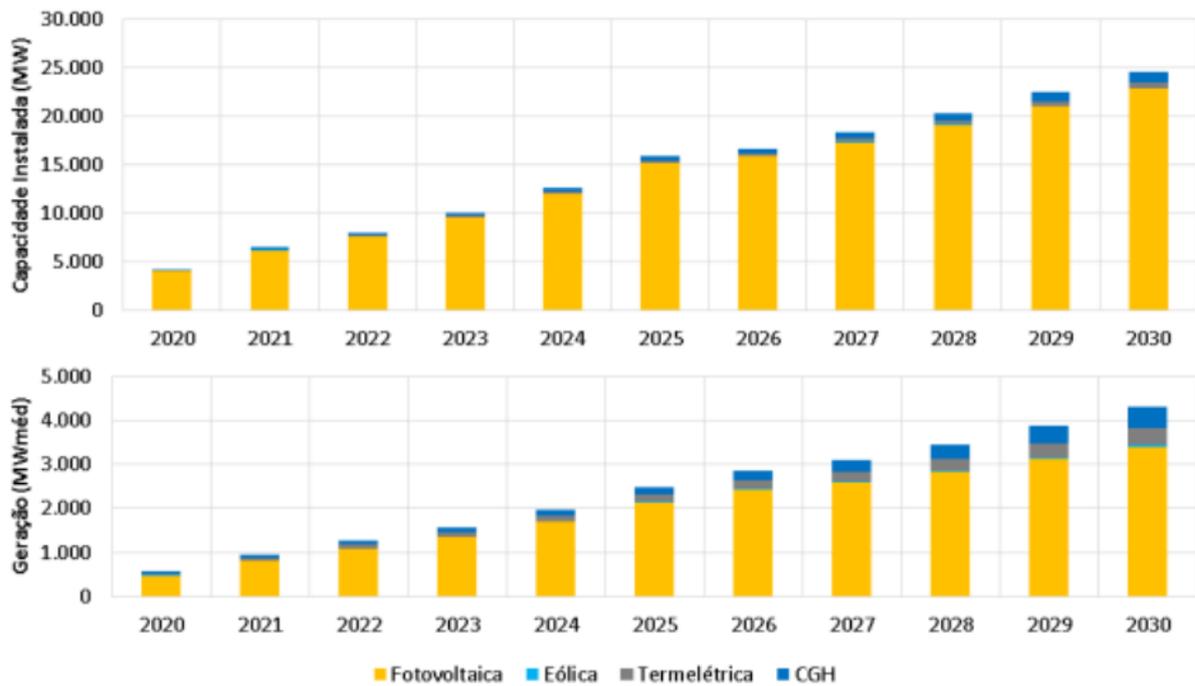


Figura 2.5 – Expansão em capacidade e em energia da GD [24]

2.3. TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.3.1. *Tecnologia de Geração Solar Fotovoltaica*

Através da radiação solar que incide nos painéis fotovoltaicos, ocorre a conversão em eletricidade sem que haja a necessidade de conversores eletromecânicos de energia. Mesmo com produção em massa e redução dos custos de painéis fotovoltaicos, a geração solar fotovoltaica permanece como a mais custosa dentre as principais tecnologias de geração de energia elétrica adotada na atualidade. Esta diferença de valores, contudo, vem diminuindo gradualmente [35].

O sistema de geração de energia solar fotovoltaico tem como principais componentes:

- Painel ou módulo fotovoltaico – este elemento é o responsável pela conversão da irradiação solar em energia elétrica. Internamente ao módulo há um conjunto de células fotovoltaicas em série, instalada entre duas camadas de acetato de etil vinila (EVA), sobre uma base e com uma cobertura de vidro ou filme de fluoreto de polivinila (Tedlar).

- Inversor de frequência – a energia gerada nos painéis fotovoltaicos é em corrente contínua, assim este elemento é responsável pela conversão de corrente contínua para corrente alternada, conforme os equipamentos conectados. No caso de o sistema ser conectado à rede de distribuição, o inversor é responsável pela sincronização da fase do sistema fotovoltaico com a da rede.
- Controlador de carga – tem o objetivo de distribuir a energia gerada entre a carga demandada e os armazenadores de energia. Quando houver um excesso de energia gerada, o controlador irá utilizar a energia gerada para o carregamento do banco de baterias e quando houver uma demanda maior que a geração, será utilizada a carga da bateria até que esta esteja no seu limite mínimo.

No caso de sistemas isolados da rede, pode ser necessário a utilização de armazenadores de energia, tais como banco de baterias. Isto porque esta irá atender à demanda da carga em horários noturnos e quando houver sombreamentos que impeçam a geração de energia. A Figura 2.6 apresenta a configuração do sistema isolado e seus componentes.

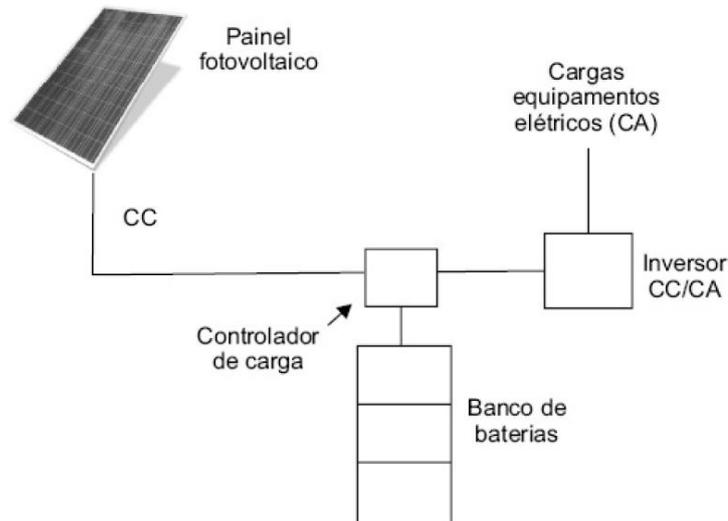


Figura 2.6 - Esquema de configuração do sistema isolado [36]

Nos sistemas conectados à rede de distribuição, a utilização de armazenadores é dispensável, haja visto que caso a geração seja insuficiente, a demanda pode ser atendida através da rede da concessionária de energia. Além disso, é possível fornecer à rede local a energia excedente gerada a partir do sistema solar fotovoltaico. O conversor CC/CA exerce uma função diferencial nesse sistema, pois com sua presença, permite a operação bidirecional do fluxo. O esquema da configuração do sistema é apresentado na Figura 2.7.

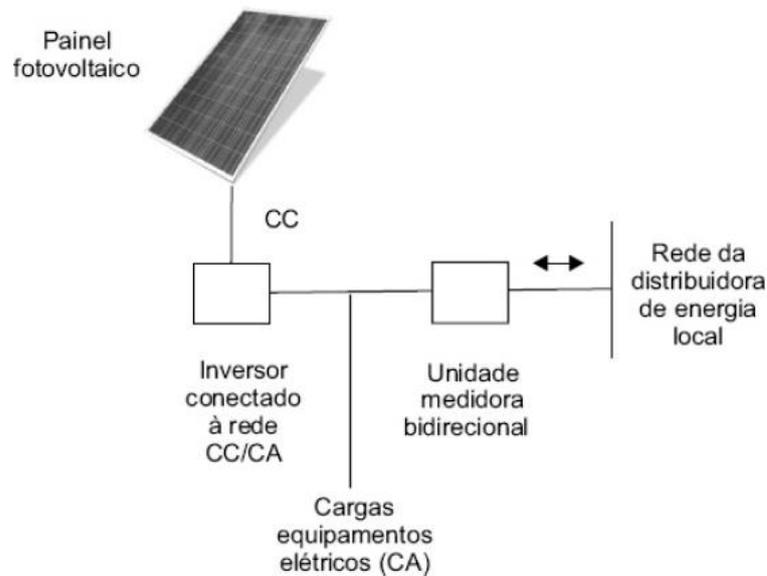


Figura 2.7 - Esquema de configuração do sistema conectado à rede [36]

As principais características das células e módulos fotovoltaicos são:

- Tensão de circuito aberto – tensão entre os terminais positivos e negativos das células expostas à radiação solar sem equipamento conectado;
- Corrente de curto-circuito – corrente gerada através da ligação elétrica direta dos terminais de um módulo;
- Potência em condição padrão de teste – capacidade de geração de energia em Watt-pico (Wp), onde Wp representa a potência máxima do módulo fotovoltaico sob condições ideais de funcionamento (temperatura de 25°C e irradiância solar de 1000W/m²).

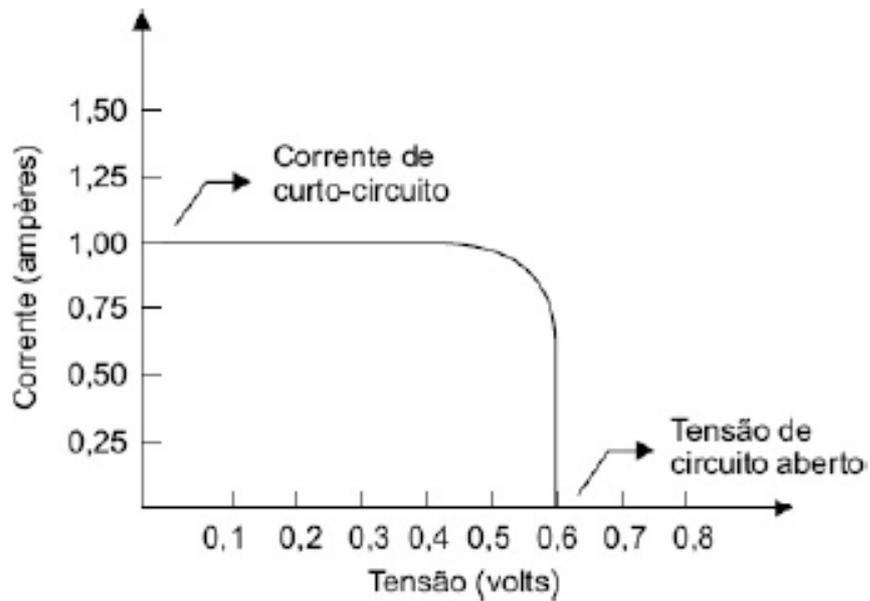


Figura 2.8 - Curva característica $i-v$ típica de uma célula fotovoltaica de silício [36]

Um importante problema associado aos sistemas fotovoltaicos é a qualidade da energia, devido ao nível de distorção harmônica inerente a esses sistemas. Para atenuá-los, costuma-se utilizar filtros de harmônicos [36]. Outra grande dificuldade de uso desses sistemas é a flutuação de tensão e potência devido à variação de irradiação solar e da temperatura durante o dia. Este pode ser solucionado empregando-se sistemas de armazenamento de energia, que podem regular a potência fornecida pelo sistema, proporcionando mais previsibilidade à geração de energia.

2.3.2. Tecnologia de Geração Eólica

A energia eólica é a transformação da energia cinética contida nas movimentações das massas de ar (tradicionalmente conhecida como ventos) em energia elétrica. A velocidade e direção dos ventos é influenciada por inúmeros fatores, alguns deles sendo: variações de pressão, temperatura, e densidade causada pelo aquecimento desigual da terra, pela radiação solar, rugosidade e topografia do terreno.

Considerando a imprevisibilidade e a diversidade de fatores que influem na velocidade e direção dos ventos, é razoável considerar o comportamento dos ventos nesses aspectos como estocástico. A função de densidade de probabilidade que melhor descreve os ventos é a distribuição de Weibull [37].

A Figura 2.9 apresenta um corte de um aerogerador. Nela podem ser vistos os componentes que compõem o sistema, descrito a seguir:

- Torre de sustentação – com estrutura tubular, tem o objetivo de sustentar a nacela e o rotor em uma altura onde a rugosidade é menor, assim tendo uma melhor captação de energia;
- Nacela – protege de elementos externos e abriga os componentes da turbina: caixa de engrenagem, controlador de freio e gerador elétrico;
- Pás do rotor – captam os ventos e convertem sua energia ao centro do rotor;
- Rotor – tem a responsabilidade de converter a energia cinética captada em energia mecânica no seu eixo;
- Transmissão – tem o objetivo de transmitir a energia mecânica do eixo do rotor para o gerador elétrico;
- Caixa multiplicadora – enquanto a velocidade angular dos rotores varia entre 20 a 150rpm, os geradores utilizam rotações no intervalo de 1220 a 1800rpm, desta forma a caixa multiplicadora é utilizada para fazer a adaptação dessas velocidades;
- Gerador de eletricidade – responsável pela conversão entre a potência mecânica de entrada na potência elétrica de saída;
- Mecanismos de controle – com o auxílio de sensores, o monitoramento dos ventos para melhor aproveitamento energético e segurança do sistema;
- Controle de potência – evitará a sobrecarga elétrica e do sistema de transmissão quando ocorre um aumento do fluxo de ar;
- Anemômetro – mede a velocidade e intensidade dos ventos, normalmente em intervalo de 10 minutos [38].

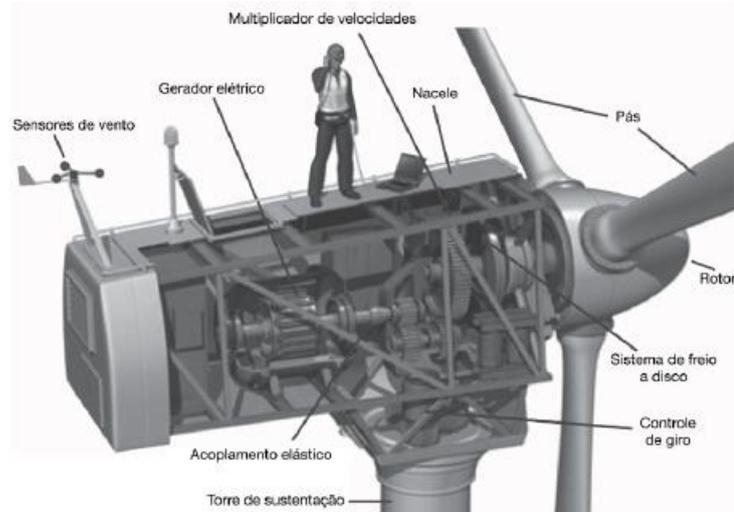


Figura 2.9 - Corte de uma turbina [38]

O componente responsável por capturar a energia cinética dos ventos no sistema de geração eólico é a turbina eólica. Estas turbinas podem ser classificadas segundo o eixo que as pás das turbinas giram. Em grande maioria são utilizadas as turbinas de eixo horizontal (*horizontal axis wind turbine – HAWT*). Ainda existe a turbina de eixo vertical (*vertical axis wind turbine – VAWT*). A Figura 2.10 apresenta os modelos de turbina.

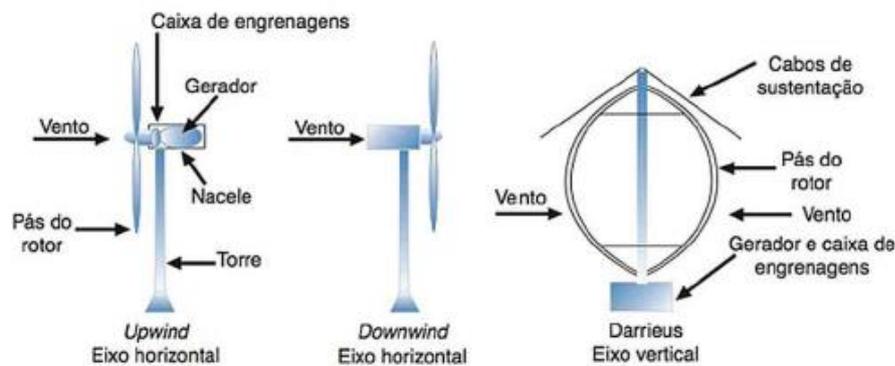


Figura 2.10 - Classificação de turbinas eólicas [37]

As turbinas de eixo horizontal obtiveram um maior progresso tecnológico. Com esse tipo de turbina é possível ter acesso a ventos mais intensos devido à maior altura da torre, à possibilidade de ajuste do ângulo de passo, que tem como consequência melhor controle da potência de saída. Outra vantagem é a alta eficiência proporcionada pelas características construtivas da turbina, haja visto que o vento incide perpendicularmente nas pás. Por outro lado, este modelo apresenta algumas desvantagens. A construção da torre, sua instalação e transporte dos componentes das turbinas constituem grande dificuldade de engenharia e logística. Outro grande desafio é o sistema de controle para orientação das turbinas e movimentação das pás [37].

O modelo de turbinas de eixo vertical tem maior destaque nas turbinas instaladas em perímetros urbanos, por ser incorporável na arquitetura de edificações. Este modelo tem como principal vantagem a facilidade da manutenção, pois os equipamentos pesados contidos no nacelle pode ser instalado no solo. Outra vantagem é poder dispensar o sistema de controle de ajuste de pás. A principal desvantagem deste modelo consiste no seu emprego em baixas alturas, reduzindo a capacidade de produção de energia elétrica, pois os ventos mais intensos encontram-se em alturas elevadas.

Outro componente de grande relevância e digno de destaque é o gerador elétrico, que pode ser síncrono ou de indução. Este último pode ser de indução diretamente conectado ou de indução duplamente alimentado.

O gerador de indução diretamente conectado possui uma caixa de engrenagem que adapta a velocidade do rotor com a velocidade do gerador. A conexão é feita de forma direta independentemente do nível de tensão da rede, desde que a potência de transmissão do sistema aumente conforme o aumento do nível de tensão. A principal vantagem deste modelo é a simplicidade mecânica e robustez. Como este modelo não possui ímãs permanentes e não é separadamente excitado, é necessária uma fonte externa para induzir uma corrente de magnetização. Desta forma, este modelo, necessita consumir potência reativa do sistema.

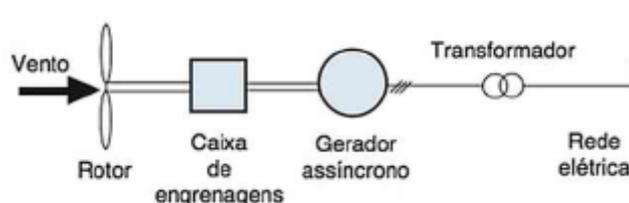


Figura 2.11 - Gerador de indução diretamente conectado [37]

O gerador de indução duplamente alimentado é um sistema alimentado tanto pelo estator quanto pelo rotor, sendo por isso capaz de operar de forma sub ou supersíncrona. A frequência do inversor é sobreposta à frequência do campo girante do rotor, de modo que a frequência sobreposta permaneça constante, independentemente da velocidade do rotor. A faixa de velocidade do rotor é determinada pela frequência de quem está sendo alimentado [37]. Para este modelo a presença de conversores suaviza a conexão com a rede, de forma que não seja responsável por surtos de tensão. Este modelo consegue gerar ou absorver potência reativa do sistema, podendo ser utilizado para auxiliar no controle de tensão.

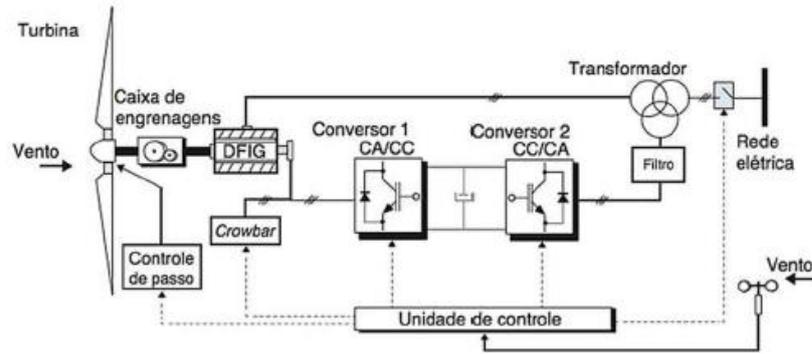


Figura 2.12 - Gerador de indução duplamente alimentado [37]

Os geradores síncronos são interessantes somente quando instalados em sistemas de velocidade variável. Quando existe necessidade de um grande número de polos, as máquinas síncronas têm vantagens sobre as máquinas de indução. Assim, quando as turbinas eólicas são instaladas com geradores sem caixa de engrenagem, o gerador síncrono transforma-se em uma solução mais adequada. A principal vantagem do gerador síncrono é o fato de não haver necessidade de uma corrente de magnetização. Porém, este gerador é mais caro e mecanicamente mais complexo quando comparado ao gerador de indução. [37]

2.3.3. Geração através de Biomassa

A biomassa é a energia que tem como combustível qualquer matéria de origem vegetal ou produzida pelo homem e/ou animal. Devido ao Brasil ser um grande produtor de insumos primários, a oferta de combustíveis para este tipo de geração é abundante, sendo vista como uma fonte promissora e sustentável de geração de energia. A utilização de biomassa como recurso energético permite mais eficiência na geração de energia elétrica. Isso porque além da energia elétrica produzida a partir do processamento do recurso, obtém-se também energia elétrica do calor residual deste. Esse tipo de geração é o que se entende hoje por cogeração. A Figura 2.13 apresenta de forma ilustrativa esse processo.

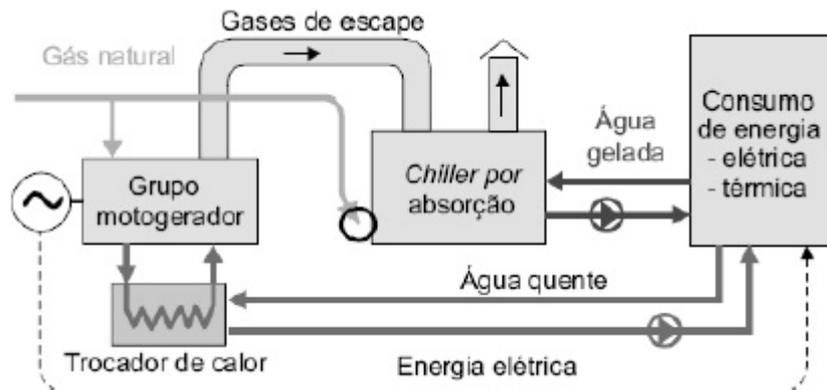


Figura 2.13 - Planta de cogeração [36]

Entre os tipos de biomassa utilizados no Brasil, o bagaço de cana é o que apresenta a maior potência instalada, pois esta é utilizada principalmente em empreendimentos sucroalcooleiros, onde além do consumo próprio de energia elétrica, é utilizada para cogeração e venda de energia excedente a rede. Outro tipo de biomassa utilizado é o licor negro, muito utilizado no setor de papel e celulose. Resíduos de madeiras são bastante utilizados em serrarias e movelarias, além de biogás (com destaque para aterros sanitários) e casca de arroz (com produção em usinas beneficiadoras de arroz) [36]. Apesar de menor destaque, ainda é possível utilizar biomassas dos seguintes insumos: palhas das culturas de soja e milho, casca de café, resíduos de coco, feijão, amendoim, mandioca e cacau, resíduos agroindustriais e pecuária de confinamento, resíduos sólidos urbanos e resíduos das vinícolas [39].

As variáveis utilizadas para a definição da tecnologia de geração a partir da biomassa a ser utilizada são a quantidade de biomassa disponível e a potência a ser instalada. Em geral, pode-se definir de forma simplificada em dois grandes grupos a partir da potência instalada:

- Abaixo de 200kW – sistema de gaseificação;
- Acima de 200kW – ciclo de vapor.

A gaseificação pode ser definida como o processo termoquímico que transforma o carbono presente nas estruturas químicas dos elementos, através da decomposição da matéria orgânica, em gás de síntese. Esse processo de produção do gás pode ser dividido em duas partes. Na primeira, ocorre a pirólise do material, formando líquido e gases, a partir da fração volátil e carvão. Na etapa seguinte ocorre a gaseificação dos hidrocarbonetos líquidos e do insumo, a altas temperaturas e na presença de um agente oxidante.

Já o ciclo de calor tem uma caldeira acoplada em uma máquina a vapor. Desta forma, com a queima do combustível, parte do calor liberado é utilizado para a transformação da água na fase líquida em vapor.

2.3.4. Pequenas Centrais Hidrelétricas

Os critérios para identificação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) estão definidos na Resolução ANEEL nº394 [40]. Porém, a PCH pode ser definida como se segue [41] “são consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas, ou PCH, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1000 kW e igual ou inferior a 30000 kW e com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km². A área do reservatório é delimitada pela cota d’água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos”.

As PCHs podem ser utilizadas como uma forma mais eficiente e rápida para o aumento da oferta de energia elétrica no sistema. Isto ocorre porque os projetos de uma PCH apresentam uma menor complexidade técnica e menor impacto ambiental quando comparado aos projetos de uma Usina Hidrelétrica de Energia (UHE), isto tem como consequência uma redução considerável no prazo de conclusão do projeto de um novo empreendimento. Desta forma, pode-se aproveitar o potencial energético de rios de pequeno e médio porte que apresentem desníveis ao longo de seu leito.

Como a uma UHE, a PCH tem como principais componentes: barragem, sistema de adução e casa de força e sistema de restituição de água ao leito do rio. O princípio de funcionamento também é semelhante a uma UHE, tendo como fundamentos a energia potencial gravitacional decorrente da diferença de altitude do curso do rio. Com a água do rio passando pela turbina hidráulica, a energia potencial é transformada em energia mecânica através da rotação da turbina, onde está acoplada ao gerador elétrico, resultando na transformação da energia mecânica em energia elétrica.

Segundo [41], a PCH pode ser classificada conforme sua capacidade de regulação, como:

- A fio d’água – são utilizadas quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou superiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para suprir a demanda máxima estimada.

- Acumulação diária com regulação diária do reservatório – tem sua aplicação quando as vazões de estiagem do rio são menores que a necessária para fornecer a potência necessária para atender a demanda máxima estimada.
- Acumulação diária com regulação mensal do reservatório – quando na etapa de projeto é utilizado dados de vazões médias mensais no dimensionamento energético, desta forma utiliza-se uma regularização mensal das vazões médias diárias.

É possível classificar a PCH quanto ao tipo do sistema de adução, existindo dois tipos diferentes de sistemas [41]:

- Adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- Adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

A definição de qual tipo de sistema de adução a ser utilizado depende das condições topográficas e geológicas do local de instalação do empreendimento, além da análise econômica comparativa dos casos.

2.4. ARMAZENADORES DE ENERGIA E VEÍCULOS ELÉTRICOS

2.4.1. Armazenadores de Energia

Devido às características de intermitência das fontes renováveis, é interessante a utilização de armazenadores de energia para regularizar flutuações de potência e tensão causadas por geração renovável de energia elétrica. Isso resulta no aumento da confiabilidade do sistema ao qual as usinas estão conectadas. Outro papel importante desses componentes é prover suporte de potência ativa em horário de pico, reduzindo o estresse do sistema elétrico neste período.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser classificados segundo a forma de energia armazenada [36], sendo:

- Armazenamento de energia mecânica – são métodos para se estocar energia cinética e potencial. Neste tipo de método estão incluídos os armazenamentos por bombeamento hidráulico, ar comprimido e volante de inércia;
- Armazenamento eletroquímico de energia – são meios de conversão entre energia química e elétrica. Nesta categoria estão as baterias, primárias (não recarregáveis) e secundárias (recarregáveis), assim como as células combustíveis;
- Armazenamentos diretos de energia elétrica – este modelo consiste em armazenar a energia em um campo elétrico. Para este modelo de armazenamento temos os capacitores e supercapacitores, bem como bobinas supercondutoras;
- Armazenamento de energia térmica – são métodos de acumulação de calor em um meio, de forma que se possa recuperar esse calor para uso direto ou para conversão em outra forma de energia;
- Armazenamento químico de energia – são categorias que utilizam metodologia para manter a energia em um elemento ou composto químico para posterior uso desse potencial visando a recuperação da energia originalmente empregada. É possível citar como exemplo o estoque de hidrogênio para utilização em células combustíveis que resultará na produção de eletricidade.

Para a utilização em conjunto com as GD, a forma mais comum é a utilização do armazenamento eletroquímico de energia, onde é comumente utilizado baterias de íon de lítio (Li-íon). Uma das principais características dessa bateria é a possibilidade de um tempo de resposta rápido quando há necessidade da rede elétrica, aumentando a confiabilidade do sistema. Utilizando esta bateria é possível injetar ou absorver potência em eventos transitórios, que, devido à dependência meteorológica do local, pode ocasionar intermitência das fontes de energia.

Outra vantagem desta bateria é com base na capacidade de armazenamento. Outros compostos de baterias como o Níquel, por exemplo, têm densidade de energia menor que a do Lítio, resultando em baterias maiores e mais pesadas que as de Lítio, para a mesma capacidade. Além disso, apresentam uma tensão por célula maior, igual a 3,7V.

Devido ao desenvolvimento tecnológico e aumento na escala de produção estima-se que haja uma redução expressiva em seus custos. Os dados históricos entre 2010 e 2018 apontam que cada vez que a quantidade produzida de baterias de íon de lítio dobra, os custos desta são reduzidos nesta proporção [42]. Desta forma, o mercado externo apresenta uma grande expansão principalmente para atendimento de indústrias, e a aplicação em consumidores residenciais e comerciais está no processo de popularização devido à redução do custo e aos incentivos tarifários dos países.

No mercado interno, apesar das vantagens de sua aplicação, o crescimento da utilização de baterias ainda é tímido, pois não há regulação específica que incentive o investimento. Assim, para os agregadores de REDs, a rede elétrica funciona de forma similar a uma bateria. Atualmente no Brasil, a aplicação de sistemas de armazenamento tem expressiva utilização em sistemas isolados [42].

2.4.2. Veículos elétricos

A utilização dos veículos elétricos (VE) vai ao encontro do anseio de redução de emissão de gases poluentes provenientes dos veículos de queima de combustíveis fósseis. Essa redução ocorre se a geração da energia utilizada pelos VE seja de origem de fontes renováveis.

Quando integrado ao sistema, os VEs podem assumir duas funções: de armazenador móvel de energia e de possível fonte de energia para o sistema. Os VEs entrariam em modo de carregamento no momento em que a geração de energia fosse superior à demanda. Nos períodos de pico de demanda, os VEs auxiliariam no fornecimento de energia. Dessa forma, os VEs podem fornecer suporte ao sistema elétrico, se tornando armazenadores de energia móveis [43].

As principais dificuldades para a popularização dos VEs são: o elevado preço desses veículos, falta de infraestrutura para novos pontos de abastecimento de energia e adaptação do sistema de medição visando permitir tarifas diferenciadas [36].

Os Estados Unidos, países europeus e alguns países asiáticos adotam políticas de incentivos fiscais para estimular a comercialização de VEs [43].

2.5. REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Com o maior acesso dos consumidores à geração renovável de energia elétrica, a rede de distribuição de energia elétrica passa a ser consideravelmente afetada com essa mudança de

perfil dos consumidores. Estes consumidores, que apresentam GD instalada, deixaram de ser um elemento passivo da rede e se transformam em prosumidores. Estes são produtores e consumidores de energia elétrica simultaneamente. Em momentos que a produção de energia elétrica seja superior à sua demanda, este prosumidor injeta o excedente de energia ao sistema elétrico. Ao passo que quando sua produção própria é insuficiente para atender sua demanda de energia, este prosumidor se tornam consumidores do sistema elétrico.

Além do aumento das implantações de GDs, as redes de distribuição devem estar preparadas para o aumento da utilização de veículos elétricos, e ações e equipamentos que aumentem a eficiência energética aos consumidores. Para esta evolução, o sistema de distribuição deve integrar intensamente as infraestruturas de Tecnologia da Informação e Comunicação, transformando-se em uma rede elétrica inteligente (*Smart Grid*).

O conceito de redes elétricas inteligentes consiste na integração do sistema de distribuição com as tecnologias digitais, recursos computacionais e de comunicação avançados. Esta integração visa o monitoramento e gerenciamento de parâmetros elétricos ao longo da estrutura de transporte e distribuição aos consumidores finais [43]. Este conceito compreende a interligação dos sete principais domínios: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercado, operadores de rede e provedores de serviços.

Tendo em vista este conceito, a rede de distribuição terá o maior impacto, porém no nível de tensão da distribuição também surgirá uma série de serviços relacionados com a energia elétrica, tais como: gerenciamento de energia de edificações, gerenciamento de faturas de energia e instalação e manutenção de equipamentos de geração e comunicação.

No âmbito da política energética nacional, o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes pode apresentar benefícios como: promoção de segurança energética, modicidade tarifária, redução da assimetria de informações, aperfeiçoamento dos processos regulatórios, promoção da diversificação da matriz energética e estímulo ao uso eficiente do sistema elétrico [43].

As redes inteligentes têm como principais características:

- Autorrecuperação – capacidade da rede detectar, analisar, responder e restaurar falhas de forma automática;

- Participação proativa dos consumidores – habilidade de incluir equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- Qualidade de energia – aumento na qualidade de energia conforme exigências legais e de cargas mais sensíveis;
- Tolerância a ataques cibernéticos – capacidade de mitigar e resistir a ataques cibernéticos;
- Capacidade de acomodar uma grande variedade de fontes e demandas – habilidade de integrar REDs de dimensões e tecnologias diversas;
- Menor impacto ambiental – visa integrar os REDs que não necessite de combustíveis fósseis e, preferencialmente, renováveis;
- Atuação remota – possibilidade de ter uma resposta rápida conforme a demanda recebida dos dispositivos dos consumidores;
- Competitividade do mercado de energia – beneficia e viabiliza a competição de mercados de energia.

Através dessas características, as redes inteligentes procuram coordenar as capacidades, as interoperabilidades e as necessidades dos dispositivos conectados à rede elétrica. Isto tem como objetivo final aumentar os níveis de confiabilidade, sustentabilidade, resiliência e estabilidade do sistema, reduzindo os custos financeiros e os impactos socioambientais. A Figura 2.14 representa uma rede elétrica inteligente tendo como base os conceitos apresentados e a Figura 2.15 apresenta como os agentes interagem entre si.

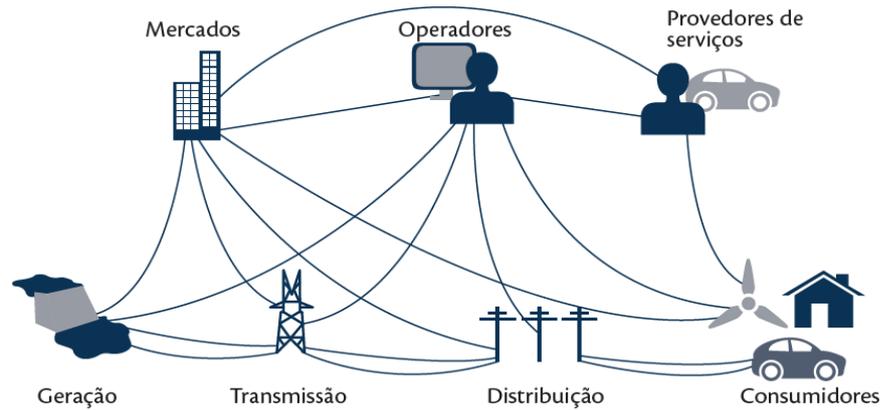


Figura 2.14 - Rede Elétrica Inteligente Conceitual [43]

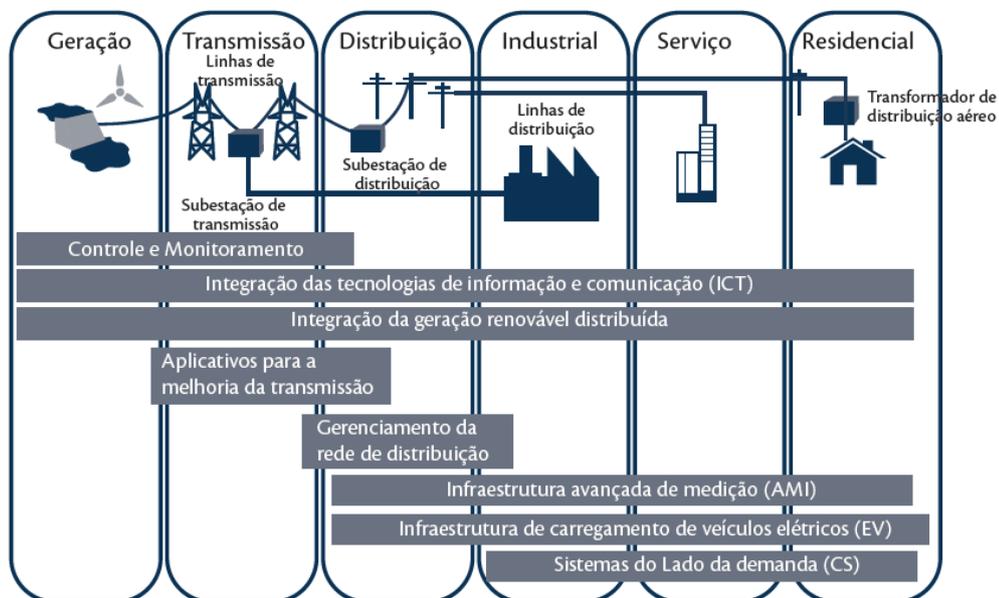


Figura 2.15 - Integração entre agentes de uma rede inteligente [43]

Com base no exposto, temos como principais áreas para implementação de uma rede inteligente o sistema elétrico, automação e medição inteligente, tecnologia da informação e comunicação, e casas inteligentes.

2.5.1. *Sistema elétrico*

O sistema elétrico deverá se adaptar para atender às novas características do sistema, principalmente devido aos problemas de estabilidade em resultado das intermitências das GDs. Serão analisados os impactos do ponto de vista de três áreas:

- Geração – com o aumento da oferta de energia devido as GDs, será possível postergar novos investimentos. Entretanto, o despacho centralizado deverá se

adequar para contemplar as características de sazonalidade e intermitências das novas fontes de energia;

- Transmissão – com a disponibilidade de informações dos parâmetros dos equipamentos e da rede, é possível fazer um monitoramento em tempo real, utilizar controles eletrônicos inteligentes e recorrer a um sistema de proteção adaptativo.
- Distribuição – a área mais afetada do sistema elétrico. Com esta implementação será possível controlar toda a rede em tempo real para: balancear cargas, prever interrupções do fornecimento de energia, detectando e isolando automaticamente as faltas, reconfigurando e restaurando o fornecimento do serviço, além de fazer o controle de tensão e do fluxo de potência.

2.5.2. Automação e medição inteligente

A medição inteligente tem como principal elemento o medidor de energia inteligente. Este deverá ter capacidade de processamento, armazenamento e comunicação, infraestrutura para comunicação bidirecional e software de aplicação que permite a aquisição de forma automática de dados em intervalos parametrizáveis, envio de dado (comando e controle) remotamente para o medidor e sistema de gerenciamento. Desta forma é possível ter: o faturamento com base no consumo real, implementação de programas de resposta à demanda, detecção de perdas, roubos e fraudes e desenvolvimento de serviços que possibilitam o uso eficiente e econômico dos recursos energéticos.

Com a automação dos equipamentos, é possível ter conhecimento preciso da curva de carga dos consumidores e reduzir ou alterar o pico de carga. Além disso, com o aprimoramento das informações da rede será possível buscar formas de melhorar os parâmetros de qualidade de energia. Vale ressaltar que o acesso dos consumidores ao seu perfil de carga, poderá conscientizá-lo do seu consumo, fazendo com que busque formas eficientes de utilização da energia elétrica.

2.5.3. Tecnologias da informação e comunicação

Com a evolução tecnológica é possível adotar diferentes tecnologias de comunicação e informação (TIC). Do ponto de vista do meio ao qual ocorre o transporte, há soluções cabeadas como fibra óptica, cabo coaxial, cabos metálicos ou sem fio (tais como rede de celulares,

radiofrequência, como WiMax, ZigBee, Bluetooth, satélites). Os fatores determinantes são: custo envolvido, distância entre sensores e medidores até o ponto concentrador de dados, e desse até a rede da concessionária, topologia física do local, área de cobertura, taxa de transmissão, desempenho do sistema e atenuação de ruídos. Deve-se também observar parâmetros técnicos tais como: requisitos de transmissão de dados bidirecional, largura de banda, escalabilidade (suportar o aumento de dispositivos sem redução de desempenho), latência (tempo para transmissão dos dados e eventuais atualizações de software), tolerância a falhas, confiabilidade e segurança.

2.5.4. Casas inteligentes

A Casa Inteligente (*Smart Home*) pode ser entendida como as residências com alto grau de automatização dos processos de rotina, flexibilidade e conforto para seus residentes. Os sistemas de automação podem estar presentes na iluminação, no controle de temperatura ambiente, eletrodomésticos, operação de janela e porta, na visualização e gestão da energia doméstica.

Os dispositivos presentes em uma casa inteligente se conectam em uma rede doméstica comum com o gerenciamento central, onde estes podem ser controlados e gerenciados através de uma interface do usuário. Desta forma, o usuário pode equilibrar o nível de conforto e praticidade desejado com o custo da energia. Os dispositivos são conectados à rede doméstica através de tecnologia de informação com ou sem fio, como Wi-Fi, ZigBee, Ethernet, etc. As tecnologias mais adotadas são as sem fio devido a praticidade [44].

2.6. RESPOSTA DA DEMANDA

A definição da resposta da demanda (RD), segundo a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), é o mecanismo de gerenciamento da utilização da energia elétrica por parte dos consumidores finais, em resposta à mudança no preço da energia durante um determinado período, ou a pagamentos de incentivos destinados a reduzir o uso da energia em momentos de preços mais elevados no mercado, ou quando há problemas na confiabilidade do sistema [45].

O principal objetivo da RD é incentivar com que os grandes consumidores alterem seu perfil de carga, deslocando sua demanda para períodos alternativos ao qual o sistema esteja menos estressado ou devido à necessidade de contingências do sistema.

O mecanismo de RD permite que os consumidores finais tenham participação ativa, assim eles colaboram com o equilíbrio do balanço de energia do sistema. Com a utilização da RD o sistema elétrico consegue captar uma série de benefícios, tais como:

- Maior flexibilidade e confiabilidade – é possível utilizar as GDs de forma mais eficiente e reduzir os problemas devido à intermitência das fontes renováveis;
- Menor emissão de gases poluentes – devido à redução ou não acionamento de usinas térmicas poluentes em razão da redução da demanda;
- Diminuição dos custos da geração – com a redução da demanda, haverá menor necessidade de acionamento de usinas com produção mais cara;
- Postergação de novos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição – com a demanda máxima em um volume menor, os investimentos podem não ser necessários;
- Diminuição da volatilidade de preços – tem como consequência uma redução de riscos financeiros para os agentes do mercado [46].

Os programas de RD podem ser de dois grupos distintos: baseados em preços e baseados em incentivos.

2.6.1. Resposta da demanda baseada em preços

Este mecanismo baseado em preço está relacionado com a mudança de perfil do consumo de energia do usuário devido às alterações no preço da energia ao longo do dia. Assim o consumidor deslocará o uso da energia para as horas as quais o preço da energia é mais baixo, tendo como consequência uma redução na carga total que a concessionária deverá abastecer. Estes programas são chamados de não despacháveis, pois depende de o consumidor responder à alteração na utilização da energia. As principais variações deste tipo de programa são:

- i. Tarifa por Horário de Uso (*Time of Use – TOU*) – é definida uma divisão do dia em períodos e programar a tarifa para cada período. Desta forma estimula o consumidor a deslocar seu consumo no tempo para se evitar o investimento em capacidade adicional [46];

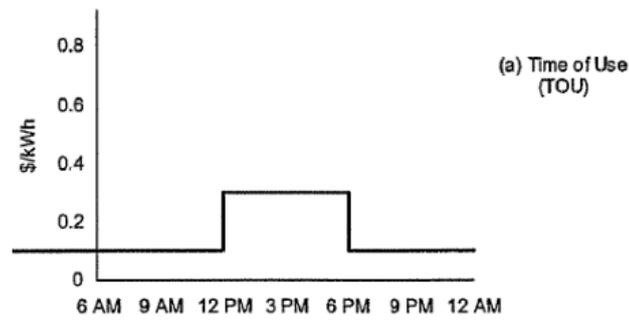


Figura 2.16 - Exemplo de TOU [47]

- ii. Tarifação de Ponta Crítica (*Critical Peak Pricing*) – consiste em um preço mais elevado, sobrepondo à tarifação tipo TOU, para os momentos em que há uma contingência no sistema ou quando os preços de curto prazo estão elevados. Em contrapartida, os participantes recebem descontos sobre o preço da tarifa padrão durante outras horas da estação ou ano, para manter constante a receita total anual da concessionária de distribuição [46];

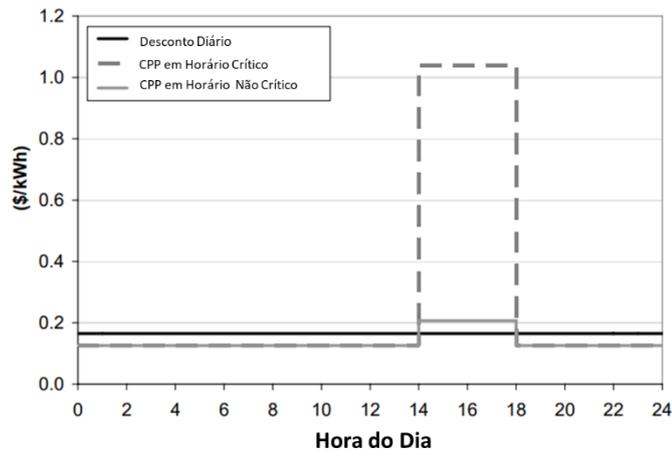


Figura 2.17 - Exemplo de CPP [47]

- iii. Precificação em Tempo Real (*Real Time Pricing*) – neste programa a tarifa varia conforme a variação do Mercado de Curto Prazo, para refletir as condições de geração e transmissão a cada momento. Os consumidores são informados dos valores das tarifas com um dia de antecedência ou até uma hora de antecedência [46].

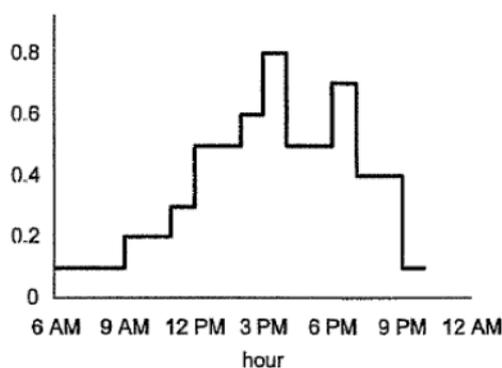


Figura 2.18 - Exemplo RTP [47]

2.6.2. Resposta da demanda baseada em incentivos

Para este programa de RD são oferecidos incentivos com objetivo de reduzir a demanda em momentos em que o sistema está com contingências críticas, abalando a confiabilidade do sistema ou quando a oferta de energia está escassa, resultando em um elevado preço da energia. O programa é acionado com uma ordem de despacho do operador, podendo ser acionado de forma remota ou manualmente. Este mecanismo pode funcionar de forma simultânea com os programas baseados em preço. Os consumidores aderem a um contrato com o operador do sistema ou com a distribuidora local, em que se comprometem a reduzir o consumo em relação a uma linha de base determinada previamente e sofrem penalizações caso não consigam alcançar o uso definido em contrato. As principais variações deste tipo de programa são [46]:

- Controle direto de carga – neste caso o operador pode desconectar ou reduzir parcela da carga do consumidor em momentos pré-definidos. Este tipo de programa é oferecido para setores industriais, comerciais e residenciais.
- Interruptibilidade – similarmente ao controle direto de carga, os participantes recebem incentivos financeiros ou descontos aplicados à fatura por responder a uma redução de demanda em momentos de contingência. É oferecido a grandes consumidores industriais e comerciais.
- Participação econômica nos mercados de energia – neste programa os consumidores realizam ofertas para redução da carga no mercado de energia. Este programa visa os grandes consumidores e consumidores atendidos por agregadores.

- Programas de emergência – são oferecidos incentivos aos consumidores que reduzirem sua demanda em momentos críticos de interrupção do fornecimento. Sendo estas causadas por alguma falta na transmissão ou interrupção repentina de grande volume de geração, ocasionando uma sobrecarga em determinadas áreas do sistema.
- Participação no mercado de capacidade – os consumidores oferecem redução da carga na forma de capacidade adicional ao sistema para substituir a geração tradicional ou entregar novos recursos.
- Participação no mercado de serviços ancilares – programa onde os consumidores ofertam redução de carga de forma que operam como reserva ou regulador de frequência. Caso o lance seja aceito, os consumidores recebem o preço do mercado para funcionar em espera. Este valor recebido decorre do comprometimento e por permanecerem disponíveis para reduzir sua carga a qualquer momento. Se a redução da demanda for necessária, eles são chamados pelo operador e remunerados pelo preço praticado no Mercado de Curto Prazo.

2.7. MICRORREDES

2.7.1. Definição

A microrrede é definida como o conglomerado de REDs e cargas interligados por uma rede elétrica em nível de tensão de distribuição. As fontes conectadas às microrredes são, geralmente, de natureza renovável e apresentam uma capacidade de geração bastante inferior quando comparada ao sistema convencional, todavia apresentam maior eficiência de energia por estarem localizados próximos à carga [49].

A presença da microrrede impacta o sistema de energia que ela está conectada. Esses impactos podem ser analisados pelos diferentes pontos de vista dos agentes, tais como [49]:

- Operacional – as fontes são equipadas com equipamentos eletrônicos que permitem o controle necessário para garantir a operação na forma de um sistema único, mantendo a confiabilidade e a qualidade de energia necessária.

- Rede de distribuição – é um sistema que apresenta um alto índice de controle, auxiliando a confiabilidade e a segurança da concessionária de energia.
- Consumidores – a microrrede auxilia a fornecer energia ininterruptamente, melhorar a confiabilidade local, reduzir as perdas do alimentador e fornece suporte de tensão.
- Ambiental – o principal benefício é a redução de poluição e aquecimento global, haja visto que é utilizado tecnologias com baixa emissão de carbono.

2.7.2. Modo de operação

As microrredes são projetadas para ter geração de energia suficiente para alimentar a carga pertencente a ela. Desta forma podem operar de dois modos: conectada à rede ou ilhada. O modo de operação normal é quando a microrrede está conectada à rede de distribuição, ocorrendo intercâmbio de energia com o sistema de distribuição em função do desbalanço de geração e consumo na própria microrrede.

Porém, existem cenários onde a microrrede opera de forma ilhada, sendo eles:

- i. Separação rápida do alimentador em falha – caso a microrrede possua cargas sensíveis à tensão, exigindo sua desconexão em menos de 50ms. Neste caso, o sistema de proteção não tem condições de atuar de forma rápida o suficiente para interromper a falta.
- ii. Separação por falsos disparos – ocorre por conta de faltas próximas ao disjuntor de conexão da microrrede com a distribuidora, deve ser possível localizar precisamente o distúrbio/defeito, sendo mais confiável a separação rápida dos sistemas.
- iii. Ilhamento intencional – pode ocorrer momentos em que seja interessante para a microrrede se desconectar da rede de distribuição sem que haja qualquer problema nesta. A microrrede pode se desconectar em momentos em que a bandeira tarifária seja economicamente mais favorável a ela, ou ainda caso a tensão da rede de distribuição esteja abaixo do limite de tolerância de suas cargas [49].

2.7.3. Gerenciamento e operação da microrrede

O gerenciamento e a operação podem ser realizados através do controle local da geração ou em um centro de controle. A operação nas diferentes localidades tem finalidades diferentes:

- Controle na geração – através desse controle é possível fazer um monitoramento da tensão e corrente de forma que haja um controle rápido do fluxo de potência e da tensão nos consumidores sem ocorrer uma comunicação com o centro de controle ou com outras fontes de geradoras.
- Centro de controle – este tem como principais objetivos a manutenção da tensão e frequência nos finais das cargas conforme especificado na legislação e garantir a otimização da energia na microrrede. Além disso, o centro de controle executa a coordenação da proteção do sistema e fornece o despacho de energia para os REDs. Geralmente o centro de controle é projetado para operar de forma automática, sem a necessidade de intervenção humana. Duas ferramentas são fundamentais para o bom funcionamento: o gerenciamento de energia e a coordenação de proteção. O gerenciamento de energia fornece os pontos de ajuste para a potência ativa e reativa, tensão e frequência para cada RED conforme as necessidades operacionais da microrrede. A coordenação de proteção é responsável pela resposta as falhas do sistema, inclusive quando há desconexão entre a microrrede e a rede de distribuição. Ele também se adapta as mudanças nos níveis de corrente de falta com a alteração do modo de operação de conectado à rede para o modo ilhado.

O Centro de Controle (CC) tem função essencial ao bom funcionamento da microrrede. Quando a microrrede está operando no modo conectado à rede, ele tem as seguintes funções: coleta de informações dos REDs e cargas, monitoramento e diagnóstico do sistema, estimação de estado, avaliação da segurança do sistema, programação da geração, controle de potência ativa e reativa dos REDs, sincronização com a rede de distribuição. Quando o sistema opera de modo ilhado, o CC passa a ter as atribuições adicionais: controle de potência ativa e reativa, controle de tensão e frequência, redução de carga via gerenciamento do lado da demanda, restauração - *black start* para garantir maior confiabilidade e continuidade do serviço, reconexão segura à rede.

2.7.4. Impactos de uma microrrede

A implantação de uma microrrede pode causar impactos sob diferentes aspectos ao qual ela está inserida, tais como:

- i. Impacto na utilização de calor – devido às fontes de geração de energia serem próximas às cargas, quando a fonte de geração de energia resulta na geração de calor de forma simultânea, esta pode ser utilizada pelas cargas, resultando em um aumento de eficiência operacional da microrrede.
- ii. Impacto no mercado de energia – visando auxiliar a expansão do número de microrredes é necessária uma política de incentivos financeiros para o proprietário da microrrede e para a concessionária.
- iii. Impacto no meio ambiente – como as fontes GDs tem como prioridade a utilização de fontes de energia renováveis, fazendo com que haja maior utilização destes, resultando em aumento da oferta de energia e redução na emissão de gases poluentes.
- iv. Impacto no sistema de distribuição – este é o agente mais impactado com a implementação de microrredes. Com possibilidade da microrrede fornecer serviços ancilares, é possível aumentar a confiabilidade e a qualidade de energia do sistema existente da distribuidora [49].

2.7.5. Desafios e barreiras

A implantação de microrrede enfrenta alguns desafios. Como a microrrede é conectada à rede de distribuição, deve-se adotar o padrão seguido pela concessionária proprietária da rede de energia ao qual está conectada. No Brasil, cada concessionária de energia tem sua padronização do sistema, desta forma não é possível adotar uma padronização para o território nacional para a microrrede. Outro ponto importante é a intermitência das fontes de energia empregadas nas tecnologias de GDs participantes da microrrede. Essa viabilidade e imprevisibilidade pode causar problemas de estabilidade de tensão e frequência, redução da confiabilidade, congestionamento da transmissão de energia, além da dificuldade de executar um planejamento energético assertivo [21].

2.8. USINAS VIRTUAIS DE ENERGIA

2.8.1. *Definição*

As usinas geradoras virtuais, também conhecida como usinas virtuais de energia (Virtual Power Plant – VPP), surgem como uma alternativa de agregação de REDs onde os membros do grupo atuam coordenadamente como um único gerador integrado à rede de energia elétrica, sem incorrer em comprometimento da confiabilidade e estabilidade do sistema de distribuição [50][21]. Com esse tipo de agregação, é possível que a VPP comercialize energia no mercado elétrico e/ou forneça serviços auxiliares ao sistema de energia [51]. A Figura 2.19 apresenta uma visão conceitual de uma VPP.

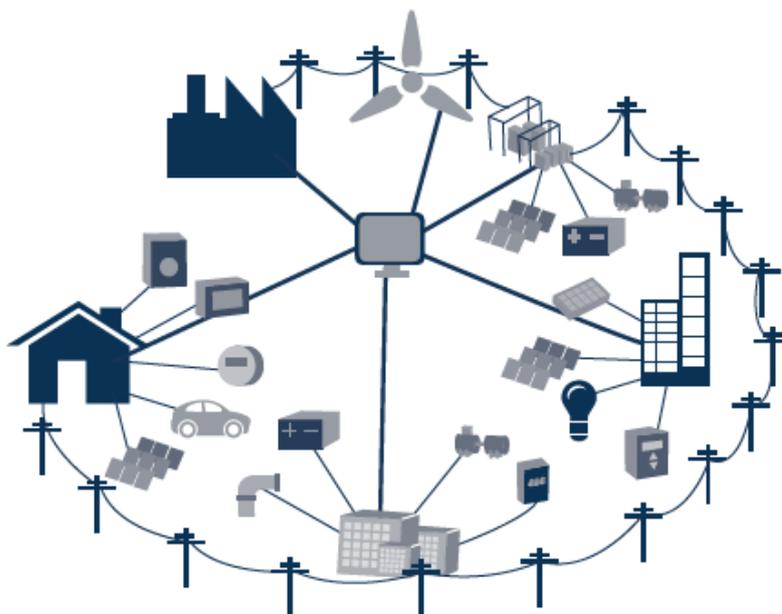


Figura 2.19 - Exemplo de uma VPP [26]

Apesar de grande similaridade entre as microrredes e as VPPs, são observadas algumas diferenças, listadas a seguir [4][21]:

- Quando a microrrede está operando em modo ilhada e ocorre uma falha em um elemento dela, esta falha afeta a todos os elementos conectados a ela. O mesmo não ocorre em uma VPP, haja visto que a VPP não opera deste modo;
- A microrrede pode operar na forma ilhada, já para a VPP não é recomendada esse tipo de contingência;
- A VPP utiliza um sistema de armazenamento de energia reduzido quando comparado a microrredes, tornando o sistema com menor custo de implementação;

- O desenvolvimento de microrredes está relacionado com os avanços tecnológicos de inversores e chaveamentos inteligentes, ao passo que a VPP possui uma dependência maior de medidores inteligentes e de tecnologia da informação e comunicação;
- A VPP pode atuar em uma área geográfica significativamente maior, os membros da VPP não precisam estar geograficamente próximos, diferindo da microrrede, onde os REDs e cargas são fisicamente próximos;
- A comercialização de energia gerada pela microrrede é limitada, podendo comercializar a energia excedente somente com a concessionária de distribuição de energia elétrica. A VPP comercializará a energia gerada em diferentes mercados de energia.

2.8.2. Classificação

A VPP pode ser classificada de forma distinta de acordo com seu objetivo de implementação. As VPPs podem ser classificadas como:

- VPP técnica (TVPP);
- VPP comercial (CVPP).

A TVPP, como o próprio nome diz, tem como principal objetivo manter ou melhorar os indicadores técnicos do sistema inserido, ou seja, indicadores de continuidade de fornecimento e de qualidade de energia da rede elétrica são aprimorados nos padrões exigidos pela legislação. Para este tipo de VPP, é interessante que os REDs estejam na mesma localização geográfica, haja visto que através dela poderá auxiliar, por meio de fornecimento de serviços ancilares, nos parâmetros da rede local, com interferência em tempo real nas características desse sistema. A TVPP permite que o operador do sistema visualize os REDs e tenha um acompanhamento de cada um deles na gestão do sistema. Além disso, é possível definir o uso ideal das unidades REDs, visando o fornecimento de serviços ancilares para auxiliar na manutenção dos parâmetros da rede elétrica. Desta forma, este tipo de VPP tem como principais funcionalidades a visualização e medição das unidades de REDs pelo operador do sistema, monitoramento e detecção de falhas nos sistemas, maior facilidade de manutenção, gestão ativa da contribuição dos REDs, otimização do despacho dos REDs, otimização do fluxo de potência e fornecimento de serviços ancilares para o sistema [5].

Uma CVPP tem um perfil orientado à produção e comercialização de energia. Para esta VPP tem maior relevância os custos e características operacionais dos REDs. O impacto na rede de distribuição e os indicadores desta não são considerados para uma CVPP. Os principais objetivos de uma CVPP são a comercialização de energia, o equilíbrio das carteiras de comercialização e prestação de serviços ao operador do sistema (podendo ser do sistema de distribuição, para ocorrências locais, ou para sistema de transmissão, quando ocorre um problema sistêmico). A CVPP permite com que haja maior visibilidade das unidades de REDs nos mercados de energia, participação de RED nos mercados de energia e uma maximização do valor da participação dos REDs nos mercados de energia [5]. As funcionalidades básicas da CVPP seriam a otimização da geração de energia e do despacho com base na demanda prevista dos consumidores e no potencial de geração. Quando há uma diferença entre a demanda prevista e a demanda real, os recursos de resposta à demanda são utilizados para auxiliar na redução desta diferença entre produção e consumo real. Outras funcionalidades da CVPP são: manutenção das características dos REDs, previsibilidade de produção e consumo de seu sistema, gerenciamento de corte de carga (resposta à demanda), apresentação de propostas ao mercado de energia, otimização diária e programação de geração e venda de energia ao mercado [5].

2.8.3. Componentes de uma VPP

A VPP ideal consiste em três principais componentes: os geradores de energia, sistema de armazenamento de energia e sistema de informação e comunicação [5].

- Geradores de energia

Os geradores de energia são as GDs conectada ao sistema e sendo integrada na VPP. Essas GDs podem ser: geração fotovoltaica, geração eólica, PCH, geração através de biomassa, pequenos geradores de combustível fóssil e cargas controláveis. Sendo estas GDs responsáveis tanto ao fornecimento de energia para as cargas internas do sistema da VPP quanto para a venda da energia excedente para o mercado de energia.

- Sistema de armazenamento de energia

Devido ao elevado grau de penetração de fontes renováveis, como consequência ter uma característica de ser não despachável e estocástica, o sistema de armazenamento é fundamental para atendimento da demanda de forma previsível. Este sistema pode ser utilizado como fonte

adicional de energia ou amortecedores de flutuações de energia quando não há o controle do despacho de energia, especialmente em redes fracas.

- Sistema de informação e comunicação

Uma comunicação bilateral e confiável é essencial para o monitoramento e controle dos parâmetros do sistema. Através dessa comunicação, é possível a troca de dados e comando com o sistema de gerenciamento de energia, com o controle de supervisão e aquisição de dados e com o centro de operação do sistema.

2.8.4. Arquitetura de comunicação e protocolos de comunicação de uma VPP

Existem diferentes meios para a comunicação entre os elementos de uma VPP. Considerando a necessidade de confiabilidade e a velocidade da comunicação como características principais, em [23] recomendado a utilização dos seguintes meios:

- Cabos de fibra ótica desde o sistema do centro de controle a cada uma das áreas do centro de despacho de distribuição e as subestações na rota do cabo de fibra ótica.
- Comunicação por micro-ondas desde as áreas dos centros de distribuição de despacho à subestação selecionada.
- Sistema de rádio multidirecionais e rádio UHF P-T-P (Frequência Ultra Alta Ponto a Ponto – *Ultra High Frequency Peer-To-Peer*) nas bandas 450/900MHz para o controle remoto dos comutadores das subestações e das linhas.
- Cabo metálico (coaxial ou trançado) para aplicações locais.

A VPP pode ser dividida em subcategorias, dependendo da topologia de comunicação de controle [50][23]:

- VPP centralizadas – neste tipo de VPP, os REDs são monitorados e controlados por um centro de coordenação de controle (CCC). Os sinais das cargas são transmitidos para o CCC, que envia o despacho (para as fontes e cargas despacháveis) para os controladores dos REDs. O CCC fica responsável por realizar funções tanto técnicas quanto econômicas visando otimizar os benefícios da VPP.

- VPP distribuída – nesse tipo de topologia, cada RED é controlado por um controlador local. O controle da potência produzida é feito pelo controlador do RED. Para atuar como um sistema integrado, os controladores locais são conectados entre eles, formando assim uma rede de comunicação e estrutura de anel para permitir o intercâmbio coordenado de sinais, sendo assim é possível fazer como um centro de controle único.

Com relação aos protocolos de comunicação, hoje ainda não há uma padronização de qual protocolo existente utilizar ou a criação de um novo protocolo para torná-lo padrão para a VPP. A literatura apresenta trabalhos em que se utiliza openADR [96]. Em [52] é proposto a utilização de protocolos citados da norma IEC-61850. Cabe ressaltar que protocolo Modbus não oferece a complexidade necessária para a operação das VPP, visto que a quantidade de dados necessária não cabe a modelos que apresentam uma estruturação de dados simples [53].

O openADR é um protocolo orientado para operação de resposta à demanda, porém há uma necessidade que seja estendido para contemplar todos os dados e serviços de uma VPP. A norma IEC-61850 consiste em um conjunto de protocolos de comunicação em subestações com a presença de relés digitais e possui mecanismos de comunicações para operação desta [53].

Em ambos os casos é preciso reforçar o requisito de segurança e privacidade de dados. Um dos principais problemas para VPP é o perigo de ataques cibernéticos externos, que podem comprometer a privacidade de informações dos REDs e de seus proprietários, bem como causar danos à operação da VPP como desligamentos indevidos e/ou despachos incorretos.

2.8.5. Serviços ancilares

Com a utilização de conversores nos REDs visando o acoplamento na rede, é possível que seja fornecida energia e serviços ancilares simultaneamente. Os REDs apresentam três tipos de limitações na sua produção: limite de geração de potência ativa, limite de geração de potência reativa e limite máximo de potência aparente. Conforme a curva de capacidade do RED, pode ser fornecido potência ativa, reserva girante e potência reativa [54].

O controle de potência reativa auxilia no controle do nível de tensão. Isso porque a tensão é influenciada pela variação do fator de potência ($\cos \varphi$) do RED, conseqüentemente pode ser feito um ajuste da alimentação de potência ativa e reativa. Ou seja, é possível elevar ou reduzir a tensão com a variação do $\cos \varphi$ na direção indutiva ou capacitiva. O RED recebe

potência reativa, se estiver operando indutivamente (operação subexcitada), e pode fornecer potência reativa, se estiver operando de modo capacitivo (operação superexcitada) [55].

Devido à intermitência dos REDs, que sofrem interferência climática, e seu elevado grau de penetração, a capacidade de *fault ride-through* (FRT) ou *low voltage ride-through* (LVRT) através de inversores apresenta grande relevância em uma VPP. Isso porque FRT é a capacidade da fonte permanecer conectada durante faltas transitórias da rede [56]. Esta capacidade auxilia o sistema a se manter em operação estável durante o período de falta transitória, evitando o colapso de tensão [57].

Com a grande penetração de fontes renováveis na rede de distribuição, a inércia do sistema é reduzida. Desta forma, um desbalanço acentuado entre geração e carga se torna mais presente, tendo como consequência uma volatilidade na frequência do sistema. Por isso, é necessário o controle da frequência nessa rede. Uma forma de regulação da frequência é através dos ajustes de potência ativa de saída das fontes de geração de energia [58].

2.8.6. Benefícios e problemas

A VPP apresenta alguns benefícios para o sistema, tais como [23]:

- Uso ótimo das unidades REDs para fornecer serviços à rede de distribuição;
- Redução das perdas de distribuição e transmissão;
- Localização de faltas, integrando automaticamente o gerenciamento de falhas;
- Incremento da diversificação das fontes de geração de energia;
- Contribuição à regulação de tensão e frequência do sistema;
- Melhores benefícios econômicos para os proprietários dos REDs;
- Incentivo do uso de recursos renováveis;
- Facilita ao acesso dos REDs ao mercado de energia.

Os principais problemas da VPP são [4]:

- Dependência climática grande para as fontes de geração;

- Incerteza da resposta dinâmica do sistema;
- Falta de padronização de protocolo de comunicação;
- Dificuldade na modelagem dos componentes da VPP;
- Grande número de incertezas devido ao grande número de variáveis estocásticas do problema.

2.8.7. Estado da arte da VPP

A principal experiência da VPP em um sistema real é o projeto FENIX (*Flexible Electricity Network to Integrate the eXpected energy evolution*). Em parceria de universidades, centros de pesquisas e concessionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica, nesse projeto foram testadas CVPPs e TVPPs em redes reais da concessionária Iberdrola na Espanha e EDF Energy no Reino Unido [14][15]. Através da experiência adquirida nesse projeto, foi possível demonstrar, em uma rede real, como uma VPP pode auxiliar nos parâmetros do sistema de distribuição, bem como funcionar como um agente comercializador de energia.

Com a experiência do projeto FENIX, despertou o interesse de diversos estudos em rede reais com a conexão de uma VPP. Estudos referentes às CVPPs, a qual pode se tornar um novo importante agente no mercado de energia. Em [59] é estudado uma forma de otimizar a participação da VPP em licitações operando no mercado *spot* espanhol de eletricidade. Para isso, utilizou-se uma VPP com gerações de parques eólicos. Já na Escócia em [7], foi estudado também um CVPP, contudo além da geração através de energia eólica, a VPP continha também geração através da biomassa, auxiliando no planejamento despacho, devido à possibilidade de controle da quantidade de energia gerada na biomassa. Outro ponto interessante apresentado nesse trabalho é que as usinas de geração eólica estão espalhadas pela Escócia, totalizando uma entre as usinas de mais de 500 km de distância entre elas, com as mais próximas com uma distância de 25 km. Essa separação geográfica visa evitar a correlação entre as potências de saídas das usinas eólicas.

Na literatura, é possível encontrar alguns estudos onde o foco são as TVPPs. Em [10], foi utilizado a rede de uma área residencial com grande incidência de geração fotovoltaica e com presença de cargas térmicas. Assim foi estudado um sistema de cogeração onde visa atender o balanço de energia elétrica juntamente com a distribuição de energia térmica. No

trabalho de [60], foi utilizado o sistema do campus universitário em Portugal em que, utilizando coleta de dados, foi estudado o impacto da VPP na rede de 23 linhas radiais, tendo o total de 3,35 km. No sul da Austrália, a VPP é utilizada para fornecer serviços ancilares, visando o suporte na qualidade de tensão da rede de distribuição, conforme apresentado em [13]. Além disso, é avaliado o custo de fornecer o alívio de restrição da rede local de distribuição.

De acordo com [12], a volatilidade e os aumentos acentuados dos preços são alguns dos problemas que o sistema agropecuário enfrenta na Espanha. Um estudo foi elaborado visando a utilização de uma VPP em dois estágios. No primeiro estágio foi utilizado um parque eólico e seis PCHs injetando a potência gerada diretamente na rede, enquanto no segundo estágio, as usinas fotovoltaicas são utilizadas para atender o autoconsumo.

A VPP apresenta potencial para se tornar um importante agente do mercado de energia, tanto que em [19] já é considerado um componente importante para a transição energética na Alemanha. Nesse estudo foi identificado alguns cenários para a transição energética da Alemanha até 2030, onde a receita da VPP incrementará de 11% a 30% até o ano de estudo.

Entretanto, para a VPP se tornar esse componente importante no mercado de energia ainda é necessário ultrapassar algumas barreiras. São apresentados em [18] três casos de CVPPs localizadas na Irlanda, Bélgica e Holanda. Para cada uma dessas VPPs houve a necessidade de se adequar ao sistema que estavam conectadas, dificultando a padronização dos sistemas, sendo cada um operando distintamente, mantendo as necessidades, padrões e escolhas conforme a localidade.

Apesar de ainda em estágio embrionário, a VPP vem sendo implementada em vários países e conseqüentemente solucionando problemas técnicos dos sistemas ao qual está conectada, além de se tornar um novo agente nos mercados energéticos em seus países. O papel da VPP no mercado energético tem ampliado sua relevância, resultando em estudos onde é utilizado como um importante agente no planejamento energético para os anos futuros.

Devido à natureza aleatória das fontes que participam da VPP, a utilização desta resulta no aparecimento de desafios para a programação do despacho das usinas. Os modelos de otimização meta-heurística se destacam para resolução do problema. Esses métodos de otimização apresentam a simplicidade e robustez aplicável para a solução do problema. Dessa forma, é possível encontrar uma série de estudos acadêmicos na literatura que utilizam estes modelos.

Em [61] utiliza-se um Algoritmo Genético (*Genetic Algorithm – GA*) modificado de forma que o esquema de mutação e o mecanismo de *crossover* seja alterado. Esta alteração visando solucionar o problema de *unit commitment* da VPP baseado em preço base considerando as incertezas e restrições. Assim, esse algoritmo é testado em um modelo de 18 barras ao qual contêm seis fontes, sendo uma GD eólica e uma GD fotovoltaica.

Uma otimização em dois estágios é apresentada em [62] onde é planejado o dia seguinte, visando fornecer um apoio à decisão do operador em diferentes cenários. Nesse modelo de dois estágios, no primeiro momento se utiliza o modelo determinístico da programação linear inteira mista (*Mixed Integer Linear Programming – MILP*) e um modelo simplificado de fluxo DC. Na segunda etapa, a otimização é realizada utilizando o Enxame de Partícula (*Particle Swarm Optimization – PSO*) em um fluxo de potência CA. Esse modelo é testado em um sistema real português com 180 barras.

Em [63] é utilizado o PSO para maximizar o lucro. Em um segundo caso é utilizado PSO para minimizar as emissões de gases da VPP. Um sistema radial com quatro fontes é utilizado para testar o método.

O PSO também é utilizado em [64], mas nesse caso visa otimizar a posição e tamanho da GD pertencente ao VPP. Outro teste é feito utilizando um PSO híbrido (HPSO) para definir o fator de carga máximo. Esse modelo difere do PSO, pois com o HPSO é possível utilizar em uma abordagem multiobjetiva. O modelo HPSO é recomendado para resolução de problemas onde existe duas grandezas com grande dependência uma da outra.

O método de busca direta é utilizado em [65] para minimização ótima dos custos de emissão de gases da VPP, bem como dos custos de operação e manutenção. Neste trabalho é feito um comparativo entre a programação quadrática sequencial e o *pattern search* (PS) para a resolução do problema proposto.

O trabalho [66] procura minimizar o custo operacional total, considerando o custo de perda de energia em um intervalo de 24 horas. Para resolver o problema, utiliza-se um algoritmo competitivo imperialista (*Imperialist Competitive Algorithm – ICA*). Após a resolução é feito um comparativo entre ICA e outros métodos meta-heurísticos, entre eles o PSO e GA.

Mesmo com a necessidade de inclusão dos REDs no SEB, ainda não há VPP em operação no sistema brasileiro. Considerando a literatura existente e as oportunidades que a

VPP oferece ao sistema, este trabalho busca contribuir com uma análise da VPP conectada ao SEB, e dos desafios que o despacho da VPP pode resultar, considerando o marco regulatório e o modelo de comercialização de energia elétrica praticado no Brasil.

3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresentará como é realizada a comercialização de energia no setor elétrico brasileiro. Serão apresentados os agentes que fazem parte deste setor, os ambientes de contratação existentes, e como se dá a comercialização de energia quando a geração é instalada na rede de distribuição.

3.2. ESTRUTURA INSTITUCIONAL

Devido à necessidade de expansão do SEB e a ausência de condições financeiras para implementá-la, por parte do estado brasileiro desde a década de 90 a legislação brasileira vem se desenvolvendo e sofrendo modificações visando o estímulo aos investimentos privados no setor. O primeiro passo foi a Lei nº 8.631/93 [67], que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extinguiu a remuneração garantida, eliminou as tarifas unificadas no território nacional e criou os contratos de suprimentos entre geradores e distribuidores.

Com a lei das concessões (Lei nº 8.987/95) [68], estabeleceram-se novas regras para outorga e prorrogações de concessões para geração, transmissão e distribuição. Criou-se também, para o julgamento das novas licitações, critérios como o menor valor da tarifa, melhor oferta financeira pela concessão ou uma combinação destes. Através dessa lei surgiu a figura dos consumidores livres. Com a Lei nº 9.074/95 [69] definiu-se a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE).

O atual modelo do setor elétrico consolidou as reformas implementadas ao longo desses anos. Alguns dos principais pilares desse modelo do setor são: Agência Nacional de Energia

Elétrica (ANEEL), que tem a responsabilidade de regulação, medição e fiscalização do setor; a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cujo papel é desenvolver estudos e pesquisa de planejamento e expansão energética; o Comitê de Monitoramento do Setor Energético (CMSE), responsável por avaliar a segurança do suprimento de energia elétrica; o Operador Nacional do Sistema (ONS), encarregado de operar o sistema elétrico nacional; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), é o ambiente onde ocorre as negociações de compra e venda de energia elétrica. A Figura 3.1 ilustra a organização do setor elétrico brasileiro e as relações entre estes órgãos.



Figura 3.1 - Diagrama das instituições do SEB [70]

3.3. AGENTES DO SETOR DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A CCEE divide seus agentes em três categorias: geração, distribuição e comercialização, conforme decreto 5.177 de 2004 [71].

- Categoria de geração – composta por agentes com autorização para venda de energia em qualquer Ambiente de Contratação. Esta categoria é subdividida em:

- Gerador Concessionário de Serviço Público – titular com concessão para exploração de ativo de geração de energia a título de serviço público.
- Produtor Independente de Energia Elétrica – composta por agente individual ou participante de consórcio que recebe concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada à comercialização de forma independente.
- Autoprodutor – agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela ANEEL.
- Categoria de distribuição – os agentes presentes nessa categoria são as concessionárias ou permissionárias que distribuem energia demandada a todos os consumidores na sua área de atuação. A compra da energia é feita de forma obrigatória através de leilões do Ambiente de Contratação Regulada.
- Categoria de Comercialização – esta categoria é composta por agentes que visa a comercialização da energia elétrica, sendo:
 - Comercializadores – organizações autorizadas pela ANEEL a compra de energia e revender para consumidores, geradores ou comercializadores no Ambiente de Contratação Livre. É possível também a venda para distribuidores através de leilões específicos.
 - Consumidores especiais – pessoas jurídicas que possuem sua demanda de energia entre 0,5MW e 1,5MW e têm o direito de escolha do seu fornecedor de energia elétrica. A energia adquirida, porém, deve ser oriunda de fontes incentivadas, ou seja, usinas eólicas, fotovoltaicas, térmicas a biomassa ou PCH.
 - Consumidores livres – pessoas jurídicas que possuem uma demanda de energia acima de 1,5MW e que compram no mercado livre. Estes consumidores podem adquirir a energia de geradores com qualquer fonte de energia.

O número de agentes cadastrados na CCEE está em expansão ao longo dos anos, conforme Tabela 3.1. No ano de 2020 o número de agentes cresceu 19%. Repare que o número de consumidores livres e especiais tem crescido regularmente. Outro aspecto importante é o grande número de produtores independentes. Note que a geração a título de serviço público e as distribuidoras não têm uma tendência definida de crescimento.

Tabela 3.1 - Evolução anual do número de agentes [70]

Classe	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gerador Autoprodutor	62	63	65	70	76	78
Comercializador	171	191	219	270	341	397
Consumidor Livre	623	812	874	887	922	1023
Consumidor Especial	1.203	3.250	4.139	4.932	6.135	7.556
Distribuidor	49	50	49	46	48	48
Gerador a Título de Serviço Público	31	42	47	45	44	42
Importador	0	0	0	0	0	0
Gerador Produtor Independente	1.105	1.247	1.293	1.369	1.44	1.590
Total	3.244	5.655	6.864	7.619	9.010	10.734
Expansão (%)	12%	74%	21%	11%	18%	19%

Visando fomentar a atuação de empresas de menor porte no mercado livre de energia elétrica, reduzir a complexidade de adesão de agentes, e aumentar a oferta de geração aos consumidores, a categoria de comercializadores varejistas foi instituída e regulamentada em 2016 junto à ANEEL (Resolução Normativa nº654/15 [72]). Com isso, geradores e consumidores livres e especiais de pequeno porte têm a possibilidade de participar do mercado de energia elétrica. Desde a regulação desta categoria a habilitação destes agentes vem crescendo de forma acelerada, conforme Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Habilitação de comercializadores varejistas [70]

Varejistas	2016	2017	2018	2019	2020
Habilitação	3	4	5	8	8
Inabilitação	0	1	0	0	1
Saldo	3	3	5	8	7
Total Habilitados – Acumulado	3	6	11	19	26

Anteriormente à criação da figura do agente comercializador varejista era possível fazer a comercialização de energia no ambiente de contratação livre de usinas com capacidade instalada de até 50MW, sem que houvesse a adesão no quadro associativo da CCEE. Para isto, essas usinas eram representadas no CCEE por comercializadores ou outros geradores. Com a criação do agente comercializador varejista, além da possibilidade de representação das usinas geradoras, este agente também incorpora os consumidores. Esses consumidores são de responsabilidade do varejista perante a CCEE.

As exigências para habilitação e atuação como agente varejista são apresentadas no Procedimento de Comercialização (PdC) – Submódulo 1.6 – Comercialização Varejista [73], tendo como versão 2.1 em vigor a partir de 17/03/20. Esses critérios estão conforme Resolução Normativa ANEEL nº 570/2013 [74].

3.4. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

Almejando estimular e garantir a expansão de oferta de energia e o atendimento do consumo de carga, o mercado brasileiro de comercialização de energia apresenta dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Ambos operam concomitantemente, e a regulação e homologação dos contratos deve ser feita na CCEE.

Os ambientes de contratação possuem diversas diferenças, que podem ser sumarizadas como se segue: no ACR comercializa-se a energia elétrica entre agentes produtores e as distribuidoras, visando o fornecimento aos consumidores por elas atendidos. A comercialização se dá através de leilões na modalidade de menor tarifa, dos quais participam quaisquer agentes vendedores. O ACL tem foco na operação de compra e venda de energia entre agentes geradores, comercializadores ou consumidores através de contratos bilaterais livremente negociados entre as partes.

3.4.1. Ambiente de contratação regulada

Este ambiente de comercialização destina-se às operações de compra e venda entre agente vendedor e concessionária, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição, tendo previamente a existência de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos [75].

Segundo Decreto nº 5.163/2004 [25], os agentes distribuidores podem adquirir energia das seguintes formas:

- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração;
- Geração distribuída (conectada à rede da distribuidora), desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio agente de distribuição e com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor;
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, PCH e biomassa, contratadas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);
- Itaipu Binacional;
- Cotas de Garantia Física e Potência, provenientes de usinas existentes que tiveram suas concessões renovadas conforme a MP 579 de 2012 [76], regulamentadas pelo Decreto 7.805/2012 [77], convertida na Lei nº 12.783/2013 [78].

Podem participar desse ambiente de comercialização como agentes vendedores: os agentes permissionários ou autorizados de geradores, os autorizados de comercialização ou importação de energia. Os agentes compradores são as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição [75]. A comercialização de energia neste ambiente de contratação é feita através de leilões de energia.

3.4.1.1. Leilões de energia

Visando expandir a oferta de energia elétrica com mais eficiência no mecanismo de contratação com o menor custo, foi instituído desde 2004 a utilização de leilões de energia [79]. Estes leilões de energia são processos licitatórios ao qual contemplam a comercialização de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos de geração de energia e fontes alternativas.

Os agentes distribuidores têm o prazo de até 60 dias antes da data prevista da realização do leilão para informar ao MME os volumes a serem contratados no centro de gravidade de

seus submercados para o total atendimento à demanda de suas cargas. O volume a ser demandado para cada leilão é definido com base nas informações fornecidas pelos agentes distribuidores.

Segundo Decreto nº 5.163/2004 [25], o critério utilizado para definir o vencedor do leilão é o de menor tarifa, isto é, aqueles que oferecem energia elétrica ao menor preço para atendimento à totalidade da demanda prevista pelos agentes distribuidores. Os preços máximos para aquisição de energia são definidos pelo MME [80].

Visando garantir uma modernização e diversificação da matriz energética, são realizados diversos tipos de leilões com fontes e prazo diversos. Os leilões realizados são [81]:

- Leilão de Energia Nova (LEN) – visa atender a previsão do aumento de carga dos agentes distribuidores. Neste caso a energia negociada é oriunda de usinas que ainda estão na fase de construção;
- Leilão de Energia Existente (LEE) – este leilão visa a contratação de energia gerada por usinas já construídas e estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, desta forma, possuem custos mais baixos;
- Leilão Estruturante (LPE) – destina-se à compra de energia de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo Presidente da República. Os empreendimentos têm prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e interesse público;
- Leilão de Energia de Reserva (LER) – com objetivo de elevar a segurança no fornecimento de energia no SIN, com energia proveniente de usinas específicas, que podem ser novas ou existentes;
- Leilão de Fontes Alternativas (LFA) – instituído para atender ao crescimento do mercado no ACR, e aumentar a participação de fontes renováveis (eólica, biomassa, PCH, fotovoltaica) na matriz energética;
- Leilão do Sistema Isolado – visa garantir o suprimento das cargas para localidades do Sistema Isolado com modicidade tarifaria;

- Leilão de Ajuste (LAJ) – procura a contratação de energia dos agentes distribuidores, devido a desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento realizado pelo seu mercado.



Figura 3.2 - Prazos para leilões [81]

Esses leilões têm prazos conforme Figura 3.2, onde “A” é considerado ano base, que corresponde ao ano previsto para início do suprimento de energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos leilões e o número após é o ano anterior ao que a compra é feita. Exemplo: A-6: realizado no sexto ano anterior ao ano “A”, para compra de energia de novos empreendimentos de geração.

Os resultados dos leilões são os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), bilaterais padronizados, celebrados entre cada vendedor e concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição.

3.4.1.2. Relações contratuais no ACR

As cláusulas e condições no CCEARs são fixas, de modo que não há possibilidade de negociação e alteração pelos agentes. Os CCEARs podem ser da modalidade por “quantidade” ou “disponibilidade”.

Os contratos na modalidade quantidade de energia preveem o fornecimento conforme leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização. A sazonalização é feita conforme acordo entre as partes envolvidas e, caso não seja efetuada conforme prazos descritos nos PdC, o fornecimento é realizado de acordo com perfil de carga declarada pela distribuidora ao final de cada ano. A modulação é elaborada segundo o perfil de carga remanescente, descontados todos os outros contratos registrados na CCEE em nome da distribuidora [80]. Vale ressaltar que neste modelo

de contrato, os riscos, tanto de sobras quanto de déficits de energia, são assumidos pelos agentes geradores. Tais riscos podem ser minimizados pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo realoca montantes de energia gerados entre as usinas participantes, reduzindo o risco de exposição de agentes individuais.

Os CCEARs por disponibilidade são destinados à contratação de energia proveniente de usinas termoeletricas para obter garantias físicas ao sistema elétrico. Neste modelo de contrato é previsto uma remuneração fixa ao agente gerador, de forma que as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras do mercado de curto prazo, seja elas positivas (em períodos de condições hidrológicas favoráveis) ou negativas (em períodos com escassez de chuvas). A sazonalização deste modelo de contrato é definida de forma que a quantidade anual é distribuída uniformemente em todos os meses da vigência do contrato. Já a modulação é feita conforme o perfil de carga do agente distribuidor [80].

Segundo CCEE, ainda existem outras modalidades de contratos [80]:

- Contratos de Cotas de Garantias Físicas (CCGF) – Para este contrato os valores de potência e as quantidades mensais de energia são definidos a partir da aplicação da cota-parte de cada distribuidora, conforme percentual informado anualmente pela ANEEL;
- Contrato de Uso de Energia de Reserva (CONUER) – são contratos firmados entre os agentes usuários de energia de reserva e a CCEE na forma do agente comercializador de energia de reserva (ACER);
- Contratos de Cota de Energia Nuclear (CCEN) – contrato com geração oriunda das usinas de Angra 1 e 2 para atendimento dos agentes distribuidores pertencentes ao SIN, nos quais o montante de energia a ser comercializado é definido pela aplicação de cota-parte estabelecido pela ANEEL;
- Contratos de Itaipu – contrato para o qual a parcela disponível ao Brasil é repassada para as concessionárias do subsistema Sul e Sudeste/Centro-Oeste nas cotas-partes destinadas de forma compulsória;
- Contratos do PROINFA – estabelece a contratação de energia oriundas das fontes renováveis que estão no programa PROINFA;

- Contratos de leilão de ajuste (CA) – visa ajustar a previsão da demanda de suas cargas, as distribuidoras podem completar a compra da energia faltante através do leilão de ajuste;
- Contratos bilaterais regulados (CBR) – são contratos de origem de negociação de GD de chamada, GD de desverticalização, licitação pública de distribuidoras com mercado próprio inferior a 500GWh/ano e de origem do sistema isolado de distribuidora interligada.

3.4.2. Ambiente de contratação livre

No ACL a comercialização de energia é feita através operações de compra/venda, com liberdade de negociação de contratos (prazo, quantidade de energia, preços, etc.) entre os agentes participantes deste ambiente. Essas operações são feitas entre agentes concessionários, permissionários, autorizados e agentes de geração, comercializadores, importadores/exportadores de energia elétrica e consumidores livres ou especiais, desde que atendam as condições previstas no PdC.

Este ambiente também busca estimular o poder de escolha do consumidor para o ACL, caso este esteja nos parâmetros permitidos, além de aumentar a previsibilidade dos consumidores com os custos com energia elétrica. Outro ponto importante observar é que com esta liberdade de negociação estimula a permanente concorrência entre os agentes geradores, resultando em um aumento de eficiência e redução dos preços praticados.

3.4.2.1. Relações contratuais no ACL

São denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) todos os contratos negociados no ACL. Estes contratos têm as condições de atendimento, volume, preço e demais cláusulas negociadas livremente, sendo registrados e homologados no CCEE.

Segundo o submódulo da 3.1 dos PdC da CCEE [82], os CCEALs também englobam os contratos firmados no modelo de Comercialização de Energia Incentivada e/ou Especial, são eles [80]:

- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada (CCEICOGQ) – o agente vendedor deste tipo de contrato trata-se de um agente

com perfil de geração ou de comercialização ao qual a energia produzida se qualifica como usina de cogeração qualificada;

- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial (CCEIE) – neste contrato a parte vendedora é um agente gerador que tenha fontes renováveis, com exceção das usinas de cogeração qualificada, que se enquadra no §1º do art.26 Lei nº 9.427/96 [83]. Neste modelo a parte compradora recebe um incentivo no chamado custo a fio, ou seja, reduzem-se os custos das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD);
- Contrato de Comercialização de Energia Convencional Especial (CCECE) – para este modelo de contrato a parte vendedora é um agente que se enquadra no §5º do art.26 Lei nº 9.427/96 [83], ou seja, fontes renováveis como PCH, fotovoltaica, eólica ou biomassa. A parte compradora, neste tipo de contrato, não recebe concessão de desconto na tarifa TUST/TUSD.

Os contratos devem ter discriminados os volumes de energia contratados por período de comercialização, definição de montante e vigência (montante em MW médios, e sua respectiva vigência, que podem ou não estar atrelados a um determinado mês) e modulação (distribuição do volume de energia por hora ou patamar de carga, para uma determinada vigência). A modulação pode seguir os seguintes critérios:

- i. Modulação Declarada – aonde as partes acordam livremente como será o feito, necessária a indicação da modulação hora/hora para o mês a ser contabilizado;
- ii. Modulação Flat – neste modo o volume é distribuído uniformemente no montante mensal ou do período de vigência dentro do mês. Caso não haja definição de valores horários na descrição do contrato, é utilizado a modulação flat;
- iii. Modulação Vinculada à Carga – é feita conforme perfil horário do conjunto de cargas associado agente comprador, na vigência a ser contabilizada, necessária ao menos uma de suas cargas para o mês a ser contabilizado;
- iv. Modulação Vinculada à Geração – onde a modulação segue o perfil de geração de uma usina ou conjunto de usinas do agente vendedor, na vigência a ser

contabilizada. Neste caso é necessária a indicação de, ao menos, uma de suas usinas para o mês a ser contabilizado.

- v. Modulação Vinculada ao MRE – neste modo é respeitado o perfil de geração do portfólio de todas as usinas participantes do MRE, aplica a todas as vigências impactadas no mês a ser contabilizado.

Os CCEALs após registrados e validados na CCEE podem compor o requisito de lastro do agente vendedor. O lastro para venda de energia é definido como montante de energia necessário para garantir o atendimento de todos os contratos de venda de energia do agente vendedor. Conforme as premissas estabelecidas no Decreto 5.163/04 [25], todos os agentes devem apresentar lastro de cobertura de 100% de suas transações comerciais. A CCEE utiliza para contabilização os dados de medição de todos os agentes em base horária (geração e consumo), os dados dos contratos firmados (em todos os ambientes de comercialização) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) [84].

Após o período de contabilização, as diferenças entre as quantidades de energia contratadas e as quantidades efetivamente gerada/consumida pelos agentes são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) [85], ao PLD estabelecido pela CCEE [86].

3.5. MERCADO DE CURTO PRAZO

Segundo Resolução Normativa ANEEL n.622/14 [87], o mercado de curto prazo é definido como um segmento do CCEE. Após a contabilização e liquidação energética e financeira, são comercializadas as diferenças entre o montante de energia elétrica contratada, e registrados pelos agentes na CCEE, e os montantes de geração ou de consumo efetivamente verificado e atribuídos aos respectivos agentes [88].

O processo de contabilização é realizado mensalmente em que são contemplados o montante de energia contratado e o montante de energia verificado, as exposições do MCP, o recebimento/pagamento de encargos, as exposições financeiras, MRE e os ressarcimentos por indisponibilidade e inflexibilidade. Após a realizar a consolidação desses resultados, define-se a posição devedora ou credora de cada agente. O resultado do processo de contabilização é divulgado aos agentes, resultantes no pagamento ou recebimento dos valores devidos na liquidação financeira do MCP [89].

Após os agentes executarem a liquidação financeira, o CCEE viabiliza os pagamentos e os recebimentos, respectivamente, dos débitos e créditos apurados no processo de contabilização. Caso o agente não deposite integralmente o valor necessário para a liquidação financeira, será caracterizado como inadimplência e o agente ficará sujeito ao procedimento de desligamento previsto na Resolução Normativa nº 545/13 [90] e/ou legislação superveniente, bem como no submódulo 1.5 do PdC [91]. A CCEE encaminha à ANEEL a relação de inadimplentes na liquidação financeira e respectivos valores inadimplidos [85].

O valor da energia comercializada no MCP é definido pelo CCEE através do PLD.

3.5.1. Preço de Liquidação de Diferenças

A CCEE calcula o valor do PLD de forma diária para cada horário do dia seguinte. Para este cálculo é considerado o Custo Marginal de Operação (CMO) para cada período e cada submercado. Isto é, o CMO é calculado tendo em vista o benefício presente do uso da água e benefício futuro de seu armazenamento e da economia que essa reserva proporcionará em combustíveis das usinas térmicas.

Para realização dos cálculos do PLD são considerados os valores de disponibilidade de geração e consumo previsto para cada submercado, declarados pelo ONS. Em posse desses valores são utilizados modelos computacionais que buscam otimizar o valor do CMO para cada submercado. O modelo utilizado depende do horizonte de estudo. Para o período de médio prazo, ou seja, para o período de até 5 anos discretizado mensalmente, é utilizado o modelo NEWWAVE. Através desse modelo é otimizada por usina da geração térmica e por reservatório da geração hidrelétrica.

Para o horizonte de planejamento de 2 meses com discretização semanal para o primeiro mês, é utilizado o modelo DECOMP. Para este modelo é considerado as informações de médio prazo já calculada e um detalhamento dos intercâmbios de energia entre os submercados. Além disso, são definidas as metas individuais de geração das usinas hidrelétricas e térmicas do sistema.

O DESSEM é utilizado com uma discretização semi-horária para o primeiro dia, e para um horizonte de estudo de até 7 dias. Essa etapa é chamada de curtíssimo prazo, pois tem o objetivo de determinar a programação diária de operação hidrotérmica. Nesta etapa são consideradas as variações características das fontes renováveis, sendo considerado a

intermitência da geração, a representação de restrições operativas das unidades termelétricas e restrições de segurança do sistema elétrico [86].

A Figura 3.3 ilustra o fluxograma da formação do PLD com a utilização dos modelos computacionais. Vale ressaltar que os dados utilizados pela CCEE diferem do utilizado pelo ONS, pois são retirados os dados de disponibilidade provenientes de unidades geradoras em fase de teste e retirados os dados de restrições operativas internas de cada submercado [92].

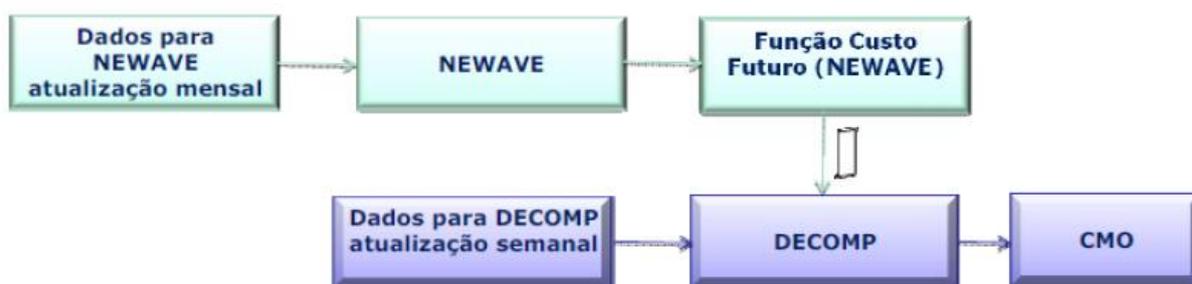


Figura 3.3 - Fluxograma de atividades para publicação do PLD [92]

Após a realização das alterações dos modelos recebidos, a CCEE realiza o cálculo do novo valor, e obtém o valor do PLD por submercado e por patamar de carga. Na Resolução Normativa n°858/19 [93], a ANEEL limitou os valores mínimo e máximo da PLD. O PLD mínimo é baseado no maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu e a Tarifa de Energia de Otimização das outras usinas hidrelétricas do SIN. Para o PLD máximo, as margens são estabelecidas com o Limite máximo estrutural e o Limite máximo horário [86]. O valor de PLD calculado pelo CCEE é o valor aplicado nas negociações do MCP.

3.6. MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PARA GD

A Resolução Normativa da ANEEL REN 482/12 [26] definiu o conceito de GD e regulamentou as condições para que os consumidores se tornem micro e mini produtores de energia. Além disso, essa resolução também introduziu o formato de comercialização do excedente de energia dos proprietários de uma GD. O formato escolhido é baseado no mecanismo chamado *net metering*. Esse sistema, também chamado de sistema de compensação de energia elétrica, atua de forma que a energia ativa excedente gerada por uma unidade consumidora com GD é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. O consumidor receberá crédito em energia a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para

consumidores com tarifa horaria) ou na fatura dos meses subsequentes. Desta forma, a rede da concessionária funcionará como um sistema de armazenamento da energia excedente produzida.

Visando expandir a utilização da GD na matriz energética brasileira, o governo federal buscou incentivos tributários para auxiliar no crescimento de fontes renováveis, entre os mais significativos está o ajuste do SINIEF feita pelo CONFAZ. Esse ajuste resultou na isenção de ICMS a energia gerada em GD e injetada na rede da concessionária. Assim, a incidência do ICMS, PIS e CONFINS é cobrando sobre a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida pela unidade consumidora com GD. Outro incentivo importante, segundo a Lei 14.300/22 [94], é o desconto da TUSD G para empreendimentos com fontes renováveis que geram e injetam energia no sistema. Anteriormente era utilizado o TUSD C, porém esse novo marco legal é 70% menor.

Com a Resolução 482/12 [26] era vedada a comercialização da energia produzida pela GD. O novo marco legal, através da Lei 14.300/22 [94], permite a comercialização da energia excedente com o agente distribuidor desde que por meio de chamada pública regulamentada pela ANEEL.

Com a Resolução Normativa 517/12 [95], a ANEEL passou a permitir que haja transferência de créditos da compensação de energia elétrica entre unidades consumidoras. A transferência de crédito poderá ser efetuada desde que seja atendida pela mesma distribuidora e cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato, ou de direito.

A REN 687/15 [30] revisou a definição de microgeração e minigeração e as regras de compensação de energia visando reduzir os custos e tempo necessário para conexão de sistema à rede, aumento do público-alvo e a melhora das informações da fatura. Através dessa resolução, o prazo de validade dos créditos de energia foi aumentado, de forma que o prazo em vigor é de até 60 meses subsequentes.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

4.1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar e discutir as proposições de VPPs construídas a partir do referencial teórico. Serão detalhadas as hipóteses e premissas realizadas, as modelagens dos REDs, a formulação e solução computacional do problema de despacho das VPPs propostas. Também será realizada uma breve descrição dos algoritmos de inteligência computacional utilizados no trabalho.

4.2. HIPÓTESES E PREMISSAS

A construção das VPPs descritas nesse capítulo baseou-se em um conjunto de premissas e hipóteses referentes à disponibilidade de REDs e à infraestrutura necessária para operacionalização de uma VPP. Estas premissas têm por base o referencial teórico levantado nos capítulos 2 e 3, e visam simplificar a modelagem das usinas virtuais. A seguir são apresentadas as suposições adotadas, seguidas, quando necessário, de argumentos que as justifiquem.

4.2.1. Composição das VPPs

As VPPs serão compostas apenas por REDs (geração solar fotovoltaica, eólica, termelétrica a biomassa ou gás natural, e sistemas de armazenamento de energia elétrica), cargas não despacháveis e despacháveis. A VPP deve contar com pelo menos um RED despachável, que deve ser:

- a. Usinas termelétricas a biomassa ou gás natural;
- b. Sistema de armazenamento de energia elétrica.

Como apresentado no Capítulo 2, muitas usinas sucro-alcooleiras já possuem geração/cogeração elétrica a partir da biomassa. Nos centros residenciais, há a possibilidade de construção destas usinas em aterros sanitários. Considerando a oferta de gás natural, e a crescente adesão de condomínios residenciais à geração própria, para fins emergenciais ou de atendimento de serviços essenciais em modo contínuo, a geração termelétrica a gás natural é técnica e economicamente viável [39]. Por fim, a geração própria em indústria é hoje uma realidade [24]. Neste trabalho não serão modeladas VPPs contendo PCHs. Além de implicar em complexidade adicional (devido à coordenação hidrotérmica e aspectos regulatórios) aos modelos de usinas virtuais, as PCHs não são tecnologia de geração renovável com elevado potencial de difusão entre consumidores, diferentemente da geração termelétrica a biomassa, da geração solar fotovoltaica e da geração eólica. Conforme apresentado no Capítulo 3, os participantes de consórcios de geração devem estar na mesma área de concessão. Assim sendo, outra premissa referente à VPP é de que seus membros estão na mesma área de concessão, não havendo, portanto, restrições legais à agregação dos REDs.

4.2.2. Comunicação e controle das VPPs

Para que a coordenação entre os membros da VPP seja exequível na prática, é necessário um sistema de comunicação e controle que efetivamente coordene a usina. Neste trabalho é assumido o controle centralizado da VPP, e que a infraestrutura de comunicação permita a definição em tempo hábil da programação diária das usinas. O controle centralizado facilita a formulação do problema de despacho da VPP. No Capítulo 2 discutiu-se, no âmbito das redes elétricas inteligentes, as tecnologias de comunicação e informação para essas redes, bem como a Infraestrutura Avançada de Medição (AMI), que permite comunicação de duas vias em medidores inteligentes. No projeto FENIX [14][15], cada unidade de REDs possui um sistema de monitoramento e controle, permitindo que haja comunicação constante entre os REDs e o controlador da VPP. No Brasil, em [97], a implementação da *smart city* teve entre os principais destaques a troca dos medidores por medidores inteligentes, permitindo o monitoramento dos REDs, bem como o controle do processo de corte e religamento da energia. Um aspecto que vale destaque com relação aos REDs considerados neste trabalho é a interface com a rede elétrica por meio de conversores de eletrônica de potência [98]. Assim sendo, modificações nos pontos de operação dos REDs podem ser rapidamente implementadas por esses conversores.

4.2.3. Controle de cargas despacháveis

No Capítulo 2 discutiu-se diferentes estratégias para implantação da resposta à demanda em redes inteligentes. A estratégia neste trabalho é de controle direto da carga despachável pelo controlador central da VPP. Na estratégia, o consumidor estabelece um percentual máximo de corte de carga, devendo o controlador da VPP indicar, quando necessário, um corte de potência que não ultrapasse este limite. Estabeleceu-se como mecanismo de compensação pelo controle, um retorno financeiro dado como o produto do consumo apurado por uma fração da tarifa de energia. Este retorno financeiro é calculado a cada hora. Com este mecanismo de compensação, é possível implantar caso os consumidores tenham instalados medidores inteligentes capazes de registrar o consumo a cada hora.

4.2.4. Comercialização da energia

As VPPs possuem contratos de compra e venda de energia elétrica com preços, volumes e sazonalidade definidas. Assume-se que a modulação nos contratos negociados no ACL será feita em função da carga. Os contratos de venda são inteiramente negociados no ACL. Já os contratos de compra de energia, a depender do tipo de VPP, poderão ser comercializados no Mercado Livre de Energia ou no Mercado Cativo de Energia. Os excedentes de energia e as diferenças de produção e consumo em relação aos contratos no ACL serão negociados no MCP, ao PLD. Optou-se também por não modelar a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). As duas últimas suposições implicam em maior complexidade do modelo de otimização e serão abordadas em trabalhos futuros. Vale destacar que os tipos de usinas que podem constituir as VPPs podem entrar na categoria de Energia Incentivada, sendo passível de desconto da TUSD.

4.3. MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA

4.3.1. Geração eólica

A geração eólica consiste em converter a energia cinética dos ventos em potência elétrica, porém a velocidade dos ventos se comporta de forma aleatória, podendo ser considerado como uma variável com natureza estocástica. Dessa forma, para a modelagem da geração eólica é necessário ter conhecimento da distribuição dos ventos da região e as características da turbina eólica. A função de densidade que apresenta uma boa representação

da distribuição dos ventos é a distribuição de Weibull [37]. Essa distribuição é dada pela equação (4.1).

$$f(v) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{v}{\alpha}\right)^{(\beta-1)} e^{-\left(\frac{v}{\alpha}\right)^\beta} \quad (4.1)$$

Onde v é a velocidade do vento (m/s), β é o fator de forma (m/s) e α é o fator de escala (adimensional).

Com a distribuição dos ventos é possível calcular a potência de saída pelas usinas eólicas para os diferentes cenários e períodos, conforme equação (4.2) [63].

$$P_{i,t}^{EO} = \begin{cases} 0 & , v_{i,t}^{ci} < v_i^{ci} \\ P_{nom,i}^{EO} \left(\frac{v_{i,t} - v_i^{ci}}{v_{i,t} - v_i^{co}}\right)^3 & , v_i^{ci} \leq v_{i,t} < v_i^{nom} \\ P_{nom,i}^{EO} & , v_i^{nom} \leq v_{i,t} < v_i^{co} \\ 0 & , v_i^{co} \leq v_{i,t} \end{cases} \quad (4.2)$$

Onde $P_{i,t}^{EO}$ é a potência média gerada do i -ésimo gerador eólico (EO) no intervalo de tempo t , $P_{nom,i}^{EO}$ é a potência nominal do i -ésimo gerador EO no intervalo de tempo t , $v_{i,t}^{ci}$ é a velocidade de vento de *cut-in* do i -ésimo gerador EO, v_i^{co} é a velocidade de vento de *cut-out* do i -ésimo gerador EO, $v_{i,t}$ é a velocidade de vento do i -ésimo gerador EO e v_i^{nom} é a velocidade de vento nominal do i -ésimo gerador EO.

Com a velocidade do vento abaixo do valor da velocidade v^{ci} , essa forma é insuficiente para haver geração de energia. Quando a velocidade do vento está entre v^{ci} e v^{nom} a potência de saída é uma fração do valor de potência nominal. A potência nominal será gerada quando a velocidade do vento está entre v^{nom} e v^{co} . Quando a velocidade do vento está acima de v^{co} , o gerador eólico será desligado, tendo como consequência uma potência de saída igual a zero [99]. Vale mencionar que a produção de energia é limitada pela potência máxima do gerador [100]:

$$P_{i,t}^{EO} \leq P_{i,t}^{EO,max} \quad (4.3)$$

O custo da geração é dado pela equação (4.4).

$$C^{EO} = \sum_{i=1}^{N_{EO}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{i,t}^{EO} \times k_{i,t}^{EO} \quad (4.4)$$

Sendo C^{EO} o custo total da geração EO, $P_{i,t}^{EO}$ é a potência média gerada pela i -ésima usina eólica no intervalo de tempo t , $k_{i,t}^{EO}$ é o custo da produção de energia da i -ésima gerador EO no intervalo de tempo t , N_T é o número de intervalos de tempo e N_{EO} representa o número de geradores EO.

4.3.2. Geração fotovoltaica

Um dos principais parâmetros que influenciam a potência de saída dos painéis fotovoltaicos é a irradiância solar. Uma forma de definição da irradiância é realizando medição no local de instalação, resultando em uma série histórica. Com a finalidade de gerar os diferentes cenários para a modelagem da incerteza da variável de irradiância, será utilizado a distribuição beta, esta sendo definido como [101]:

$$f(g) = \left(\frac{\Gamma(\alpha_i + \beta_i)}{\Gamma(\alpha_i)\Gamma(\beta_i)} \right) g^{(\alpha_i-1)}(1-g)^{(\beta_i-1)} \quad (4.5)$$

Onde o componente $\left(\frac{\Gamma(\alpha_i + \beta_i)}{\Gamma(\alpha_i)\Gamma(\beta_i)} \right)$ refere-se à função gama, g é a irradiância, β é o fator de taxa e α é o fator de forma.

Além da irradiância, outros fatores que influenciam a potência de saída dos módulos fotovoltaicos são: a temperatura ambiente e a característica do próprio modulo. Desta forma a potência de saída pode ser calculada utilizando a equação (4.6) [4].

$$P_{i,t}^{FV} = \frac{g_{i,t}}{g_{nom}} P_{ref\ i,t}^{max} [1 + \gamma_{i,t}^{FV} (T_{i,t} - T_{i,ref})] \quad (4.6)$$

Onde $P_{i,t}^{FV}$ é a potência média gerada pelo i -ésimo gerador fotovoltaico (FV) no intervalo de tempo t , $P_{ref\ i,t}^{max}$ é a potência máxima de referência nominal do i -ésimo gerador FV, $g_{i,t}$ é a irradiância do i -ésimo gerador FV no intervalo de tempo t , g_{nom} é a irradiância do i -ésimo gerador FV, $\gamma_{i,t}^{FV}$ consiste em coeficiente de temperatura do i -ésimo gerador FV, $T_{i,t}$ é a temperatura das placas do i -ésimo FV no intervalo de tempo t , $T_{i,ref}$ é a temperatura de referência das placas da i -ésima fonte FV.

Vale ressaltar que a geração da energia da fonte fotovoltaica é limitada pela potência máxima do inversor para cada cenário i no intervalo de tempo t [100].

$$P_{i,t}^{FV} \leq P_{i,t}^{inv,max} \quad (4.7)$$

Sendo $P_{i,t}^{inv,max}$ = potência máxima do inversor.

Esta fonte apresenta um custo modelado com a equação (4.8) [99].

$$C^{FV} = \sum_{i=1}^{N_{FV}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{i,t}^{FV} k_{i,t}^{FV} \quad (4.8)$$

De forma que C^{FV} representa o custo total da geração FV, $k_{i,t}^{FV}$ é o custo de produção de energia da i -ésima fonte FV no instante t , N_T é o número de intervalos de tempo e N_{FV} é o número de fontes FV.

4.3.3. Geração biomassa

A geração através de biomassa apresenta as mesmas características de uma geração térmica. A estratégia é alocar a geração da biomassa em tempo real para elevar a confiabilidade do sistema. Desta forma, são modelados os valores de potência máxima e potência mínima ao qual o gerador pode operar, conforme a equação (4.9). Além disso, são modeladas as potências de rampa de subida, na equação (4.10), e potência de rampa de descida com a equação (4.11), assim eles operam como limite de aceleração e desaceleração da máquina [102].

$$P_{min,i}^{BM} u_{i,t}^{BM} \leq P_{i,t}^{BM} \leq P_{max,i}^{BM} u_{i,t}^{BM} \quad (4.9)$$

$$P_{i,t}^{BM} - P_{i,t-1}^{BM} \leq P_{rampup,i}^{BM} \quad (4.10)$$

$$P_{i,t-1}^{BM} - P_{i,t}^{BM} \leq P_{rampdown,i}^{BM} \quad (4.11)$$

Sendo $P_{i,t}^{BM}$ corresponde a potência média gerada pela i -ésima usina de biomassa (BM) no intervalo de tempo t , $P_{min,i}^{BM}$ é a potência mínima da i -ésima usina BM, $P_{max,i}^{BM}$ representa a potência máxima da i -ésima usina BM, $P_{rampup,i}^{BM}$ é o limite de *ramp-up* da i -ésima usina BM, $P_{rampdown,i}^{BM}$ é o limite de *ramp-down* da i -ésima usina BM e $u_{i,t}^{BM}$ corresponde à condição da i -ésima da usina BM no intervalo de tempo t , sendo 0 desligado e 1 ligado.

O custo da produção de energia através de biomassa é dado pelas equações (4.12) e (4.13).

$$C^{BM} = \sum_{i=1}^{N_{BM}} \sum_{t=1}^{N_T} \{ [P_{i,t}^{BM} \beta_{i,t}^{BM} + \gamma_{i,t}^{BM}] + C_{i,t}^{start} \} \quad (4.12)$$

$$C_{i,t}^{start} = (u_{i,t}^{BM} - u_{i,t-1}^{BM}) k_{i,t}^{start} \quad (4.13)$$

No qual,

C^{BM} = custo total da geração da usina a biomassa;

$\beta_{i,t}^{BM}, \gamma_{i,t}^{BM}$ = parciais do custo de geração de energia da i -ésima usina BM no instante intervalo de tempo t ;

N_{BM} = número de usinas BM;

N_T = número de intervalos de tempo;

$C_{i,t}^{start}$ = custo efetivo de partida da i -ésima usina BM no intervalo de tempo t ;

$k_{i,t}^{start}$ = custo de partida da i -ésima usina BM no intervalo de tempo t .

4.3.4. Sistema de armazenamento de energia

O sistema de baterias é acionado sempre que houver uma falha ou intermitência no sistema, no caso de não ser possível atender à demanda elétrica da carga, conseqüentemente, esse sistema irá funcionar como uma fonte para a rede. Por outro lado, quando houver um excesso de energia gerada, o sistema de armazenamento irá realizar o seu carregamento, e se tornará uma carga para a rede.

A modelagem do sistema irá atender às restrições de limite de nível mínimo e máximo de energia permitido conforme equação (4.14). As equações (4.15) e (4.16) representam as restrições impostas à potência de carga e descarga. A descarga e o carregamento não podem ocorrer de forma simultânea, conforme modelado na restrição na equação (4.17). A equação (4.18) representa o modelo dinâmico do sistema do banco de bateria [103].

$$SoC_{min,i}^{AE} \leq SoC_{i,t}^{AE} \leq SoC_{max,i}^{AE} \quad (4.14)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{AE \text{ carga}} \leq P_{max,i}^{AE} u_{i,t}^{AE \text{ carga}} \quad (4.15)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{AE \text{ desc}} \leq P_{max,i}^{AE} u_{i,t}^{AE \text{ desc}} \quad (4.16)$$

$$u_{i,t}^{AE \text{ carga}} + u_{i,t}^{AE \text{ desc}} \leq 1 \quad (4.17)$$

$$SoC_{i,t}^{AE} = SoC_{i,t-1}^{AE} + P_{i,t}^{AE \text{ carga}} \eta_i^{AE \text{ carga}} - \frac{P_{i,t}^{AE \text{ desc}}}{\eta_i^{AE \text{ desc}}} \quad (4.18)$$

Onde $SoC_{i,t}^{AE}$ é o nível de carga do i -ésimo sistema de armazenamento de energia (AE) no intervalo de tempo t , $SoC_{max,i}^{AE}$ representa o nível máximo de carga do i -ésimo AE, $SoC_{min,i}^{AE}$ é o nível mínimo de carga do i -ésimo AE, $P_{i,t}^{AE\ carga}$ é igual à potência de carga do i -ésimo AE no intervalo de tempo t , $P_{max,i}^{AE}$ é a potência máxima de carga/descarga do i -ésimo AE, $P_{i,t}^{AE\ desc}$ representa a potência de descarga do i -ésimo AE no intervalo de tempo t , $u_{i,t}^{AE\ carga}$ é igual à condição de carga no i -ésimo AE no intervalo de tempo t (onde 0 representa que a variável está ativa e 1 é quando a variável está inativa), $u_{i,t}^{AE\ desc}$ é a condição de descarga no i -ésimo AE no intervalo de tempo t , $\eta_{i,t}^{AE\ carga}$ refere-se à eficiência de carregamento do i -ésimo AE e $\eta_{i,t}^{AE\ desc}$ representa a eficiência de descarga i -ésimo AE.

4.3.5. Cargas

A carga da VPP pode ser dividida em dois tipos distintos: cargas despacháveis e não despacháveis. Entretanto, para ambos os tipos de carga, a distribuição normal representa a potência requerida ao sistema [99]. Essa distribuição é definida pela equação (4.19).

$$f(P) = \left(\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \right) e^{\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{P-\mu}{\sigma} \right)^2 \right)} \quad (4.19)$$

Sendo P representa a potência da carga, μ refere-se à esperança matemática e σ é igual ao desvio padrão.

Para a carga não despachável não há nenhum controle sobre a potência consumida. Para as cargas caracterizadas como despacháveis será adotado os conceitos de resposta à demanda. Neste caso, quando não for possível suprir à demanda da carga devido à insuficiência de recursos da VPP ou devido às restrições da rede, é feito um corte de carga nos consumidores que aderiram ao programa. Este corte de carga é realizado de forma que a quantidade máxima de redução de carga seja limitada por um valor de potência máxima, tal como demonstrado na equação (4.20) [63]. O valor ao qual o consumidor é remunerado pelo corte é definido em contrato com a VPP. A equação (4.21) representa o custo da remuneração ao consumidor para a VPP.

$$P_{i,t}^{corte} \leq P_{i,t}^{corte\ max} \quad (4.20)$$

$$C^{corte} = \sum_{i=1}^{N_{cons}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{i,t}^{corte} k_{i,t}^{corte} \quad (4.21)$$

Sendo,

$P_{i,t}^{corte}$ = potência cortada do i -ésimo consumidor-membro no intervalo de tempo t ;

$P_{i,t}^{corte\ max}$ = potência cortada máxima do i -ésimo consumidor-membro no intervalo de tempo t ;

N_{cons} = Número de consumidores membro;

$k_{i,t}^{corte}$ = compensação por corte de carga para o i -ésimo consumidor-membro no intervalo de tempo t .

4.4. MODELAGEM DA VPP

Atualmente não existe uma especificação em relação a qual tipo de agente no mercado energético a VPP pode ser classificada. Considerando os aspectos regulatórios apresentados no Capítulo 3, propôs-se duas modalidades de usina virtual: a VPP Autoprodutora de Energia Elétrica (APE) e a VPP Produtora Independente de Energia Elétrica (PIE). Nesta seção serão apresentadas as características de cada forma de VPP e a modelagem do despacho para elas.

4.4.1. Modelagem VPP autoprodutora de energia elétrica

A VPP APE caracteriza-se por ser uma agregação de REDs submetida a um contrato fixo com a distribuidora de energia, sendo a geração de energia excedente negociado no MCP, ao PLD, como mostra a Figura 4.1. De acordo com a regulação atual do setor elétrico, o titular da VPP pode ser pessoa física, pessoa jurídica ou ainda empresas unidas em um consórcio, conforme Lei 5.177 /04 [71]. Esta modalidade de VPP é mais simples e representa o menor risco ao titular, quando comparado a modelagem PIE, uma vez que sua demanda de energia é assegurada pela concessionária de energia.

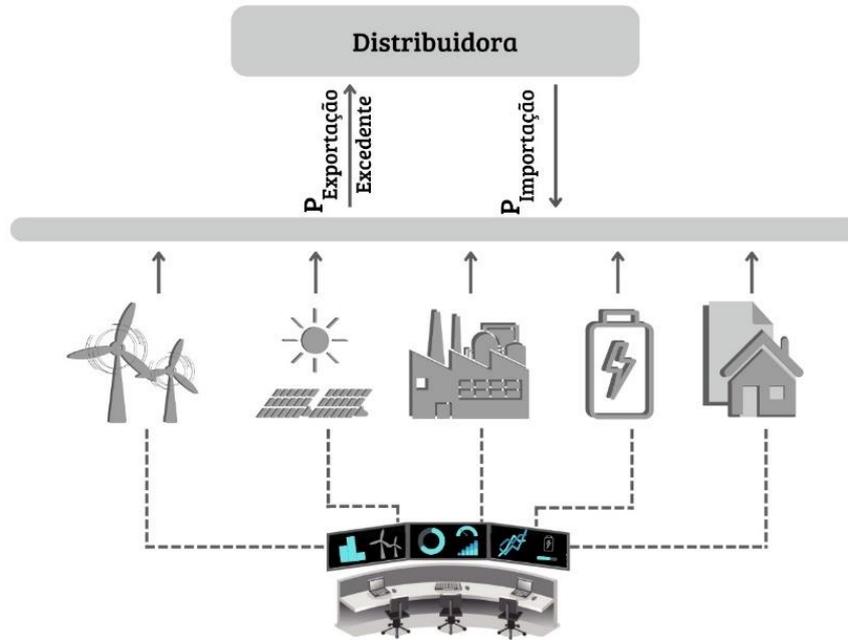


Figura 4.1 - VPP APE

Para que a agregação dos REDs na forma de uma VPP seja atrativa, é importante que a operação da VPP tenha benefícios econômicos. Assim sendo, o despacho da VPP deve buscar maximizar, num determinado horizonte de tempo, o seu lucro (L) com a compra e venda de energia, sujeito a restrições operacionais. Considere um horizonte de tempo subdividido em N_T intervalos iguais.

O Lucro da VPP é definido por:

$$L = R - D \quad (4.22)$$

onde R é a receita gerada com produção de energia e D a despesa com consumo de energia, custo de geração e compensação pelo controle das cargas despacháveis.

A receita (R) apurada pela VPP APE é dada pela expressão (4.23):

$$R = \sum_{t=1}^{N_T} \sup(P_t^{liq}, 0) \tau_t^{PLD} \quad (4.23)$$

onde t é o t -ésimo intervalo de tempo, o termo \sup refere-se ao valor superior do intervalo de tempo t , P_t^{liq} a potência média líquida da VPP no período t , e τ_t^{PLD} o valor da PLD no período t .

Para fins de modelagem, assume-se que PLD permanece constante ao longo do intervalo de tempo t . A potência líquida é definida como a diferença da potência gerada pelos REDs e a potência consumida pelas cargas despacháveis e não despacháveis. As despesas (D) da VPP foram modeladas como mostra a expressão (4.24):

$$D = \sum_{t=1}^{N_T} \sup(-P_t^{liq}, 0) \tau_t^{dist} + C^{ger} + C^{corte} \quad (4.24)$$

onde τ_t^{dist} é o valor da tarifa de energia da distribuidora no período t , C^{ger} o custo total de geração de energia elétrica, C^{corte} a compensação pelo corte de carga nas cargas despacháveis.

Repare nas expressões (4.23) e (4.24) que se a potência líquida é positiva (havendo, portanto, um excedente de energia produzida), ela é ponderada ao PLD. Por outro lado, caso seja negativa (indicando um déficit de potência gerada), a mesma é multiplicada pela tarifa da distribuidora. O custo de geração é a soma dos custos da geração solar fotovoltaica (C^{FV}), biomassa (C^{BM}) e eólica (C^{EO}), dados por (4.25).

$$C^{ger} = C^{EO} + C^{FV} + C^{BM} \quad (4.25)$$

Além das restrições operacionais dos REDs, a VPP precisa satisfazer restrições de balanço de energia. Considerando a lei da conservação de energia, a soma das potências gerada, consumida, armazenada e importada/exportada pela VPP deve ser nula, a cada instante de tempo. A equação (4.26) expressa matematicamente esta relação:

$$0 = P_t^{ger} - \sum_{i=1}^{N_{cons}} P_{i,t}^{cons} - \sum_{i=1}^{N_{AE}} P_{i,t}^{AE} + P_t^{liq} \quad (4.26)$$

sendo P_t^{ger} a potência total gerada pelos REDs, P_t^{liq} a potência líquida importada/exportada pela VPP, $P_{i,t}^{cons}$ a potência consumida pela carga i no intervalo de tempo t , $P_{i,t}^{AE}$ a potência armazenada pelo sistema de armazenamento de energia i no intervalo de tempo t .

Para um sistema de armazenamento i , assume-se que $P_{i,t}^{AE}$ é positiva quando o armazenador está em regime de carga e negativa quando no modo de descarga. A potência gerada total é dada pela expressão (4.27)

$$P_t^{ger} = \sum_{i=1}^{N_{EO}} P_{i,t}^{EO} + \sum_{i=1}^{N_{FV}} P_{i,t}^{FV} + \sum_{i=1}^{N_{BM}} P_{i,t}^{BM} \quad (4.27)$$

O Quadro 1 apresenta a formulação matemática completa da VPP para fins de despacho, considerando a maximização do lucro, as restrições de balanço e as restrições operacionais dos componentes.

$$\max \sum_{t=1}^{N_T} \sup(P_t^{liq}, 0) \tau_t^{PLD} - \sum_{t=1}^{N_T} \sup(-P_t^{liq}, 0) \tau_t^{dist} - C^{ger} - C^{corte}$$

s. a

$$\left(\sum_{i=1}^{N_{EO}} P_{i,t}^{EO} + \sum_{i=1}^{N_{FV}} P_{i,t}^{FV} + \sum_{i=1}^{N_{BM}} P_{i,t}^{BM} \right) - \left(\sum_{i=1}^{N_{cons}} P_{i,t}^{cons} + \sum_{i=1}^{N_{AE}} P_{i,t}^{AE} \right) + P_t^{liq} = 0$$

$$P_{i,t}^{EO} \leq P_{i,t}^{EO,max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{EO}$$

$$C^{EO} - \sum_{i=1}^{N_{EO}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{i,t}^{EO} k_{i,t}^{EO} = 0$$

$$P_{i,t}^{FV} \leq P_{i,t}^{inv,max} \quad i = 1, 2, \dots, N_{FV}$$

$$C^{FV} = \sum_{i=1}^{N_{FV}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{i,t}^{FV} k_{i,t}^{FV}$$

$$P_{min,i}^{BM} u_{i,t}^{BM} \leq P_{i,t}^{BM} \leq P_{max,i}^{BM} u_{i,t}^{BM}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{BM}$$

$$P_{i,t}^{BM} - P_{i,t-1}^{BM} - P_{rampup,i}^{BM} \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_{BM}$$

$$P_{i,t-1}^{BM} - P_{i,t}^{BM} - P_{rampdown,i}^{BM} \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_{BM}$$

$$C^{BM} = \sum_{i=1}^{N_{BM}} \sum_{t=1}^{N_T} \{ [P_{i,t}^{BM} \beta_{i,t}^{BM} + \gamma_{i,t}^{BM}] + (u_{i,t}^{BM} - u_{i,t-1}^{BM}) k_{i,t}^{start} \}$$

$$SoC_{min,i}^{AE} \leq SoC_{i,t}^{AE} \leq SoC_{max,i}^{AE} \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$0 \leq P_{i,t}^{AE\ carga} \leq P_{max,i}^{AE} u_{i,t}^{AE\ carga}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$0 \leq P_{i,t}^{AE\ desc} \leq P_{max,i}^{AE} u_{i,t}^{AE\ desc}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$u_{i,t}^{AE\ carga} + u_{i,t}^{AE\ desc} \leq 1, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$SoC_{i,t}^{AE} = SoC_{i,t-1}^{AE} + P_{i,t}^{AE\ carga} \eta_{i,t}^{AE\ carga} - \frac{P_{i,t}^{AE\ desc}}{\eta_{i,t}^{AE\ desc}}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$P_{i,t}^{AE} = P_{i,t}^{AE,carga} - P_{i,t}^{AE,desc}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

Quadro 1 - Modelo da VPP APE

4.4.2. Modelagem VPP produtora independente de energia elétrica

Nesta modalidade de VPP, a energia produzida é comercializada total ou parcialmente, sendo distinta da modalidade VPP APE, que como visto anteriormente, comercializa apenas o excedente de energia. A Figura 4.2 apresenta o modelo de VPP do tipo PIE. Note que nesta categoria são realizados diversos contratos bilaterais de compra e venda no ACL. Os desvios contratuais são assumidos e liquidados no ACL, ao PLD. Neste modelo de VPP, o titular deve ser pessoa jurídica ou um conjunto de empresas reunidas em um consórcio. Devido às características desse modelo, é necessário a elaboração de contratos de compra que atenda toda a demanda de energia de suas cargas, bem como estimação da quantidade de energia gerada de forma que se tenha contratos de vendas de energia que expressem o a quantidade de energia elétrica gerada. Essas características resultam em um risco elevado quando comparado a modelagem APE.

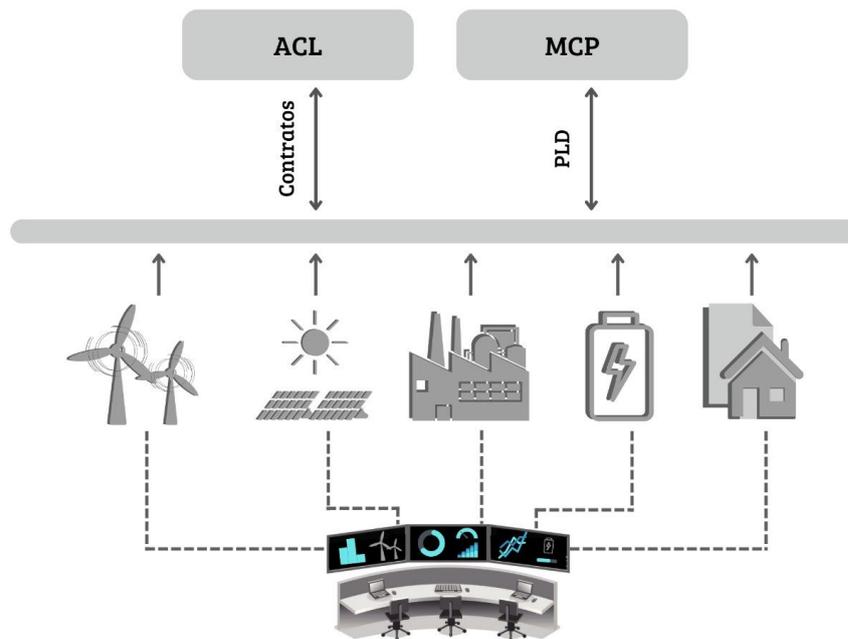


Figura 4.2 - VPP PIE

No modelo VPP PIE, busca-se operar a usina de forma a maximizar os benefícios aos seus membros, representado neste trabalho como a receita líquida obtida com os contratos de compra e venda de energia. Considera-se que a usina tenha celebrado N_v contratos de venda de energia e N_c contratos de compra. A receita e despesa obtida pela VPP, num horizonte de tempo $t = 1, 2, \dots, N_T$ é dada pelas expressões (4.28) e (4.29):

$$R = \sum_{j=1}^{N_v} \sum_{t=1}^{N_T} P_{j,t}^{cv} \tau_{j,t}^{cv} + \sum_{j=1}^{N_c} \sum_{t=1}^{N_T} (P_{j,t}^{desp} - P_{j,t}^{cv}) \tau_{j,t}^{PLD} \quad (4.28)$$

$$D = \sum_{j=1}^{N_c} \sum_{t=1}^{N_T} P_{j,t}^{cc} \tau_{j,t}^{cc} + \sum_{j=1}^{N_c} \sum_{t=1}^{N_T} (P_{j,t}^{cons} - P_{j,t}^{cc}) \tau_{j,t}^{PLD} + C^{ger} + C^{corte} \quad (4.29)$$

onde:

P_t^{desp} é a potência despachada pela usina no intervalo de tempo t ;

$P_{j,t}^{cv}$ é a potência a ser despachada pela usina no intervalo de tempo t , conforme o contrato j ;

$\tau_{j,t}^{cv}$ é a tarifa de venda energia no intervalo de tempo t , segundo o contrato j ;

P_t^{cons} é a potência consumida pela carga no intervalo de tempo t ;

$P_{j,t}^{cc}$ é a potência a ser consumida pela usina no intervalo de tempo t , conforme o contrato j ;

$\tau_{j,t}^{cc}$ é a tarifa de compra da energia no intervalo de tempo t , segundo o contrato j ;

De acordo com as expressões (4.28) e (4.29), o lucro da VPP depende primeiramente da escolha de um portfólio de contratos rentáveis, o que não faz parte do escopo desse trabalho. A depender das projeções de PLD, da geração eólica e solar fotovoltaica, a VPP deve aumentar ou diminuir a produção de energia, visando aumentar o lucro ou reduzir o prejuízo na comercialização de eletricidade.

O balanço de energia é feito como apresentado no item 4.4.1, porém ao invés de potência líquida, utilizamos a potência despachada, tendo a representação na equação (4.30). Para esse caso as equações (4.6) e (4.7) são válidas.

$$0 = P_t^{ger} - \sum_{i=1}^{N_{cons}} P_{i,t}^{cons} - \sum_{i=1}^{N_{AE}} P_{i,t}^{cons} + P_t^{desp} \quad (4.30)$$

O Quadro 2 apresenta o modelo matemático completo da VPP PIE.

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_V} P_{j,t}^{cv} \tau_{j,t}^{cv} + \sum_{t=1}^{N_T} \left(P_t^{desp} - \sum_{j=1}^{N_V} P_{j,t}^{cv} \right) \tau_t^{PLD} - \sum_{j=1}^{N_C} \sum_{t=1}^{N_T} P_{j,t}^{cc} \tau_{j,t}^{cc} \\ & + \sum_{t=1}^{N_T} \left(P_{j,t}^{cons} - \sum_{j=1}^{N_C} P_{j,t}^{cc} \right) \tau_t^{PLD} + C^{ger} + C^{corte} \end{aligned}$$

s. a

$$\left(\sum_{i=1}^{N_{EO}} P_{i,t}^{EO} + \sum_{i=1}^{N_{FV}} P_{i,t}^{FV} + \sum_{i=1}^{N_{BM}} P_{i,t}^{BM} \right) - \left(\sum_{i=1}^{N_{cons}} P_{i,t}^{cons} + \sum_{i=1}^{N_{AE}} P_{i,t}^{AE} \right) + P_t^{desp} = 0$$

$$P_{i,t}^{EO} \leq P_{i,t}^{EO,max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{EO}$$

$$C^{EO} - \sum_{i=1}^{N_{EO}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{i,t}^{EO} k_{i,t}^{EO} = 0$$

$$P_{i,t}^{FV} \leq P_{i,t}^{inv,max} \quad i = 1, 2, \dots, N_{FV}$$

$$C^{FV} = \sum_{i=1}^{N_{FV}} \sum_{t=1}^{N_T} P_{i,t}^{FV} k_{i,t}^{FV}$$

$$P_{min,i}^{BM} u_{i,t}^{BM} \leq P_{i,t}^{BM} \leq P_{max,i}^{BM} u_{i,t}^{BM}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{BM}$$

$$P_{i,t}^{BM} - P_{i,t-1}^{BM} - P_{rampup,i}^{BM} \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_{BM}$$

$$P_{i,t-1}^{BM} - P_{i,t}^{BM} - P_{rampdown,i}^{BM} \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_{BM}$$

$$C^{BM} = \sum_{i=1}^{N_{BM}} \sum_{t=1}^{N_T} \{ [P_{i,t}^{BM} \beta_{i,t}^{BM} + \gamma_{i,t}^{BM}] + (u_{i,t}^{BM} - u_{i,t-1}^{BM}) k_{i,t}^{start} \}$$

$$SoC_{min,i}^{AE} \leq SoC_{i,t}^{AE} \leq SoC_{max,i}^{AE}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$0 \leq P_{i,t}^{AE\ carga} \leq P_{max,i}^{AE} u_{i,t}^{AE\ carga}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$0 \leq P_{i,t}^{AE\ desc} \leq P_{max,i}^{AE} u_{i,t}^{AE\ desc}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$u_{i,t}^{AE\ carga} + u_{i,t}^{AE\ desc} \leq 1, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$SoC_{i,t}^{AE} = SoC_{i,t-1}^{AE} + P_{i,t}^{AE\ carga} \eta_{i,t}^{AE\ carga} - \frac{P_{i,t}^{AE\ desc}}{\eta_{i,t}^{AE\ desc}}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

$$P_{i,t}^{AE} = P_{i,t}^{AE,carga} - P_{i,t}^{AE,desc}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{AE}$$

4.5. SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO DA VPP

Os métodos matemáticos de programação de geração da VPP são problemas de programação inteira mista, em que as variáveis de controle são as potências dos REDs e cargas despacháveis e o estado de operação de geradores a biomassa e sistemas de armazenamento. Trata-se de um problema de difícil solução, mas que pode ser solucionado por meio de abordagens exatas e determinísticas, no caso linear, e por técnicas inteligentes, no caso de problemas gerais. Neste trabalho, optou-se pela simulação dos modelos utilizando inteligência computacional. Foram adotadas as meta-heurísticas: Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithms – GA*) e a Otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization – PSO*). Estes são caracterizados por serem métodos de otimização estocástica, bio-inspirados, e baseados em população. O GA pertence à classe de algoritmos evolutivos, enquanto o PSO se enquadra na categoria de Inteligência Coletiva. Outro modelo de otimização investigado para o problema é o de busca direta *pattern search*. No Apêndice A serão discutidos cada uma dessas estratégias de busca.

5. ESTUDO DE CASOS

5.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta as simulações computacionais dos modelos de VPP propostos no Capítulo 4. Para isso realizou-se diferentes cenários de produção e consumo de energia, detalhados na seção 5.2. Na seção 5.3, são apresentados os resultados obtidos. Por fim, na seção 5.4 é feita uma discussão geral dos resultados obtidos.

5.2. DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES

Seguindo a modelagem realizada no Capítulo 4, a VPP estudada será composta pelos seguintes REDs: geração eólica, fotovoltaica, através de biomassa e sistema de armazenamento de energia, além de cargas despacháveis e cargas não despacháveis. As cargas despacháveis usarão o conceito de resposta à demanda, conforme demonstrado na seção 4.3.5.

A VPP simulada é composta por 3 geradores eólicos, 3 usinas solares fotovoltaicas, 2 usinas a biomassa e 1 sistema de armazenamento de energia elétrica. Cada usina eólica tem potência máxima de 500kW, com um custo de R\$ 0,027/kWh, conforme [104], enquanto cada geração solar fotovoltaica tem potência máxima de 300kW, a um custo de R\$0,022/kWh, segundo [104]. Os parâmetros da geração através de biomassa e do sistema de armazenamento são apresentados nas Tabelas 5.1 e 5.2, respectivamente. A potência de *ramp-up* e *ramp-down* são definidos em [103], a eficiência da bateria no carregamento e na descarga é referenciado em [16] e os custos de ambos recursos são definidos em [104]. A VPP ainda contará com cinco cargas não despacháveis e duas cargas despacháveis. O valor recompensado ao consumidor será de 15% do valor cobrado da tarifa da distribuidora. A potência máxima de corte é de 20% da carga dos consumidores que aderirem ao programa de resposta à demanda.

Tabela 5.1 - Dados da Geração a Biomassa

	BM1	BM2
Potência máxima (MW)	1,0	1,5
Potência mínima (MW)	0,1	0,15
Potência de <i>ramp-up</i> (MW)	0,5	0,5
Potência de <i>ramp-down</i> (MW)	0,5	0,5
Custo de operação (R\$/kWh)	0,85	0,85
Custo de partida(R\$/kWh)	20,14	20,14

Tabela 5.2 - Dados do Sistema de Armazenamento de Energia

	AE1
Nível de carga máximo (MW)	0,75
Nível de carga mínima (MW)	0,50
Potência máxima da bateria (MW)	0,75
Eficiência da bateria no carregamento (%)	91,4
Eficiência da bateria na descarga (%)	91,4
Custo de operação (R\$/kWh)	0,038

Para os casos em que a VPP é caracterizada como PIE, há um importante aspecto a se considerar que são os contratos de compra e venda de energia. Neste trabalho assumiu-se que a VPP PIE celebrou apenas um contrato de compra de energia, cuja potência é igual à potência total das cargas e modulada conforme suas curvas de carga. Para a venda da energia produzida foram elaborados dois contratos de venda de energia, com potência total igual a 120% da potência de uma carga típica da VPP, modulada conforme curva da carga.

Foram estudados 6 cenários de operação da VPP, para os quais realizou-se uma programação da geração para 24 horas a frente, obtida conforme metodologia apresentada no Capítulo 4.

Os cenários em estudo são caracterizados das seguintes formas:

- Cenário 1 – a VPP em estudo sendo caracterizada como APE, com os valores das variáveis estocásticas adquiridos por séries históricas;
- Cenário 2 – a VPP com características de PIE, onde os contratos de compra e de venda de energia serão favoráveis ao proprietário da VPP e com os valores das variáveis estocásticas adquiridos por séries históricas;

- Cenário 3 – este cenário será similar ao cenário 2, diferenciando apenas nos contratos de compra e venda de energia, onde esses serão desfavoráveis ao proprietário da VPP;
- Cenário 4 – executado similarmente ao cenário 1, porém a programação da geração foi construída a partir de uma previsão baseada em dados históricos;
- Cenário 5 – será diferenciado do cenário 2 com a programação da geração construída a partir de uma previsão baseada em dados históricos;
- Cenário 6 – similarmente ao cenário 3, porém a programação da geração foi construída a partir de uma previsão baseada em dados históricos.

A Tabela 5.3 apresenta resumidamente os cenários analisados.

Tabela 5.3 - Cenários de Estudo

Cenários	Características da VPP	Características dos Contratos de Energia	Aquisição de Variáveis Estocásticas
Cenário 1	APE	Não se aplica	Série Histórica
Cenário 2	PIE	Favoráveis ao Proprietário da VPP	Série Histórica
Cenário 3	PIE	Desfavoráveis ao Proprietário da VPP	Série Histórica
Cenário 4	APE	Não se aplica	Previsão Baseada em Dados Históricos
Cenário 5	PIE	Favoráveis ao Proprietário da VPP	Previsão Baseada em Dados Históricos
Cenário 6	PIE	Desfavoráveis ao Proprietário da VPP	Previsão Baseada em Dados Históricos

Assumiu-se a geração eólica e solar fotovoltaica da VPP estarem localizadas no município de Armação de Búzios, no estado do Rio de Janeiro, com latitude -22.747° e longitude -41.882° . Tal localização deve-se a disponibilidade de dados de ventos e irradiância.

Os primeiros foram obtidos no Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito (CRESESB), instalado no CEPEL no Rio de Janeiro [105]. Obteve-se o segundo através do banco de dados do *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) para a localização da VPP [106]. O valor de PLD foi obtido do banco de dados do CCEE [70]. Para a modelagem da carga foi utilizada uma curva de carga típica de uma rede de distribuição, obtida em [108].

A previsão da velocidade dos ventos e irradiância foi realizada por meio de uma rede neural artificial. Esta rede é elaborada utilizando a arquitetura de redes *Feed Forward Neural Network* (FNN), sendo treinadas de acordo com as entradas de quantidade de neurônios e o tamanho das camadas ocultas na rede. O FNN consiste em uma camada de entrada, uma camada de saída e camadas ocultas (entre as camadas de entrada e saída). Objetivando prever os pontos em $t+1$, e com a quantidade adequada nas camadas ocultas, a rede executa um mapeamento a partir de treinamento dos pontos x_{t-p} , como ilustrado na Figura 5.1.

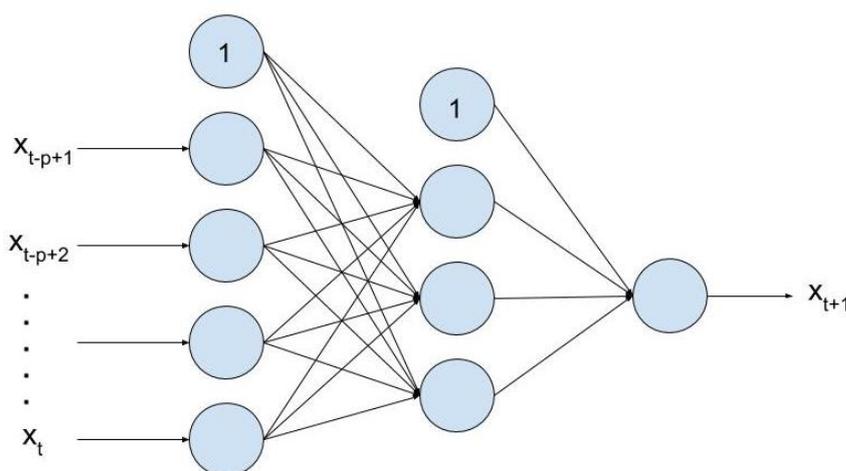


Figura 5.1 - Processamento da rede neural *Feed Forward* [109]

Os testes foram executados em uma máquina Intel Core I5, 1,6GHz e 8GB de RAM. Os métodos de despacho, os previsores e as simulações foram construídos no MATLAB, sendo a rede neural implantada utilizando-se o pacote *Neural Network Toolbox*, e as meta-heurísticas GA, PSO, e a busca PS empregando-se o *Global Optimization Toolbox*. Vale destacar que no caso do GA, o problema foi modelado como de programação inteira mista. Para os outros métodos de busca, adotou-se um relaxamento em que as variáveis inteiras foram tratadas como contínuas. Enquanto o GA tratou internamente as restrições do problema, no caso do PSO e PS as violações das restrições foram incluídas como penalidades na função objetivo.

A Tabela 5.4 apresenta os parâmetros de construção da rede neural. Já as tabelas 5.5, 5.6 e 5.7 apresentam os parâmetros dos algoritmos do GA, PSO e PS, respectivamente. O critério de parada adotado para os métodos meta-heurísticos foi o de número máximo de iterações sem melhorias. Utilizando esse critério de parada, o maior número de avaliações da função objetivo sendo executada, tendo como consequência resultados mais confiáveis.

Tabela 5.4 - Parâmetros da Rede Neural

Função	Método
Função de reconhecimento	<i>FeedForward</i>
Função de treinamento	Retropropagação Resiliente (<i>Resilient Backpropagation – trainrp</i>)
Função de desempenho	Erro Absoluto Médio (<i>Mean Absolute Error – mae</i>)

Tabela 5.5 - Parâmetros GA

Parâmetro	Valor
Tamanho da População	250
Percentual de Cruzamento	0,99
Máximo de Gerações Sem Melhoria	500

Tabela 5.6 - Parâmetros PSO

Parâmetro	Valor
Tamanho do Enxame	1000
Máximo de Iterações Sem Melhoria	600

Tabela 5.7 - Parâmetros PS

Parâmetro	Valor
Tamanho Inicial da Malha	0,5
Fator de Contração da Malha	0,5
Fator de Expansão da Malha	1,5
Fator de Penalização	1,1
Tolerância de Parada	10^{-10}
Tolerância da Malha	10^{-6}

Em relação aos contratos de energia, foram considerados contratos favoráveis (cenários 2 e 5) para o proprietário da VPP, em que a compra de energia teve desconto de 15% do PLD. Já os contratos de venda de energia serão de 15% acima do valor do PLD. Assim, o proprietário tem um ganho com relação ao valor do PLD tanto na venda quanto na compra de energia. Também foram realizados testes nos quais os contratos de compra e venda são desfavoráveis (cenários 3 e 6), em que a compra de energia foi de 15% acima do valor do PLD e a venda de

energia de 15% abaixo do valor do PLD. Dessa forma, o proprietário da VPP terá desvantagem quando comparado ao valor do PLD. Neste último caso, buscou-se verificar como a VPP se coordena para reduzir os prejuízos dos contratos. A Tabela 5.8 apresenta um resumo detalhado dos cenários citados.

Tabela 5.8 - Contratos de Energia do Estudo

Cenários	Contratos de Compra de Energia	Contratos de Venda de Energia
Cenário 2	15% abaixo do valor do PLD	15% acima do valor do PLD
Cenário 3	15% acima do valor do PLD	15% abaixo do valor do PLD
Cenário 5	15% abaixo do valor do PLD	15% acima do valor do PLD
Cenário 6	15% acima do valor do PLD	15% abaixo do valor do PLD

5.3. SIMULAÇÕES

5.3.1. Cenário 1

No primeiro cenário foi analisado o caso em que a VPP atua como agente APE no mercado de energia, isto é, aquilo gerado pela VPP é consumido por ela, sendo a energia elétrica excedente vendida no MCP. As Figuras 5.2 a 5.7 mostram os resultados do despacho obtido utilizando o GA. Conforme é possível observar na Figura 5.2, o despacho da biomassa se manteve oscilando no valor médio dela, ou seja, na usina 1 oscilou entre 910kW e 180kW, enquanto a usina 2 oscilou entre 500kW e 1,4MW, não chegando a desligar devido ao seu custo de partida. A bateria se manteve carregando ou descarregando (no caso de carga completa, fornecendo energia ao sistema), conforme indica a Figura 5.3. Devido ao seu baixo custo para o proprietário na VPP, a carga despachável manteve-se próximo ao seu valor máximo de corte. A geração fotovoltaica, por não ser despachável, produziu energia enquanto havia irradiância suficiente para a geração de energia, ou seja, das 6h às 18h. A geração eólica foi despachada ao longo do dia, conforme os ventos fossem favoráveis. O resultado da produção ao longo do dia foi uma exportação de aproximadamente 1,50MWh no momento de pico e importando aproximadamente 1,51MWh no momento em que não houve geração de energia suficiente.

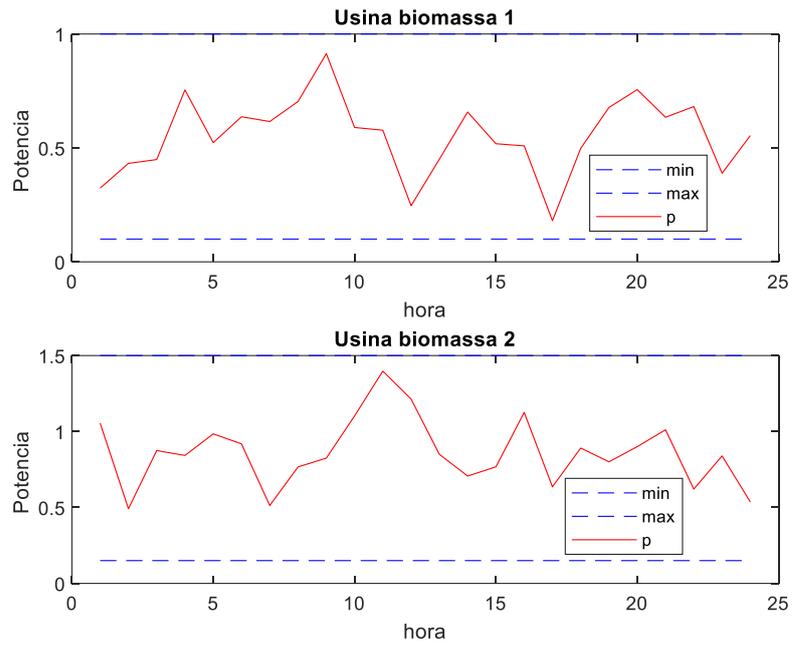


Figura 5.2 - Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 1

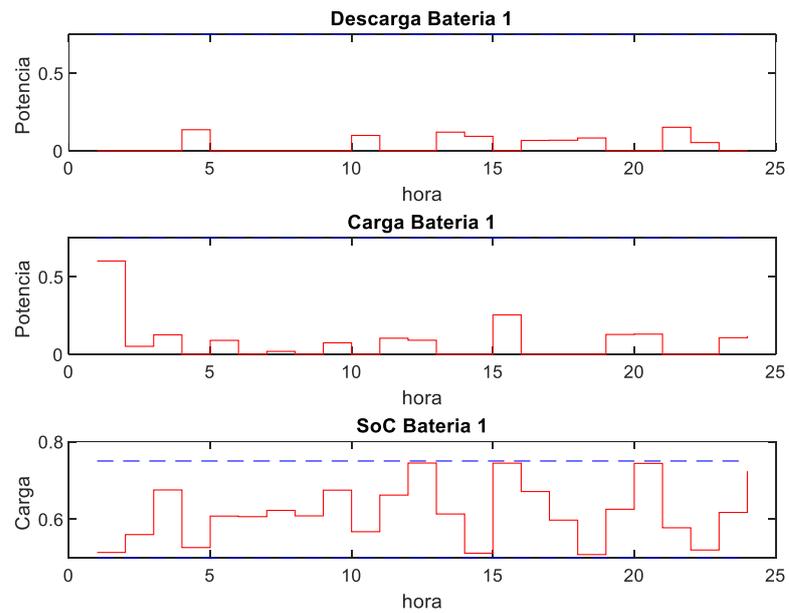


Figura 5.3 - Despacho de Bateria com GA no Cenário 1

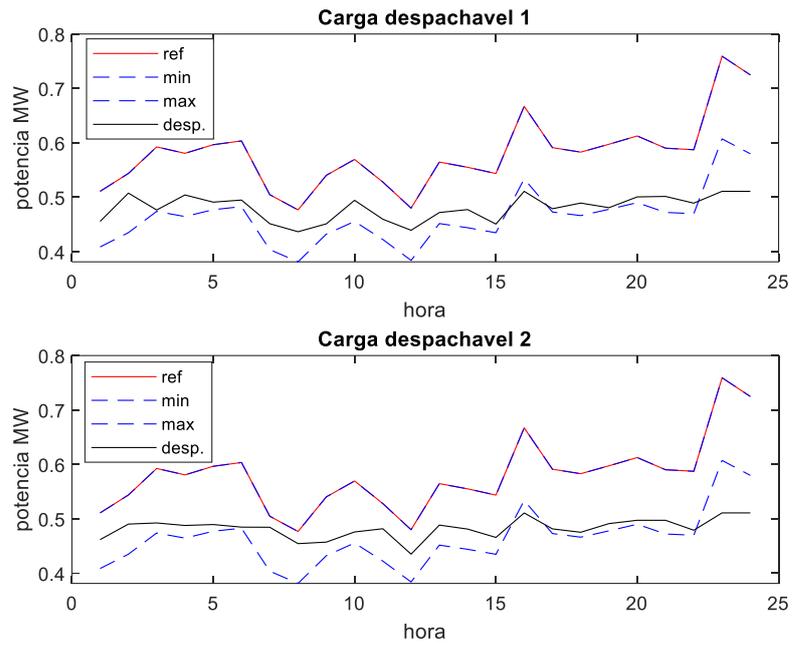


Figura 5.4 - Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 1

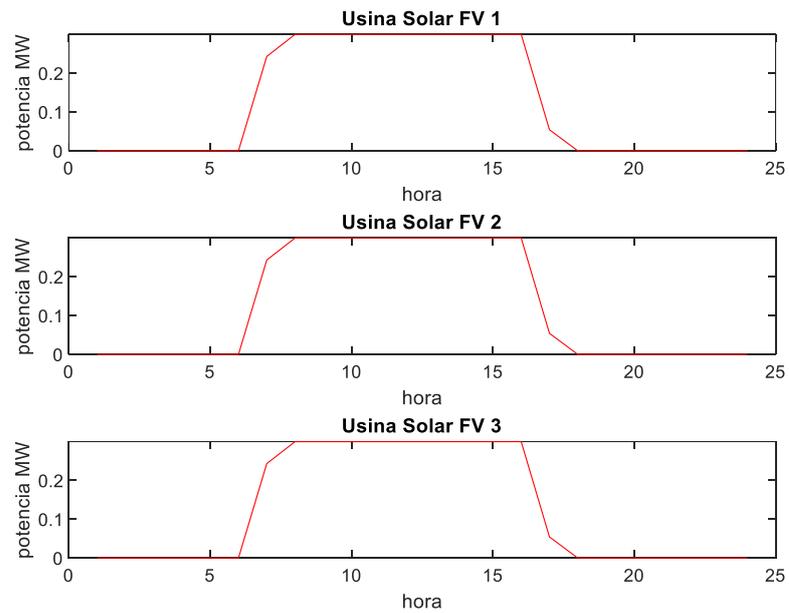


Figura 5.5 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 1

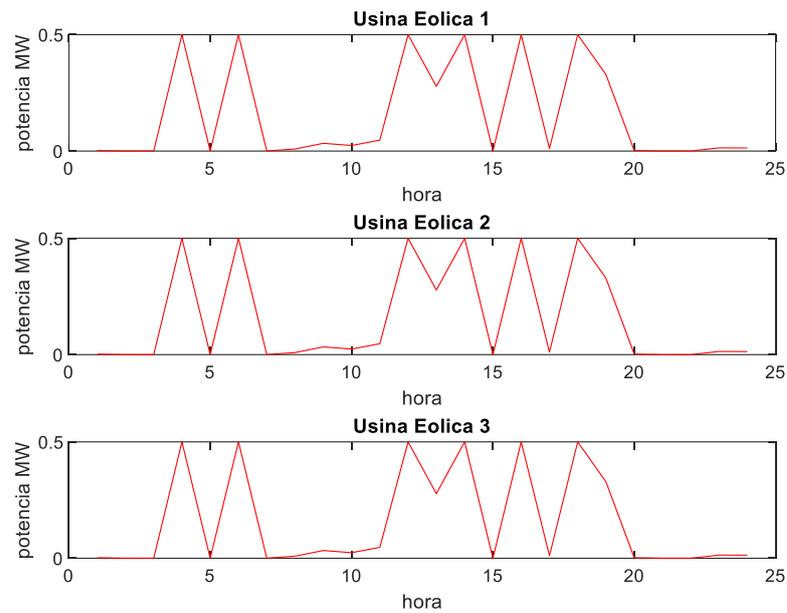


Figura 5.6 - Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 1

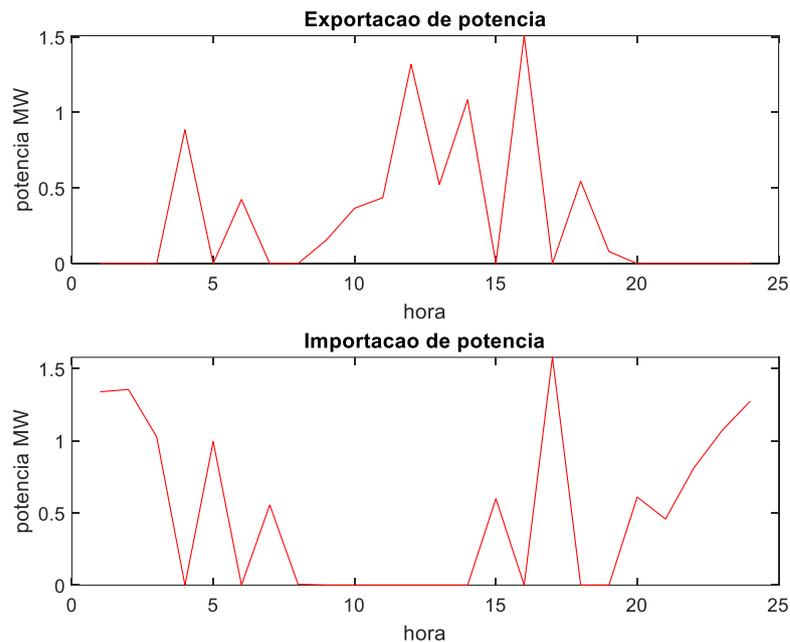


Figura 5.7 - Importação X Exportação com GA no Cenário 1

Após 1.855 gerações, com 464.001 avaliações e com 53 violações ao longo do processo, sendo o valor da maior violação de 1,39kW na geração da biomassa, representando 0,139% da potência máxima. A solução, em termos financeiros, resultou em um lucro de R\$265,75, sendo esse lucro correspondente a 88% da receita da VPP, conforme dados apresentados na tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Resultados do GA no Cenário 1

	GA
Tempo (s)	117,28
Gerações	1.855
Número de avaliação da função objetivo	464.001
Número de violações	53
Média das violações das biomassas (kW)	$6,68 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$8,62 \times 10^{-4}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$4,04 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,39
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,26 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,11 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	301,54
Lucro da VPP (R\$)	265,75

Ao utilizar o PSO, a geração das usinas biomassas foram despachadas no valor máximo quase durante o período todo investigado, conforme Figura 5.8. Como apresentado na Figura 5.9, a bateria despachou durante todo o período, exceto entre os intervalos de tempo 2 a 3 e 12 a 13. Assim como quando foi utilizado o GA, se recorreu ao valor máximo de corte de carga possível, devido ao seu baixo custo. As gerações fotovoltaicas e eólica são similares quando o despacho foi feito utilizando GA, pois não são gerações despacháveis, conforme apresentado nas figuras 5.11 e 5.12 respectivamente. Durante o momento de pico, a VPP forneceu quase 2,33MWh ao sistema enquanto necessitou importar energia somente no início do dia e em poucas horas ao longo do dia, representado na Figura 5.13.

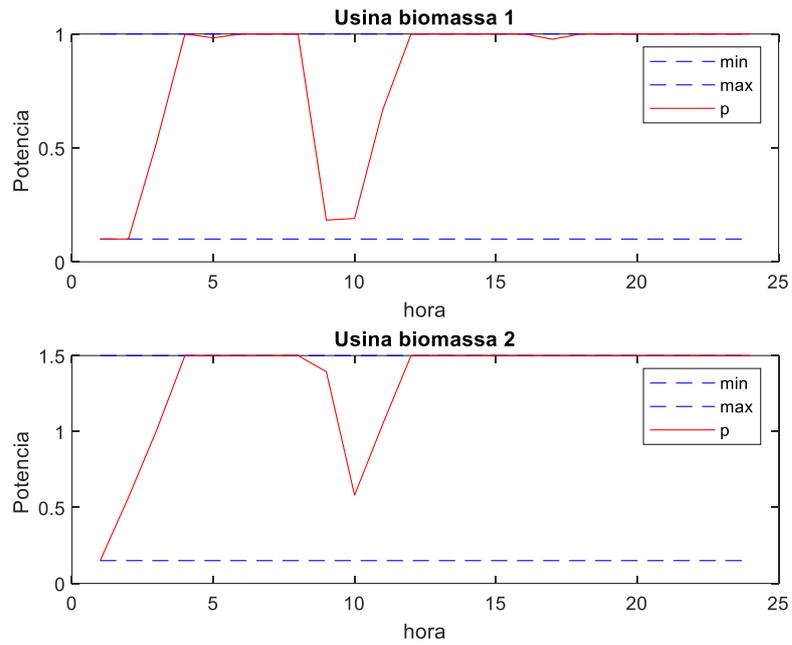


Figura 5.8 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 1

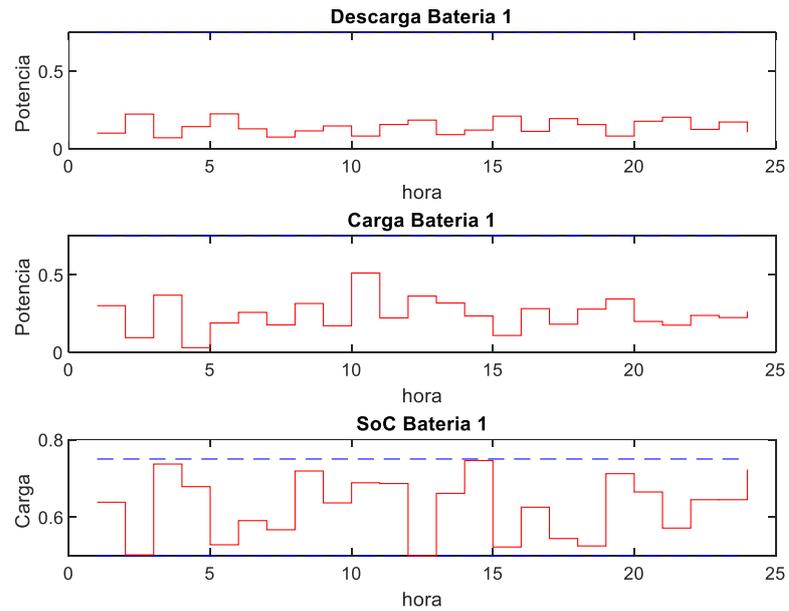


Figura 5.9 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 1

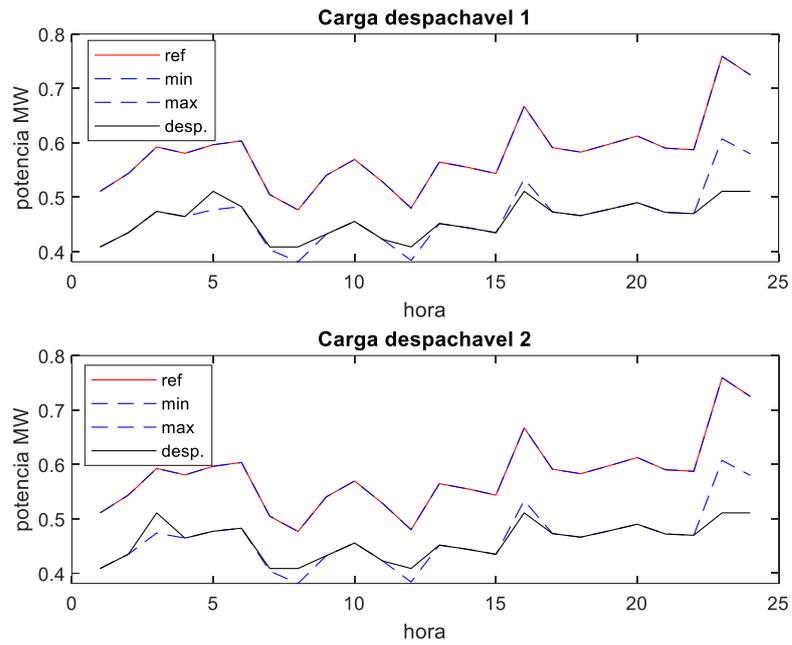


Figura 5.10 - Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 1

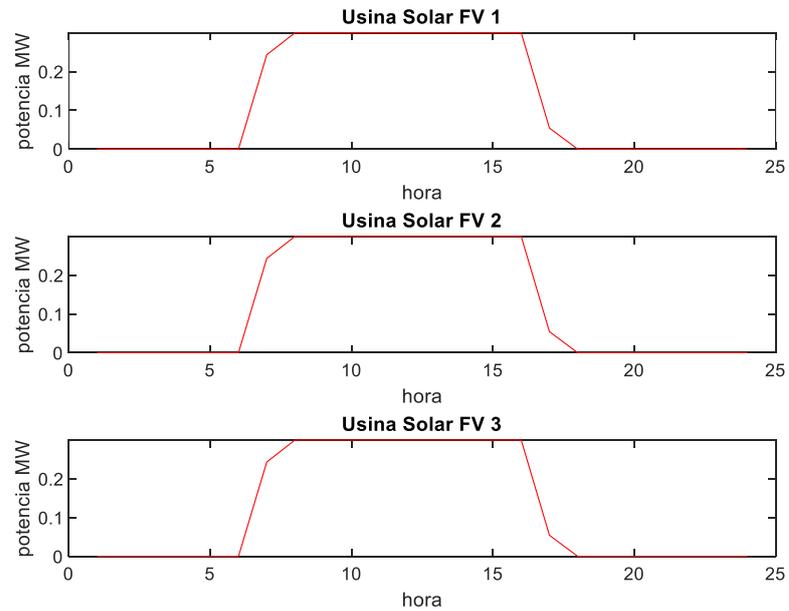


Figura 5.11 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 1

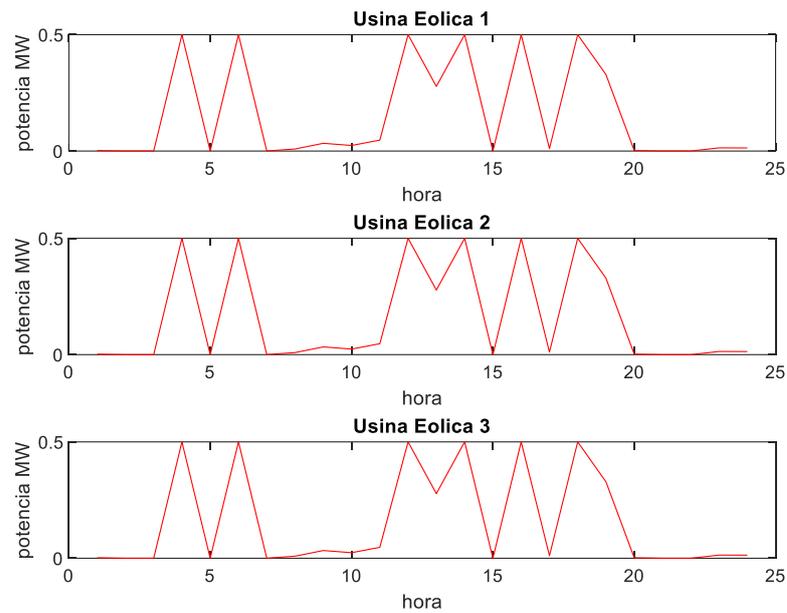


Figura 5.12 - Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 1

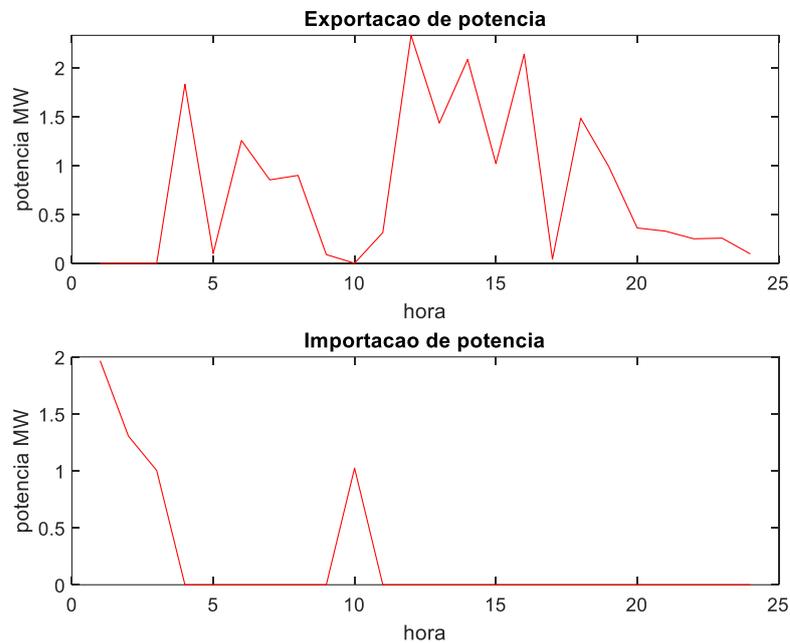


Figura 5.13 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 1

A Tabela 5.10 mostra que o resultado foi obtido após 6.720 iterações e com a função objetivo sendo avaliada 6.724.169. Isso resultou em um lucro de R\$ 1.361,34, enquanto sua receita foi de R\$1.366,85. Durante o processo ocorreram 65 violações das restrições, sendo a maior violação no valor de 1,5kW no cálculo da geração da biomassa, representando 0,15% da potência máxima.

Tabela 5.10 - Resultados do PSO no Cenário 1

	PSO
Tempo (s)	718,15
Iterações	6.720
Número de avaliação da função objetivo	6.724.169
Número de violações	65
Média das violações das biomassas (kW)	$4,42 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$2,16 \times 10^{-2}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$3,78 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,50
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$3,77 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,11 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	1.366,84
Lucro da VPP (R\$)	1.361,34

Quando o método de otimização utilizado foi o PS, o despacho otimizado foi conforme apresentado na Figura 5.14 a 5.19. A geração a biomassa oscilou ao longo do período com momentos sendo despachada com potência máxima e em outros períodos gerando o valor mínimo sem desligamento, desta forma evitou-se o custo de partida dos geradores. Já a bateria, após descarregar, não foi mais utilizada ao longo do período. A carga despachável foi utilizada no seu valor mínimo. As gerações fotovoltaica e eólica se mantiveram nos valores apresentados em outros métodos. O resultado foi uma grande necessidade de importação de energia para alimentar a carga presente na VPP.

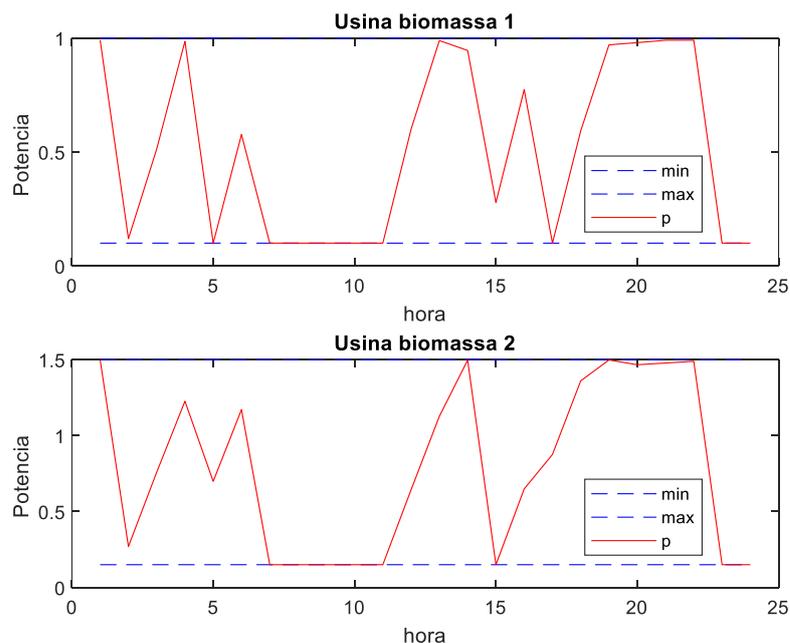


Figura 5.14 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 1

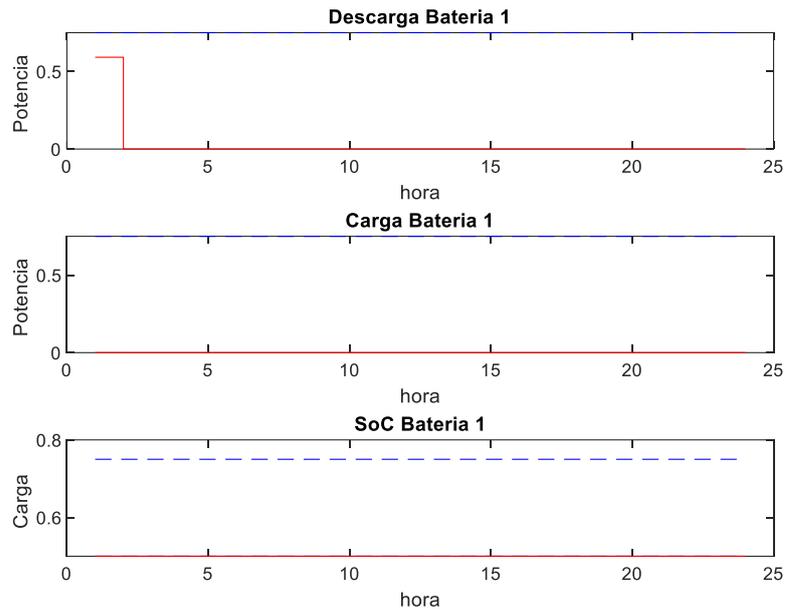


Figura 5.15 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 1

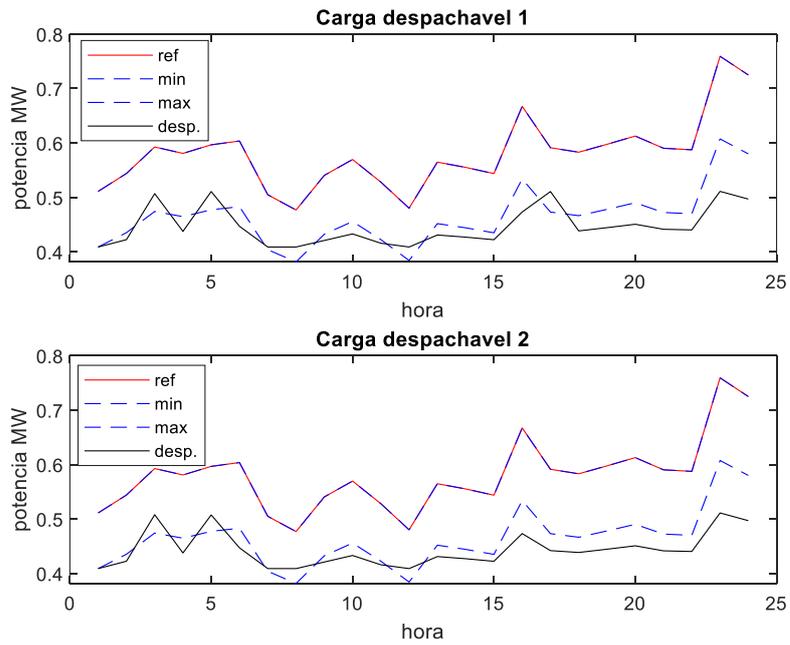


Figura 5.16 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 1

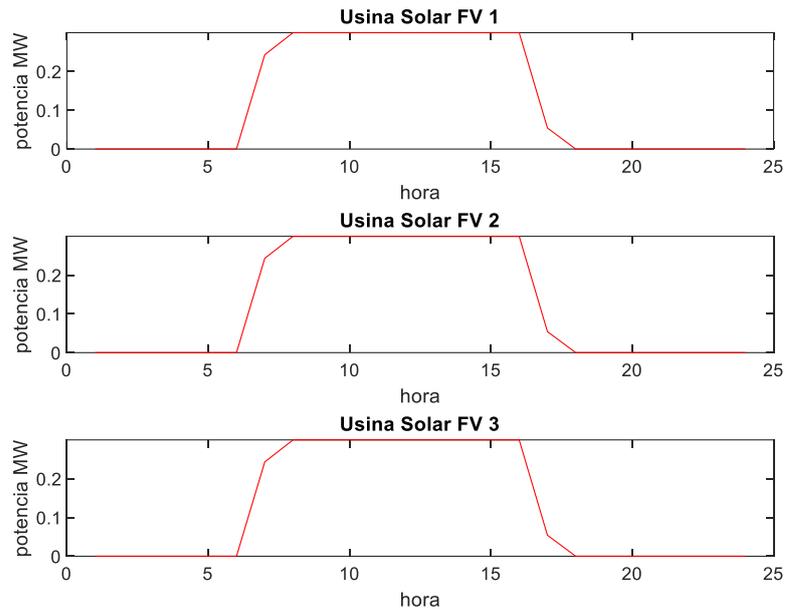


Figura 5.17 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 1

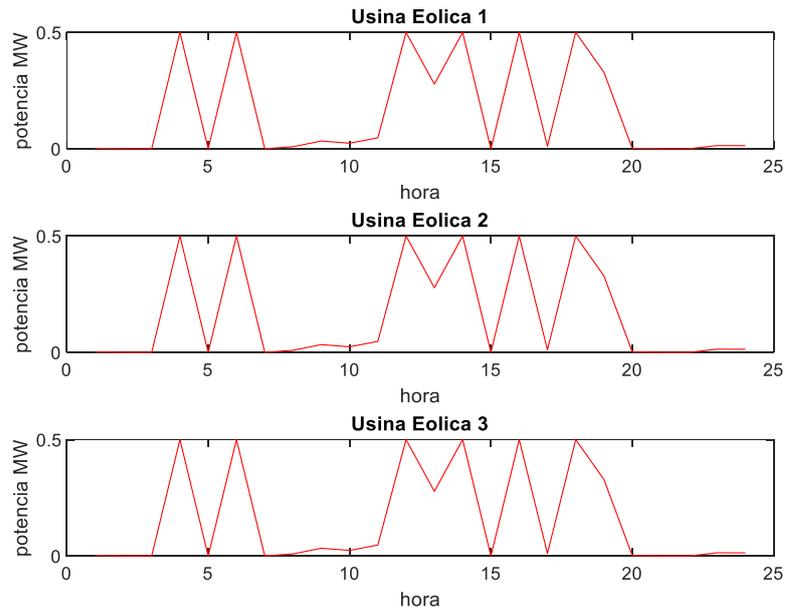


Figura 5.18 - Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 1

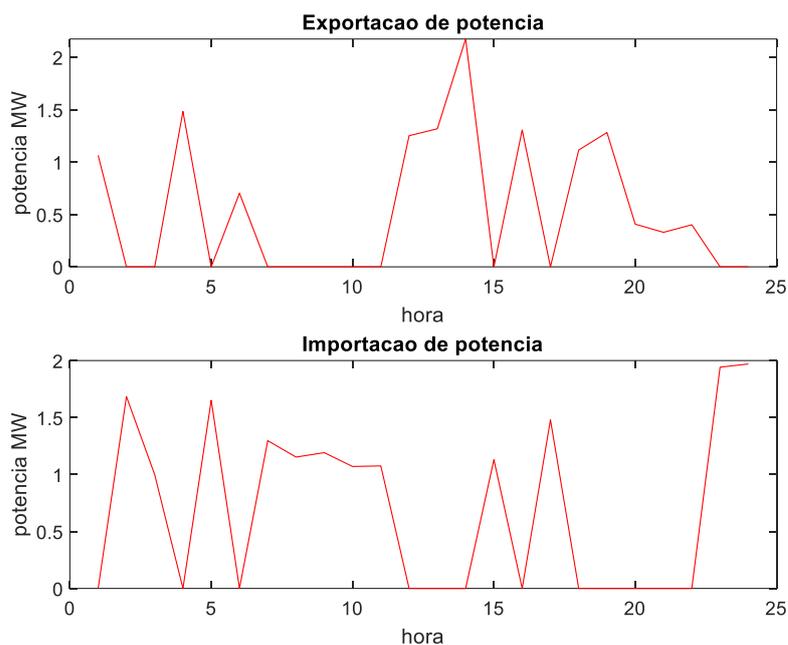


Figura 5.19 – Importação X Exportação com PS no Cenário 1

A função objetivo foi avaliada 188.349 vezes, tendo 8 iterações. Durante esse processo houve 35 violações das restrições, sendo a maior no valor de 0,817kW na geração da biomassa, representando 0,08% da potência máxima. Esse método resultou em um lucro de R\$ 920,62, tendo R\$ 964,45 de receita, conforme apresentado na tabela 5.11.

Tabela 5.11 - Resultados do PS no Cenário 1

	PS
Tempo (s)	40,08
Iterações	8
Número de avaliação da função objetivo	188.349
Número de violações	35
Média das violações das biomassas (kW)	$1,52 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	0
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$4,44 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$8,17 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,10 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	964,45
Lucro da VPP (R\$)	920,62

5.3.2. Cenário 2

Neste cenário, a VPP atua como um agente PIE. Neste modelo a VPP não tem a obrigatoriedade da sua geração própria atender a demanda das suas cargas. Assim surge as

variáveis referentes aos contratos de energia. Logo são modelados a potência e tarifa dos contratos de compra de energia, e a potência e tarifa dos contratos de vendas de energia. Neste caso será modelado o contrato de energia sendo vantajoso para o proprietário da VPP, ou seja, as tarifas de compra de energia 15% abaixo do valor do PLD e as tarifas de vendas de energia serão 15% maiores que o valor do PLD.

Quando é utilizado o GA para o despacho otimizado resultou nas ilustrações expostas nas Figuras 5.20 a 5.25. Neste caso a geração a biomassa 1 variou entre 780kW a 300kW e a geração a biomassa 2 entre 1,16MW e 0,3MW, conforme Figura 5.20. Com relação à bateria, apresentado na Figura 5.21, foi despachado energia durante todo o período, sendo descarregado toda a carga após um carregamento dela. A Figura 5.22 mostra que foram realizados cortes da carga no seu valor máximo nas cargas despacháveis, devido ao seu baixo custo. A Figura 5.23 e 5.24 mostra o despacho das gerações fotovoltaica e eólica, respectivamente. Dessa forma, durante todo o período foi exportado energia para o sistema, sendo o valor de pico da potência exportada de 2,75MWh.

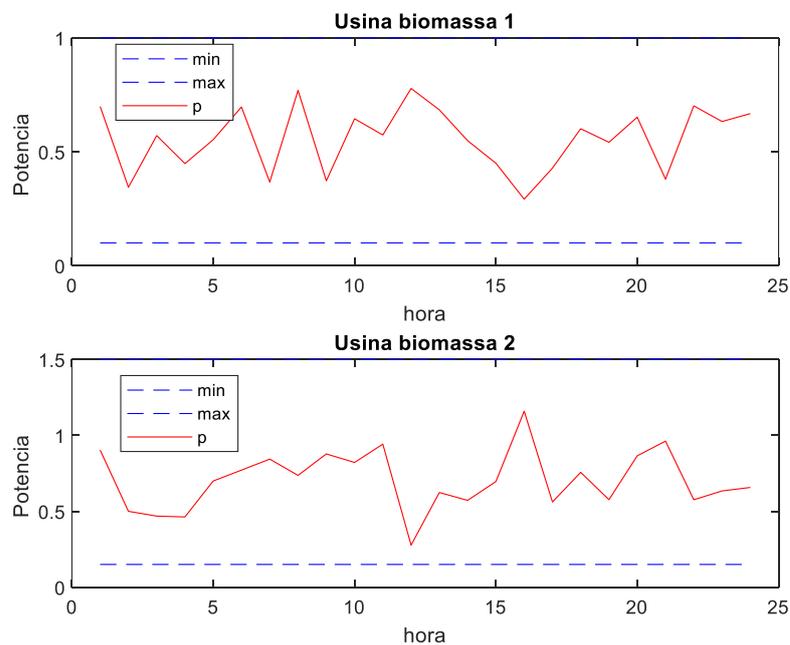


Figura 5.20 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 2

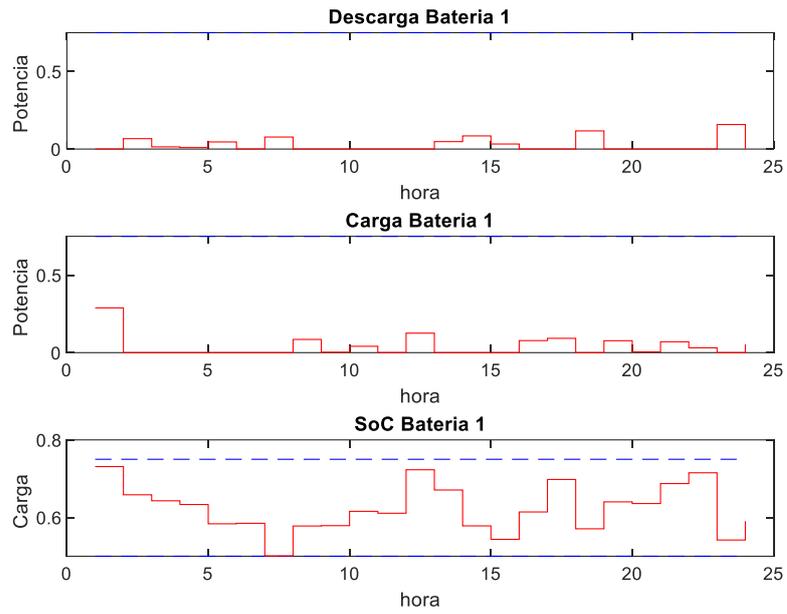


Figura 5.21 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 2

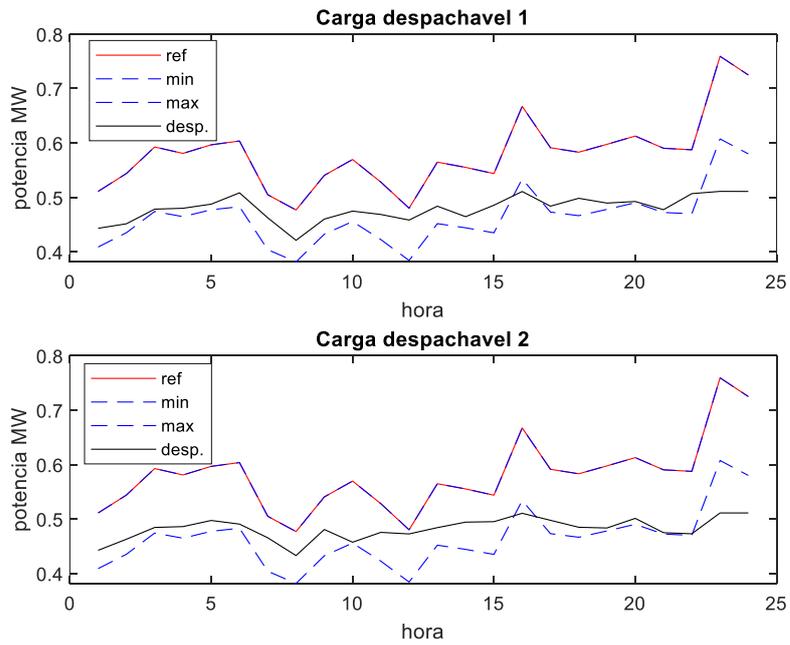


Figura 5.22 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 2

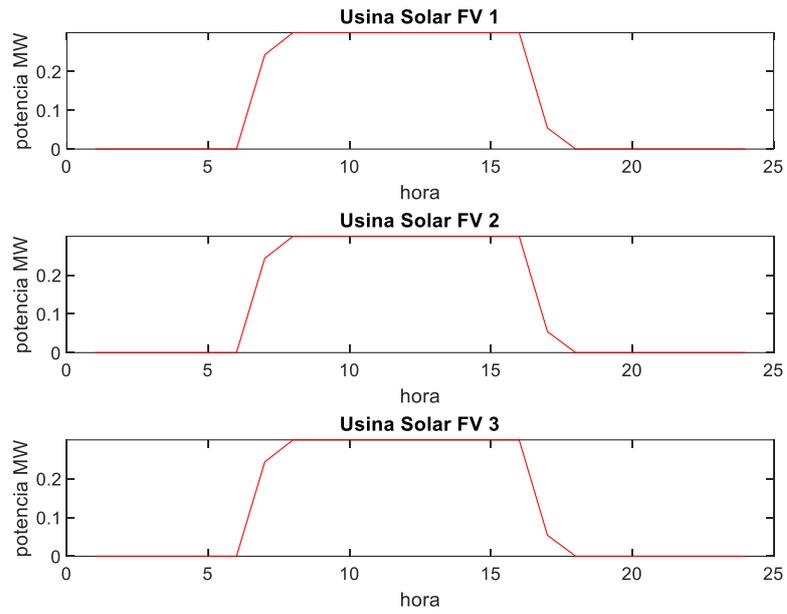


Figura 5.23 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 2

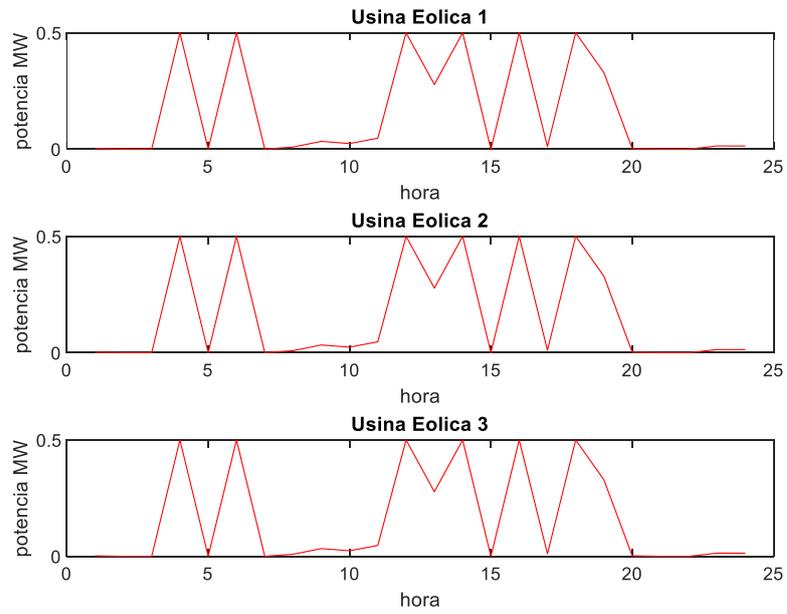


Figura 5.24 - Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 2

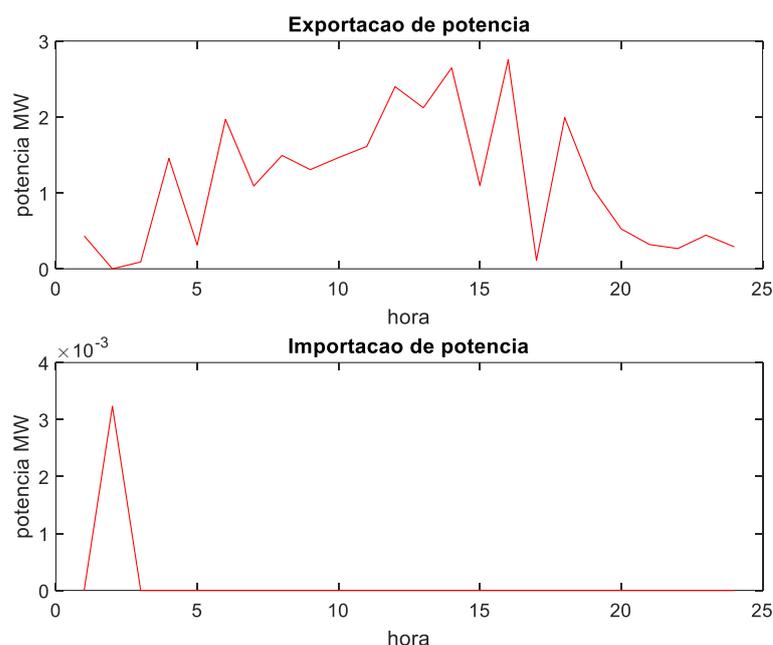


Figura 5.25 - Importação X Exportação com GA no Cenário 2

A Tabela 5.12 apresenta o resumo dos resultados da GA. É possível observar que foram criadas 1.897 gerações, tendo a função objetivo testada 474.501 e com 53 violações, sendo a violação de maior valor a geração a biomassa com 0,942kW, o que corresponde a 0,09% da potência máxima. Esse processo resultou em um lucro de R\$ 5.511,99, sendo 90% da receita da VPP.

Tabela 5.12 - Resultados do GA no Cenário 2

	GA
Tempo (s)	113,07
Gerações	1.897
Número de avaliação da função objetivo	474.501
Número de violações	53
Média das violações das biomassas (kW)	$6,30 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$9,99 \times 10^{-4}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$4,65 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$9,42 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,08 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,11 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	6.085,46
Lucro da VPP (R\$)	5.511,99

Ao utilizar o método de otimização PSO, segundo a Figura 5.26, as usinas a biomassa despacharam a potência máxima durante quase todo o período em estudo. A bateria foi utilizada durante todo o período, como demonstrado na Figura 5.27, despachando sua potência máxima

em alguns períodos. Como já abordado anteriormente, o baixo custo da carga despachável foi decisivo para o corte de carga no valor máximo, ilustrado na Figura 5.28. O despacho das gerações fotovoltaica e eólica é igual ao realizado no método anterior, sendo apresentado nas Figuras 5.29 e 5.30 respectivamente. O resultado foi que, exceto pela primeira hora no estudo, a VPP exportou energia durante todo o período, com momento de pico com uma potência de 3,8MWh, como apresentado na Figura 5.31.

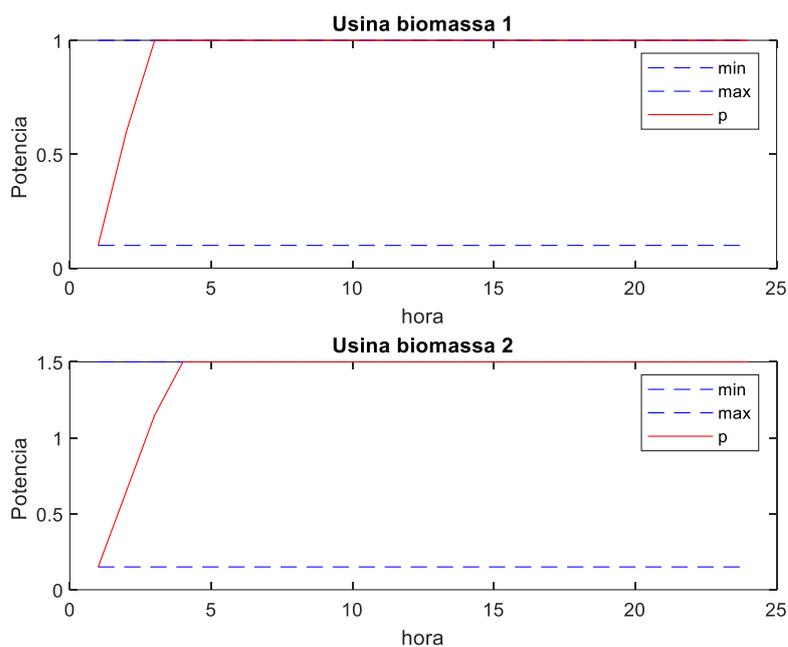


Figura 5.26 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 2

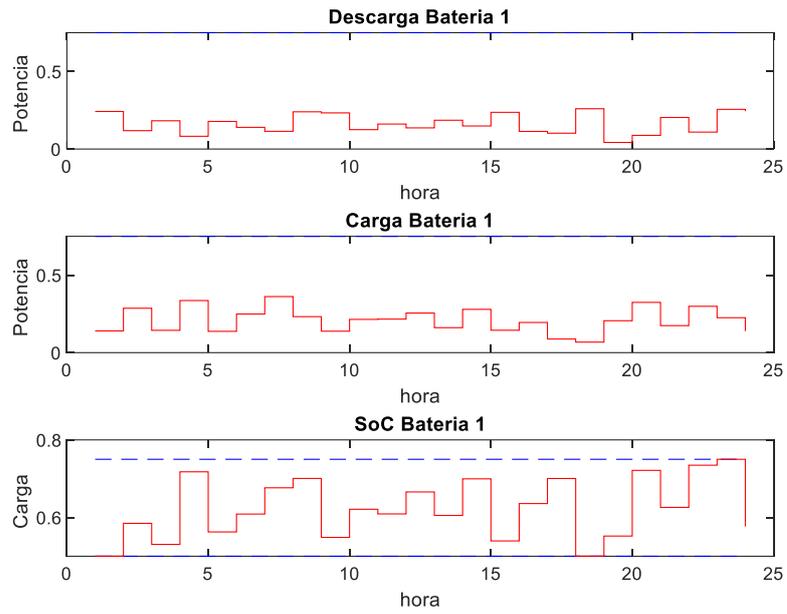


Figura 5.27 - Despacho de Bateria com PSO no Cenário 2

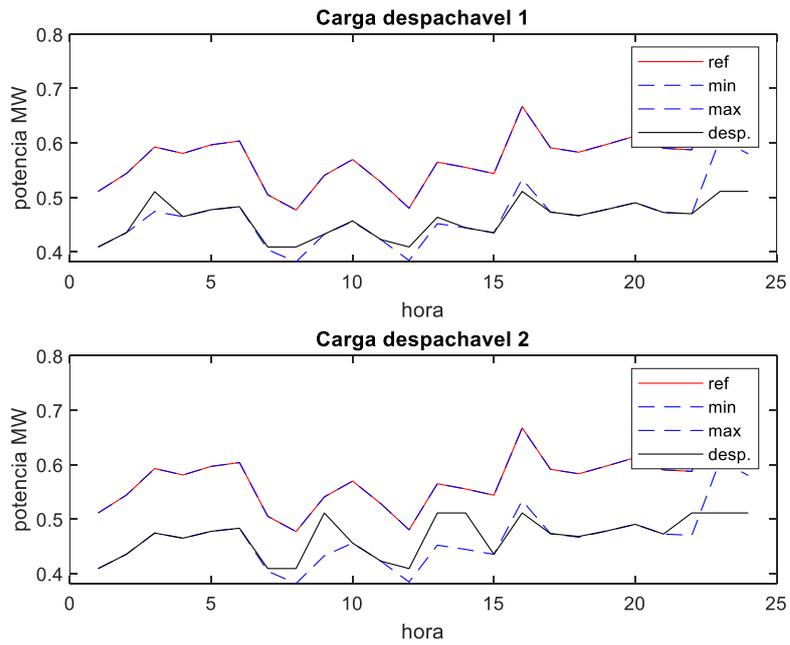


Figura 5.28 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 2

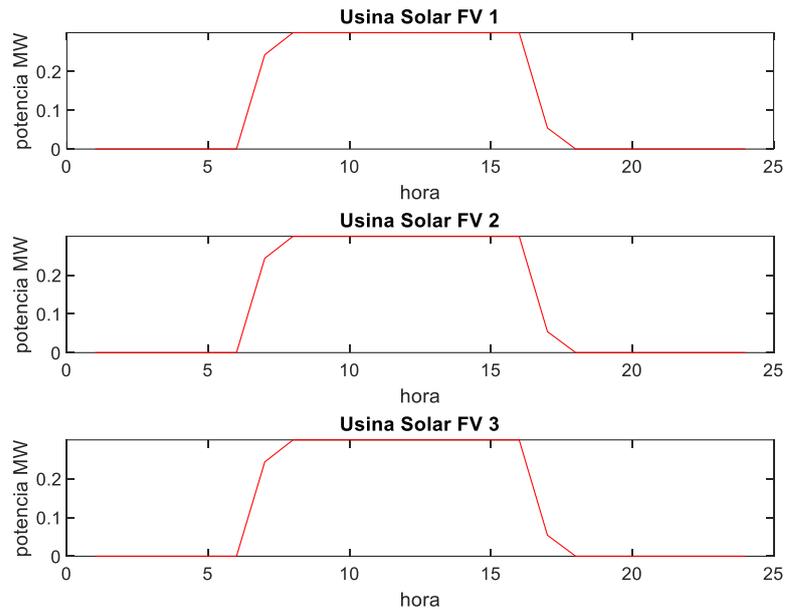


Figura 5.29 - Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 2

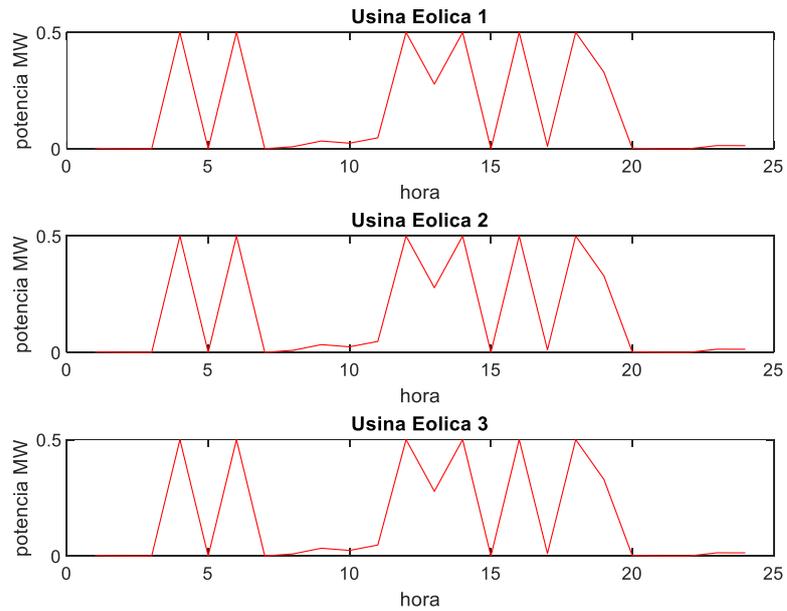


Figura 5.30 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 2

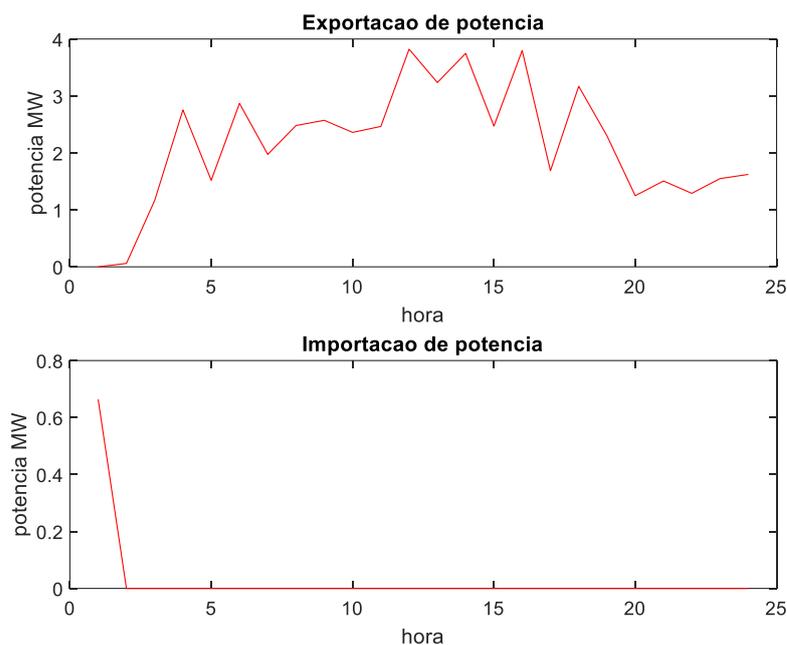


Figura 5.31 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 2

Para alcançar a resolução do problema foi testada a função objetivo 5.101.177, tendo 5.097 iterações. O processo do PSO causou 62 violações das restrições, tendo destaque para a violação da carga despachável que teve o valor de 0,511kW. O resultado desse cenário teve como lucro para VPP de R\$11.272,18, onde a sua receita foi de R\$ 11.833,33, conforme apresentado na tabela 5.13.

Tabela 5.13 - Resultados do PSO no Cenário 2

	PSO
Tempo (s)	547,41
Iterações	5.097
Número de avaliação da função objetivo	5.101.177
Número de violações	62
Média das violações das biomassas (kW)	$4,34 \times 10^{-3}$
Média das violações das baterias (kW)	$1,68 \times 10^{-2}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$4,09 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$9,99 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$2,28 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,11 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	11.833,33
Lucro da VPP (R\$)	11.272,18

Neste cenário, utilizando o PS para a resolução do problema, temos como resposta os despachos apresentados nas Figuras 5.32 a 5.37. Para este caso o despacho da biomassa atingiu o valor máximo na maior parte do período em estudo. A bateria teve o descarregamento no

momento inicial e não houve aumento da demanda de energia visando o carregamento da bateria, desta forma, ela não contribuiu com a energia fornecida da VPP. Como já discutido nos casos anteriores, o corte de carga se manteve no valor máximo. A geração eólica e fotovoltaica foi igual ao método GA. O valor de potência máxima exportada foi de 4MWh, não sendo necessário a importação de energia em nenhum momento do período.

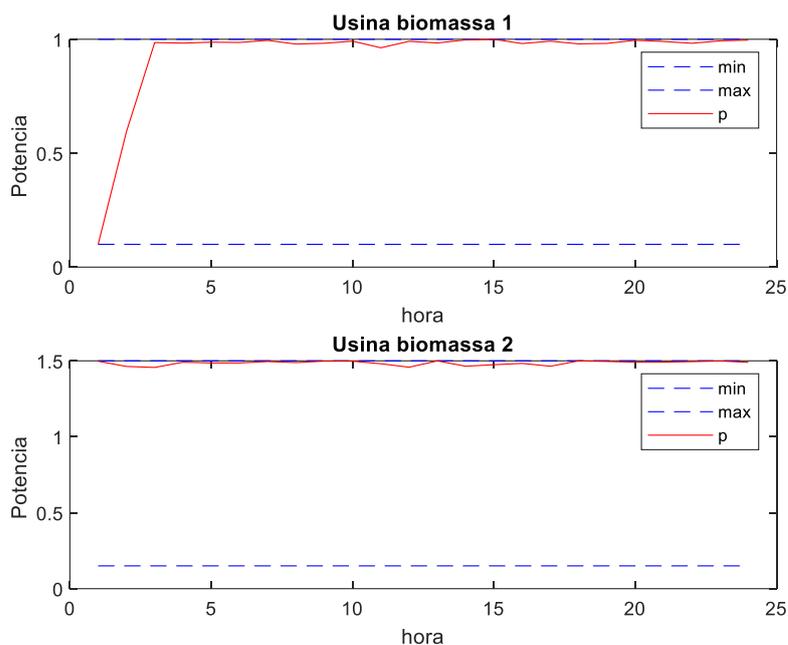


Figura 5.32 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 2

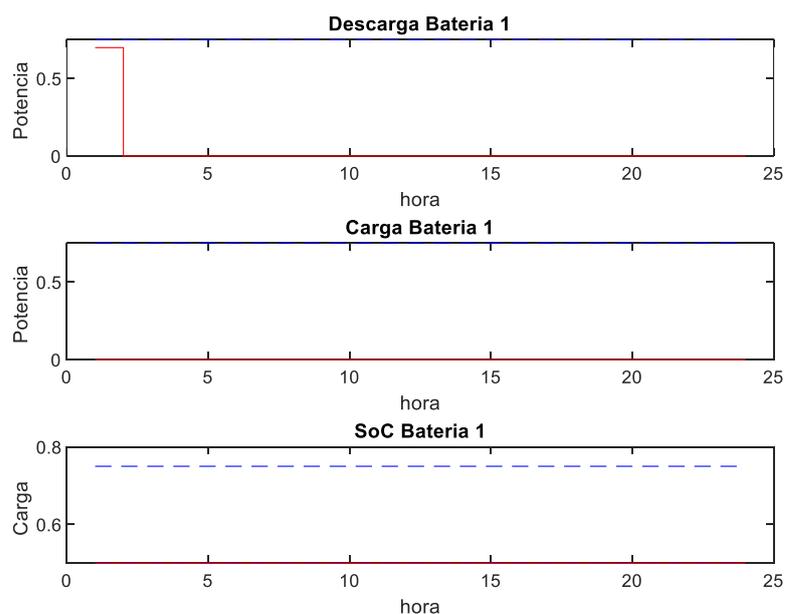


Figura 5.33 - Despacho de Bateria com PS no Cenário 2

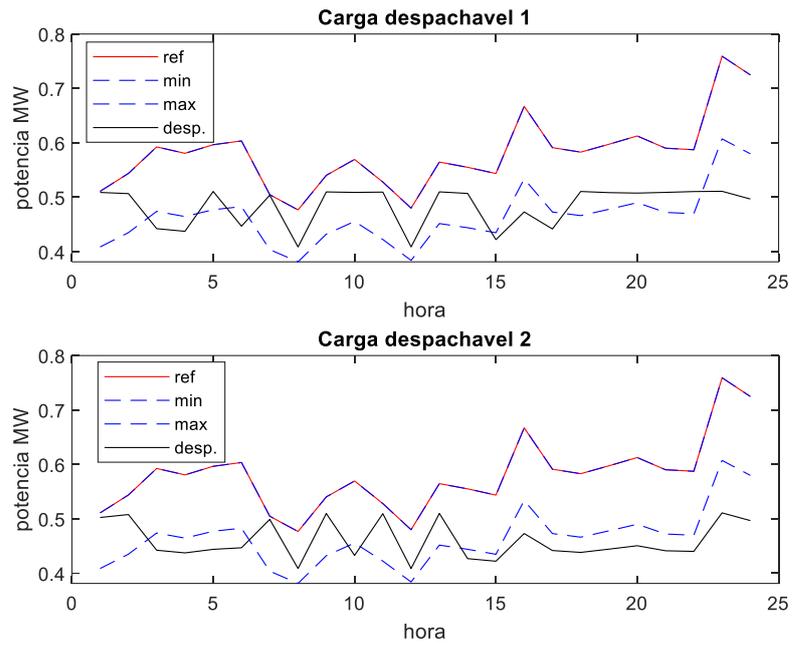


Figura 5.34 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 2

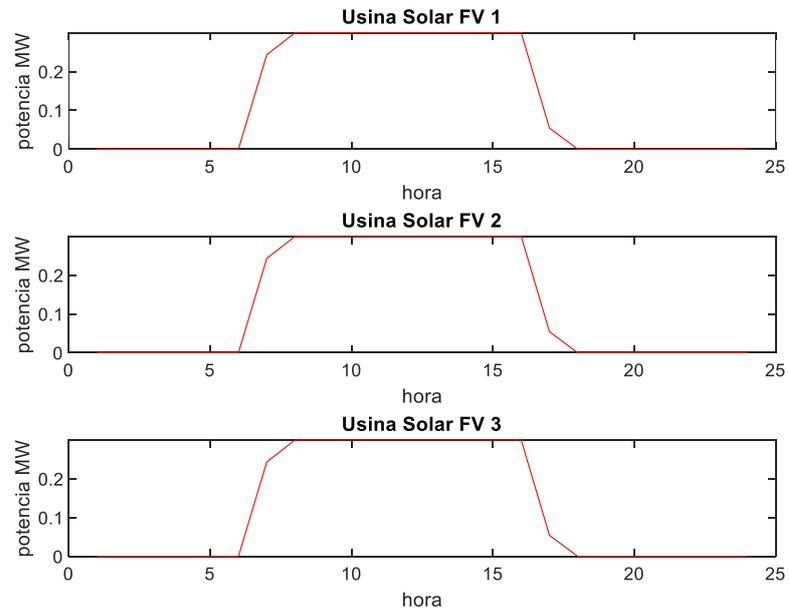


Figura 5.35 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 2

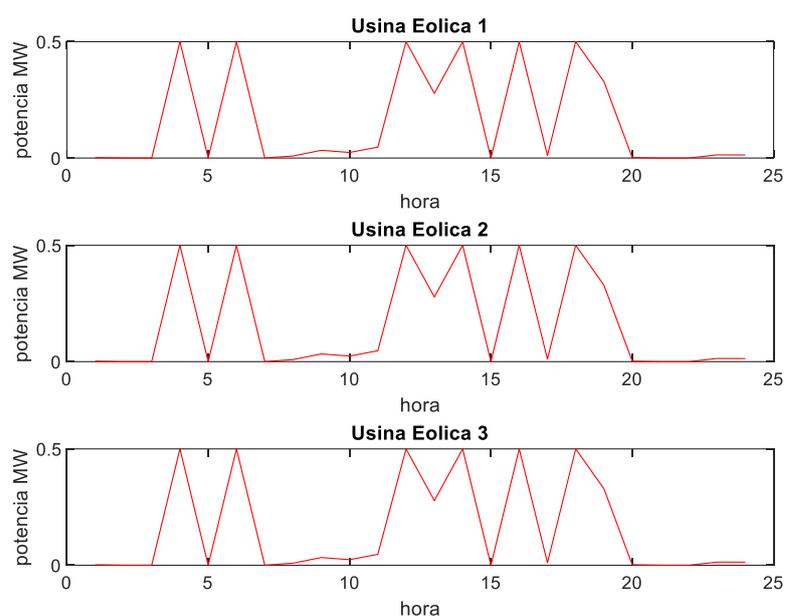


Figura 5.36 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 2

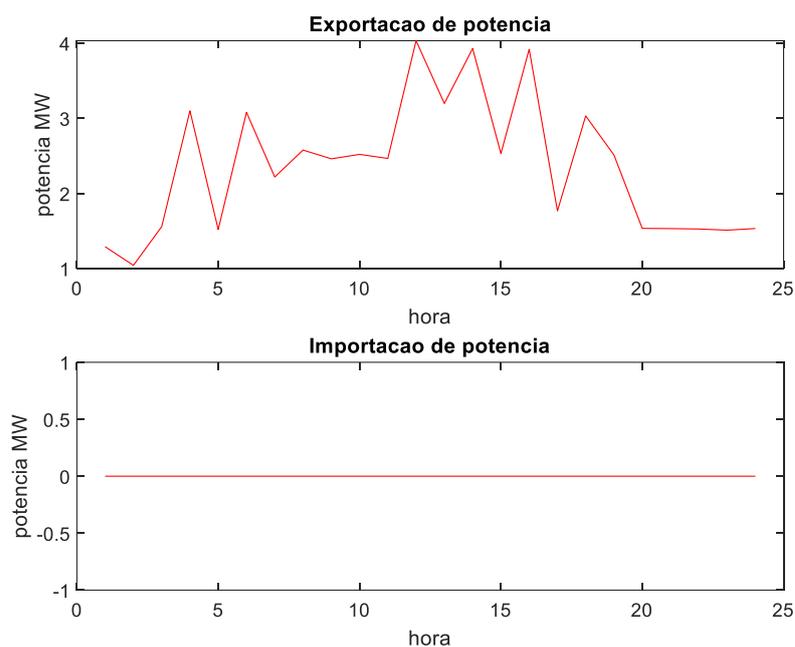


Figura 5.37 – Importação X Exportação com PS no Cenário 2

O resumo dos resultados é encontrado na Tabela 5.14. O lucro máximo obtido foi de R\$11.679,67, o que representa 95% da receita. Para encontrar esse resultado foi necessário testar a função objetivo 145.737 vezes, tendo assim 8 iterações. Para os cálculos foram encontradas 24 violações de restrições, tendo o valor máximo de violação 0,510kW no cálculo da carga despachável.

Tabela 5.14 - Resultados do PS no Cenário 2

	PS
Tempo (s)	32,64
Iterações	8
Número de avaliação da função objetivo	145.737
Número de violações	24
Média das violações das biomassas (kW)	$1,94 \times 10^{-2}$
Média das violações das baterias (kW)	0
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$4,72 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$7,56 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,10 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	12.239,77
Lucro da VPP (R\$)	11.679,67

5.3.3. Cenário 3

Este cenário é similar ao estudado no item anterior, onde a VPP também atua como PIE, entretanto, aqui o valor das tarifas de energia será desfavorável ao proprietário da VPP. Neste cenário o valor da tarifa de compra de energia será 15% maior que o PLD, enquanto a tarifa de venda de energia será 15% menor que o valor de PLD, neste caso o proprietário terá um cenário desfavorável.

O despacho obtido através do uso do GA é apresentado nas Figuras 5.38 a 5.43. O comportamento do despacho das usinas de biomassa é similar ao cenário 2, assim como o despacho da bateria. As cargas despacháveis ficaram no seu valor mínimo de demanda de potência. Já as gerações fotovoltaicas e eólicas tiveram o comportamento igual aos casos anteriores, haja visto que não são fontes despacháveis. Isto resultou na VPP necessitando importar energia no intervalo de tempo de 20 a 24, sendo uma exportadora de energia durante o restante do período.

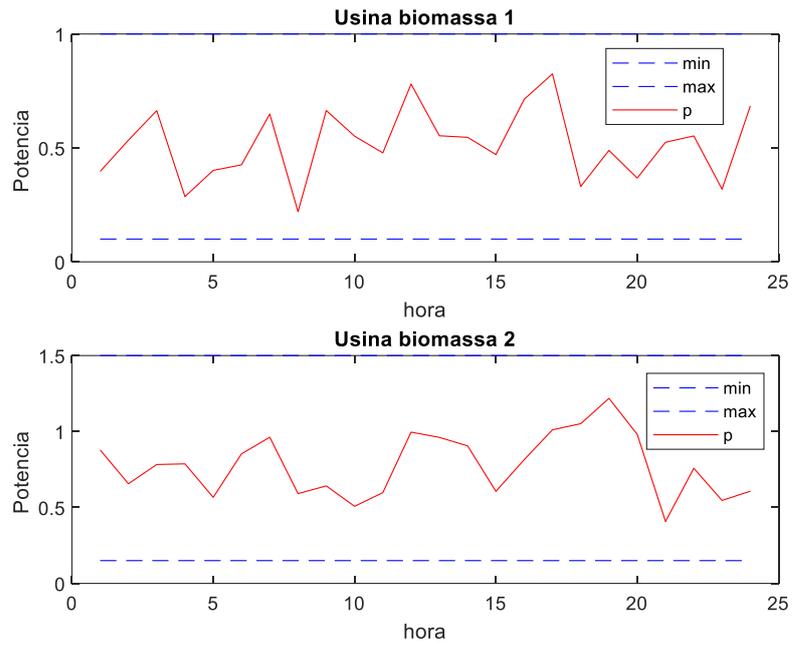


Figura 5.38 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 3

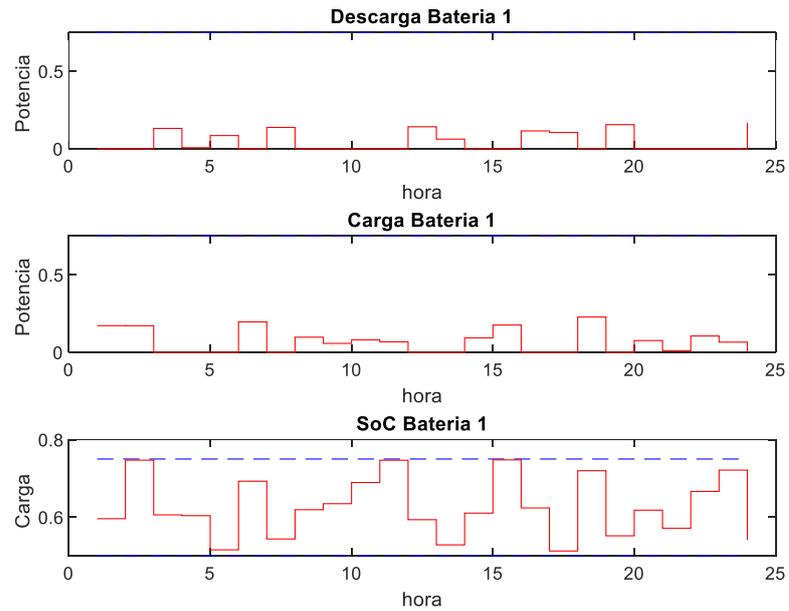


Figura 5.39 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 3

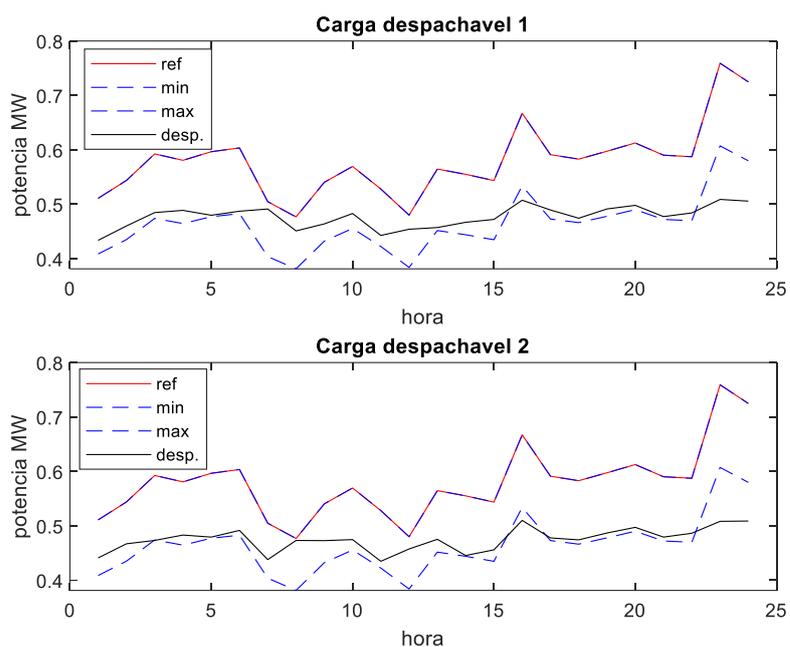


Figura 5.40 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 3

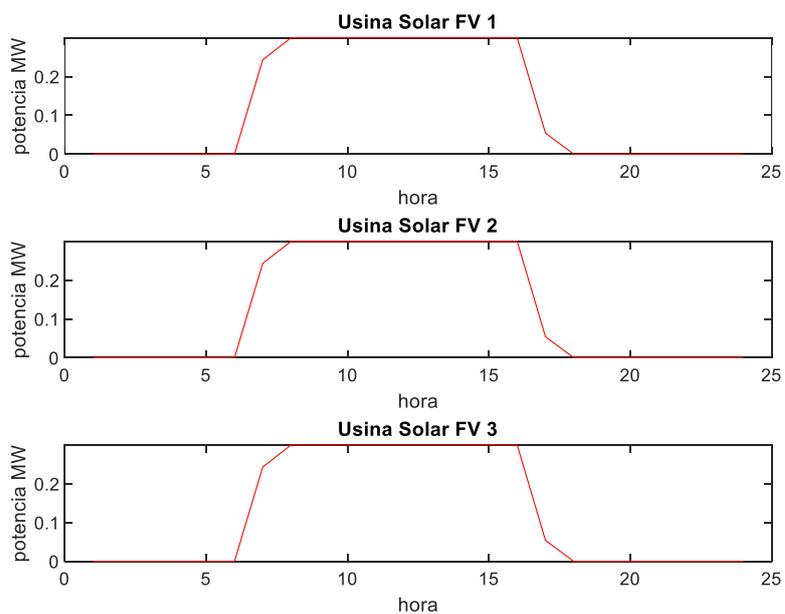


Figura 5.41 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 3

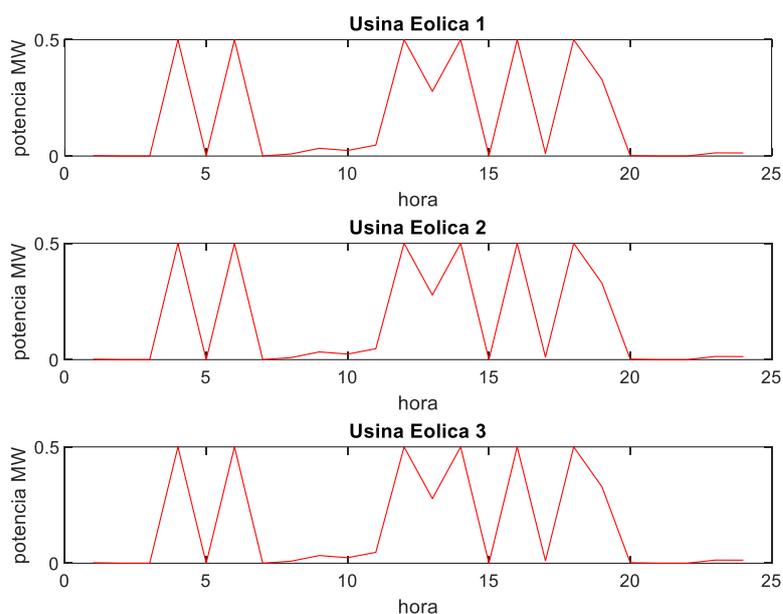


Figura 5.42 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 3

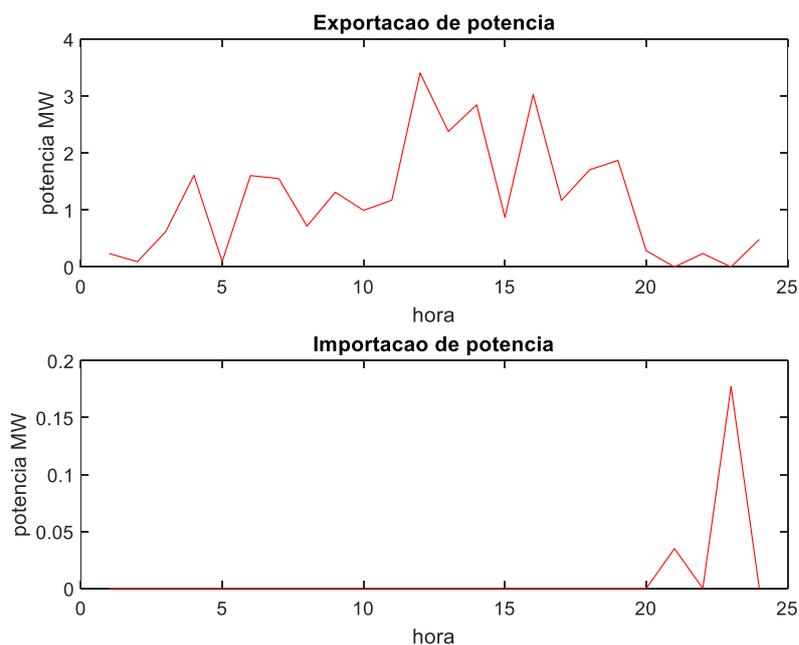


Figura 5.43 – Importação X Exportação com GA no Cenário 3

Com a Tabela 5.15 é possível visualizar que após 390.751 avaliações da função objetivo e 1.562 gerações o lucro maximizado foi de R\$ 4.889,98, ao passo que sua receita foi de R\$5.325,15. Para isso foi encontrado 54 violações, sendo a restrição da usina a biomassa de maior violação, com valor de 1,05kW, equivalente a 0,10% da potência máxima.

Tabela 5.15 - Resultados do GA no Cenário 3

	GA
Tempo (s)	135,31
Gerações	1.562
Número de avaliação da função objetivo	390.751
Número de violações	54
Média das violações das biomassas (kW)	$6,35 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$4,46 \times 10^{-3}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$4,19 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,05
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$4,98 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,10 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	5.325,15
Lucro da VPP (R\$)	4.889,98

As Figuras 5.44 a 5.49 representam o despacho obtido com o PSO. O comportamento dos despachos dos REDs é similar ao cenário 2 quando se utilizou o PSO. Dessa forma, foi necessário a importação de energia somente na primeira hora do período. Após isso, a VPP se comportou de forma a exportar energia, com um valor máximo para essa exportação de 4MWh.

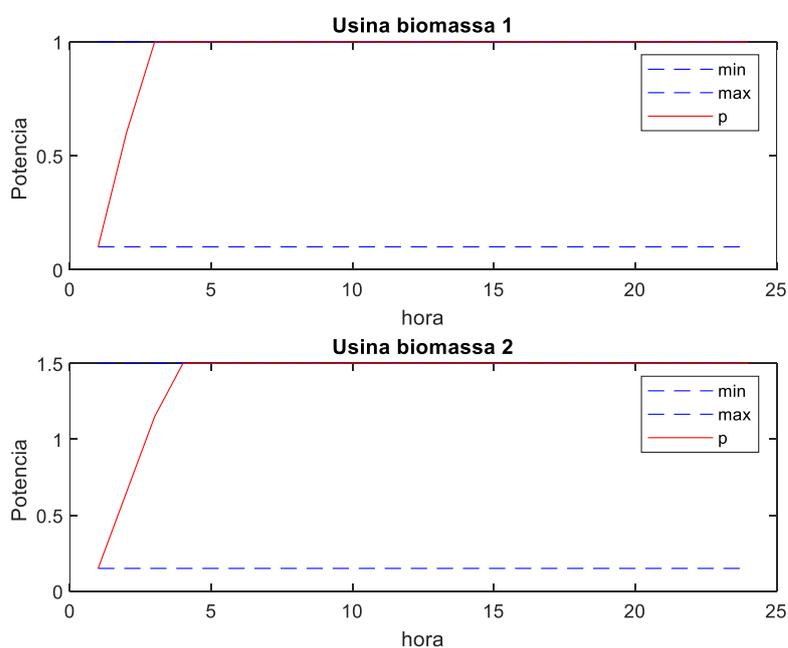


Figura 5.44 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 3

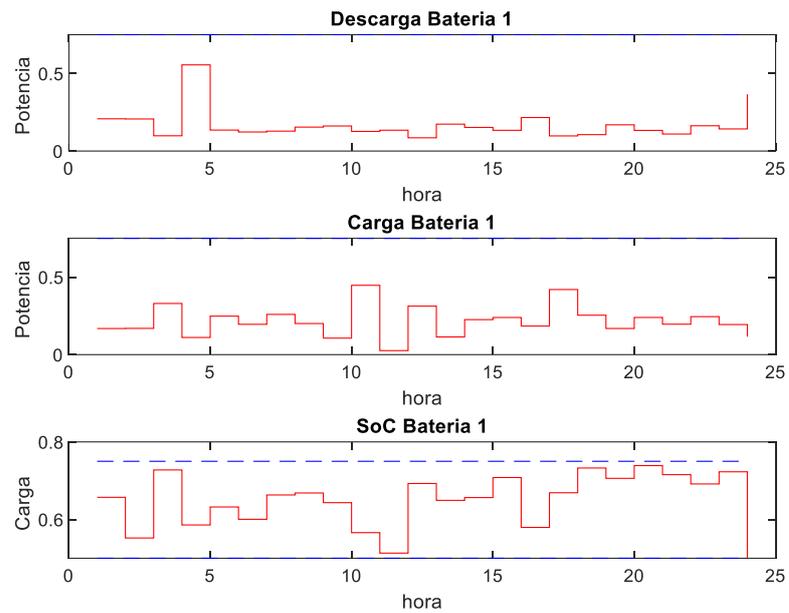


Figura 5.45 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 3

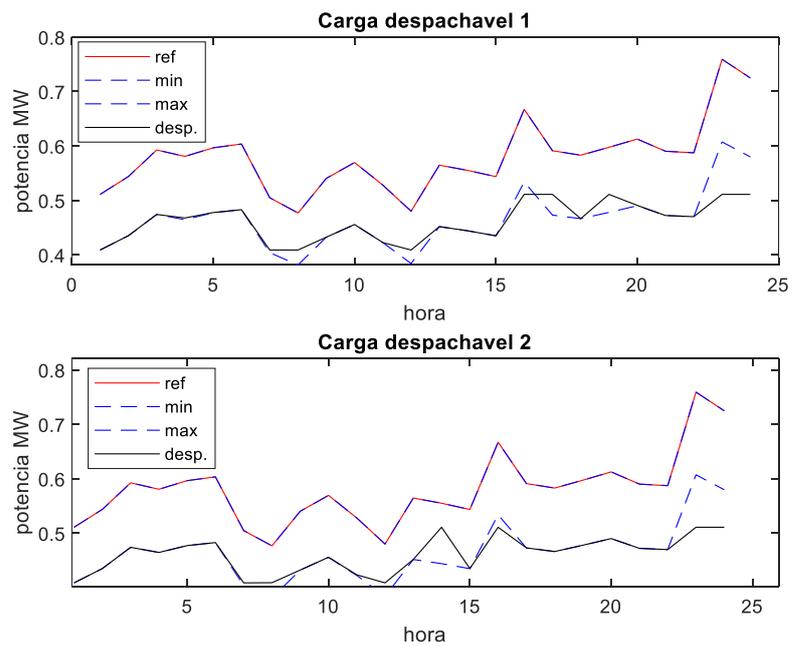


Figura 5.46 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 3

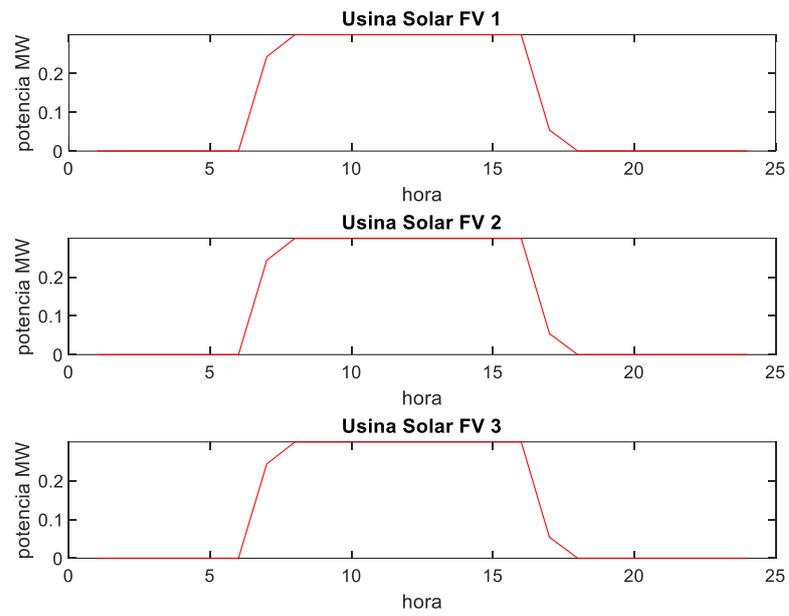


Figura 5.47 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 3

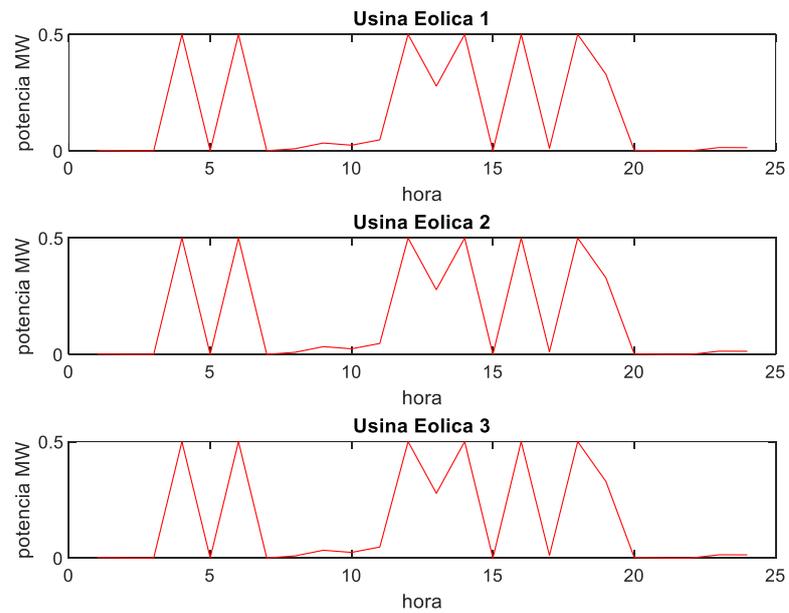


Figura 5.48 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 3

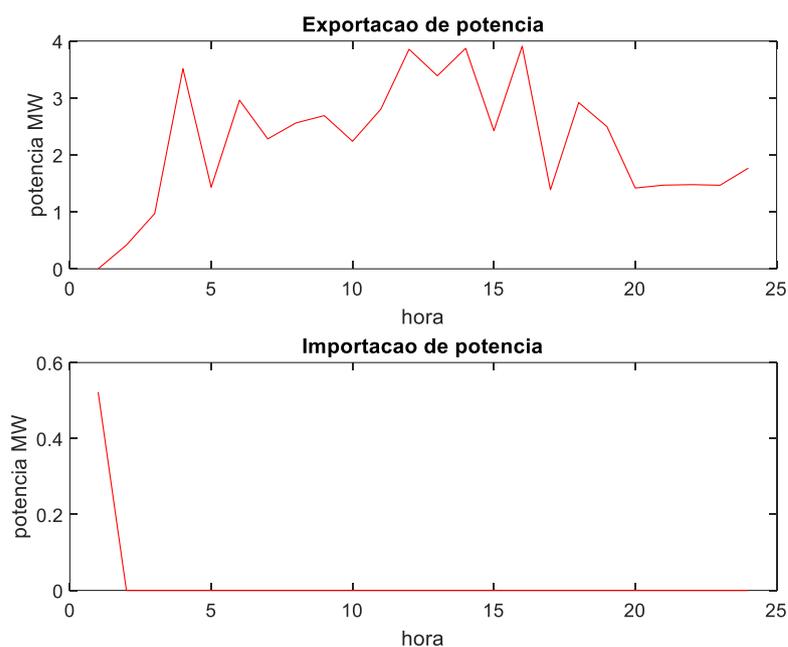


Figura 5.49 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 3

A utilização do PSO resultou nos valores apresentados na Tabela 5.16. Assim foram necessárias 5.100 iterações, com 5.104.180 testes na função objetivo, resultando em um lucro otimizado de R\$11.048,07, enquanto a sua receita foi de R\$11.537,80. Durante o processo ocorreu 58 violações com a violação de maior valor a restrição da bateria atingindo o valor de 0,518kW.

Tabela 5.16 - Resultados do PSO no Cenário 3

	PSO
Tempo (s)	592,98
Iterações	5.100
Número de avaliação da função objetivo	5.104.180
Número de violações	58
Média das violações das biomassas (kW)	$5,49 \times 10^{-8}$
Média das violações das baterias (kW)	$3,30 \times 10^{-2}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$3,59 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$7,50 \times 10^{-7}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$5,18 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,10 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	11.537,80
Lucro da VPP (R\$)	11.048,07

Quando se utilizou o PS, o despacho dos REDs se assemelhou ao caso 2 quando utilizado o mesmo método, conforme demonstrado nas Figuras 5.50 a 5.55. A VPP se tornou

uma fonte exportadora de energia durante todo o período de estudo, atingindo um valor máximo de potência exportada de 4MWh e não houve necessidade de importação de energia.

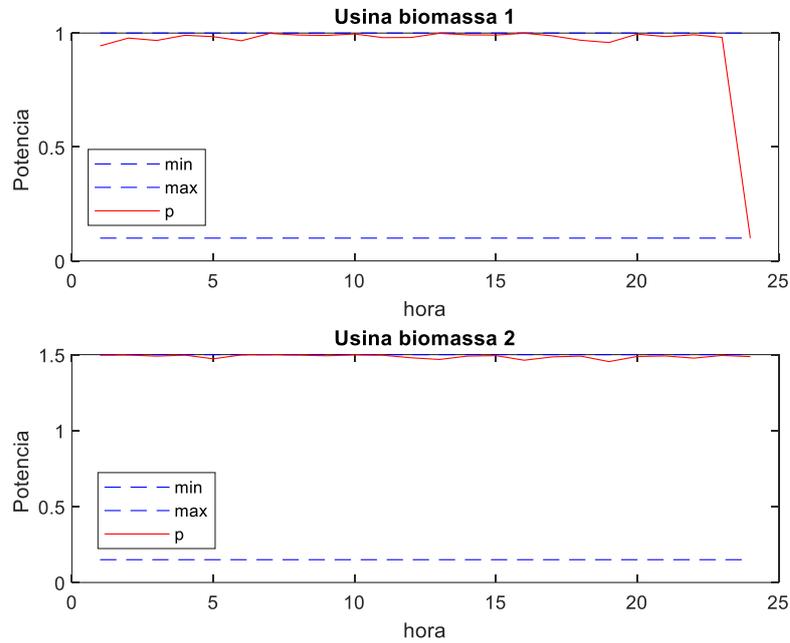


Figura 5.50 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 3

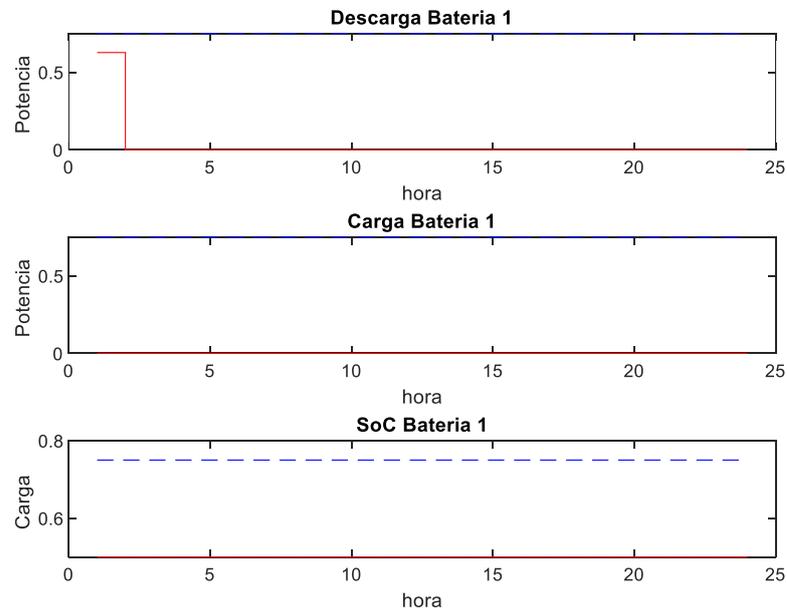


Figura 5.51 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 3

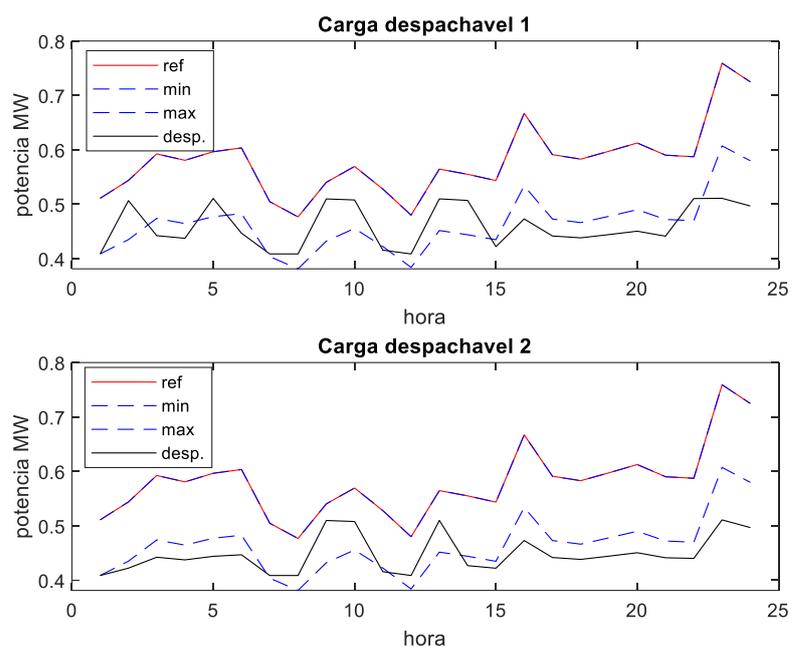


Figura 5.52 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 3

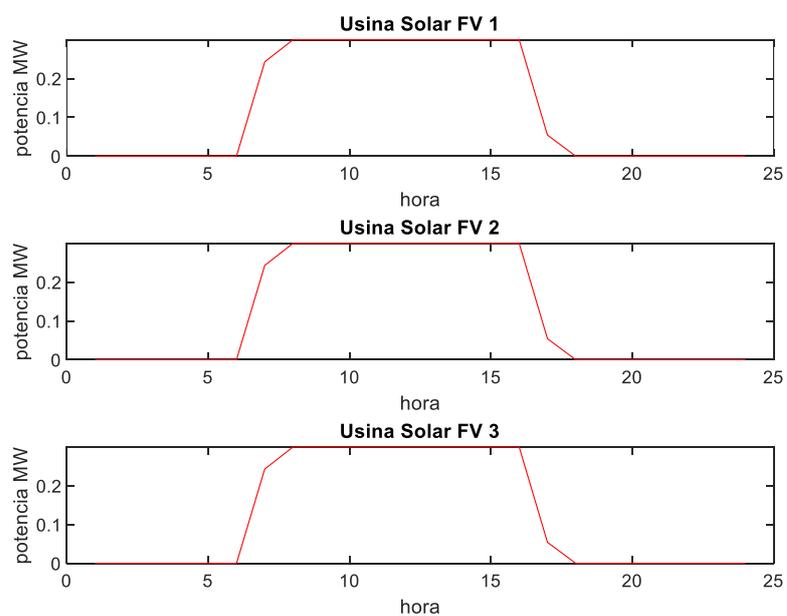


Figura 5.53 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 3

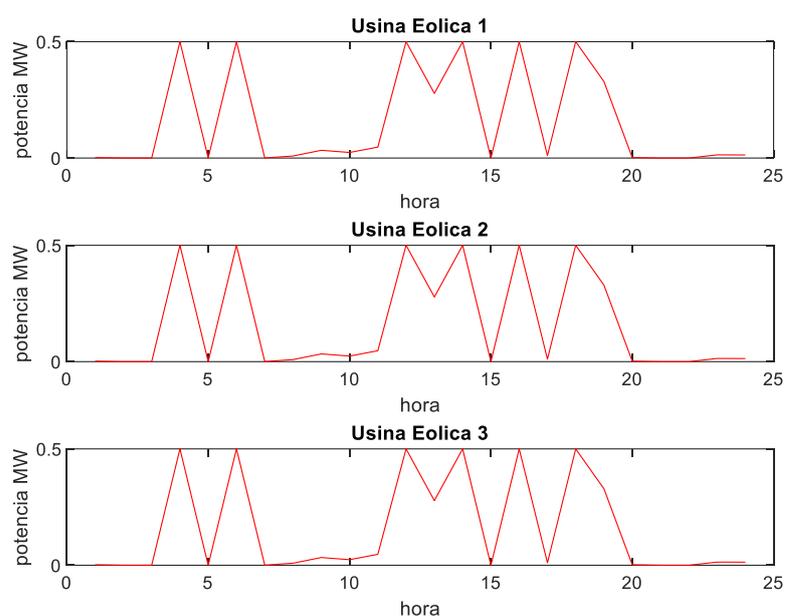


Figura 5.54 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 3

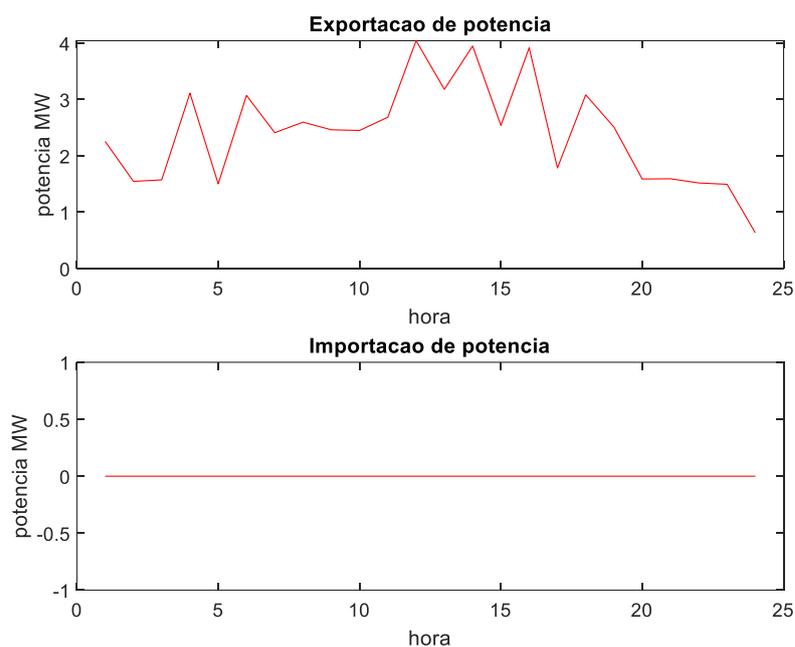


Figura 5.55 – Importação X Exportação com PS no Cenário 3

O resumo da resolução do problema é apresentado na Tabela 5.17. Através desta tabela é possível visualizar que foram necessárias 8 iterações, com 144.694 avaliações da função objetivo, com 30 violações de restrições. O resultado do lucro maximizado foi de R\$11.458,15, ao passo que a receita da VPP foi de R\$11.928,52.

Tabela 5.17 - Resultados do PS no Cenário 3

	PS
Tempo (s)	52,76
Iterações	8
Número de avaliação da função objetivo	144.694
Número de violações	30
Média das violações das biomassas (kW)	$2,66 \times 10^{-2}$
Média das violações das baterias (kW)	0
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$4,54 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$1,00 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,10 \times 10^{-1}$
Receita da VPP (R\$)	11.928,52
Lucro da VPP (R\$)	11.458,15

5.3.4. Cenário 4

Neste cenário foi avaliado a VPP considerando o modo que o problema é abordado conforme a realidade diária, ou seja, quando não há certeza das variáveis estocásticas, sendo necessário recorrer a uma forma de estimar estas variáveis. Dessa forma, a programação da geração foi construída utilizando uma rede neural com objetivo de realizar uma previsão baseada em dados históricos. Neste cenário a VPP é caracterizada como um agente APE, similarmente ao apresentado no cenário 1.

Quando é utilizado o GA, o despacho apresenta as configurações mostradas nas Figuras 5.56 a 5.61. Como é possível observar, o despacho da usina a biomassa 1 oscila entre 220kW e 780kW, enquanto a usina a biomassa 2 oscila entre 400kW e 1,1MW. Durante o período, sempre que a bateria descarrega por completo, no instante seguinte ela carrega uma porcentagem, dessa forma a bateria despacha energia durante todo o período. A carga despachável, como em outros casos, utiliza o corte de carga no seu valor máximo. A geração fotovoltaica despacha energia relevantemente a partir das 8 horas e fica no seu valor máximo de forma contínua até às 16 horas, quando o índice de irradiância decai e começa a reduzir o volume de energia gerado. O despacho de energia da geração eólica ocorreu em momentos esporádicos ao longo do dia, com picos nas horas 4 a 5 e no instante 12, 16 e 17. A VPP necessitou importar energia durante as primeiras horas do dia e no final do dia a partir das 19 horas até o final do período. No restante do período, a VPP é uma exportadora de energia.

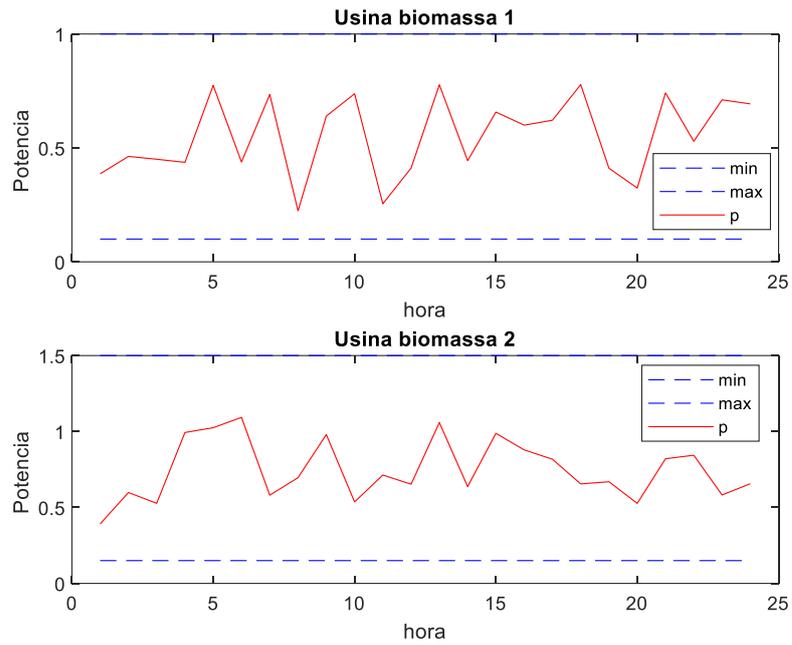


Figura 5.56 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 4

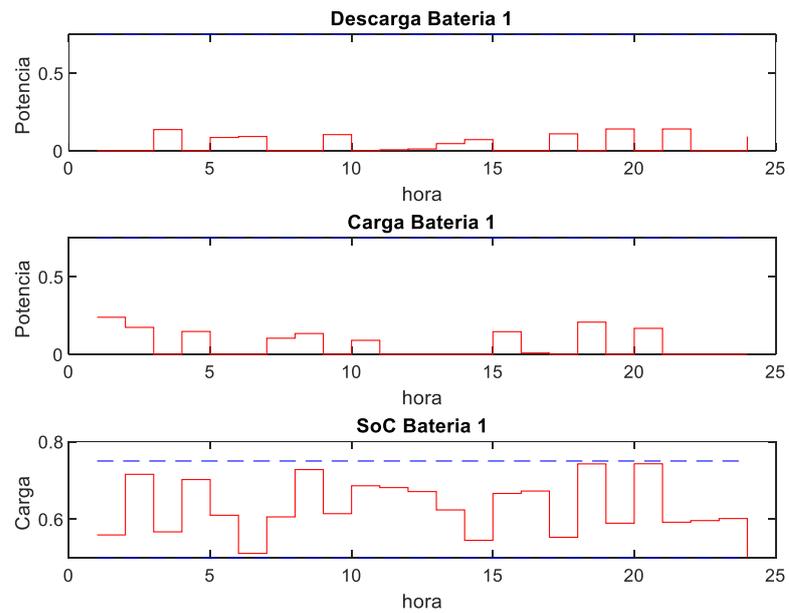


Figura 5.57 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 4

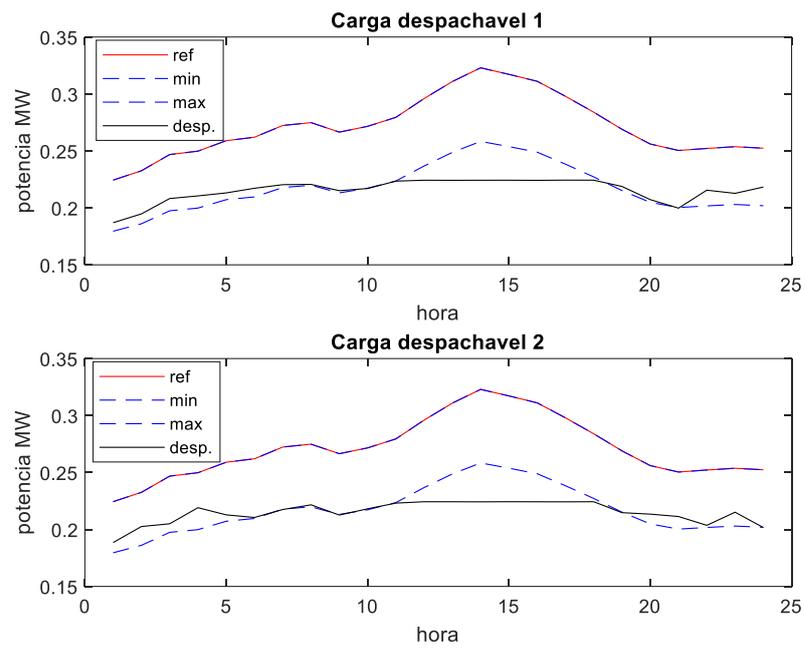


Figura 5.58 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 4

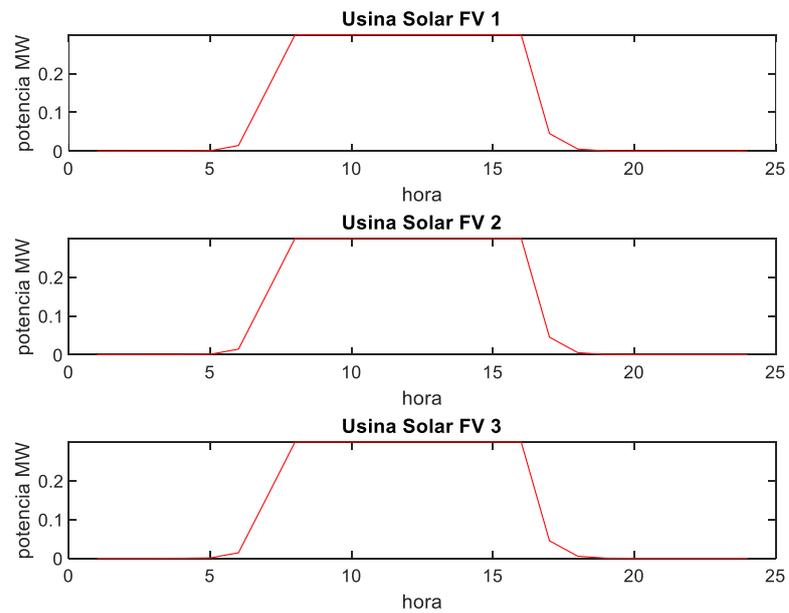


Figura 5.59 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 4

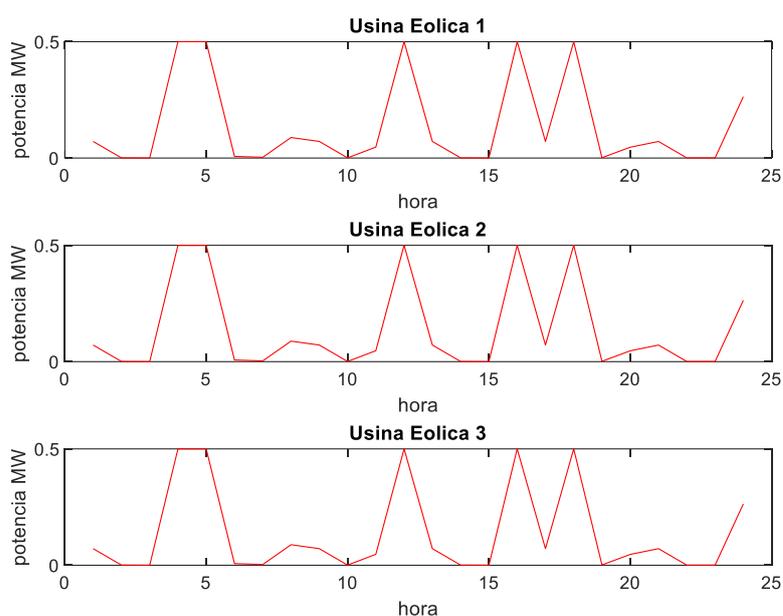


Figura 5.60 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 4

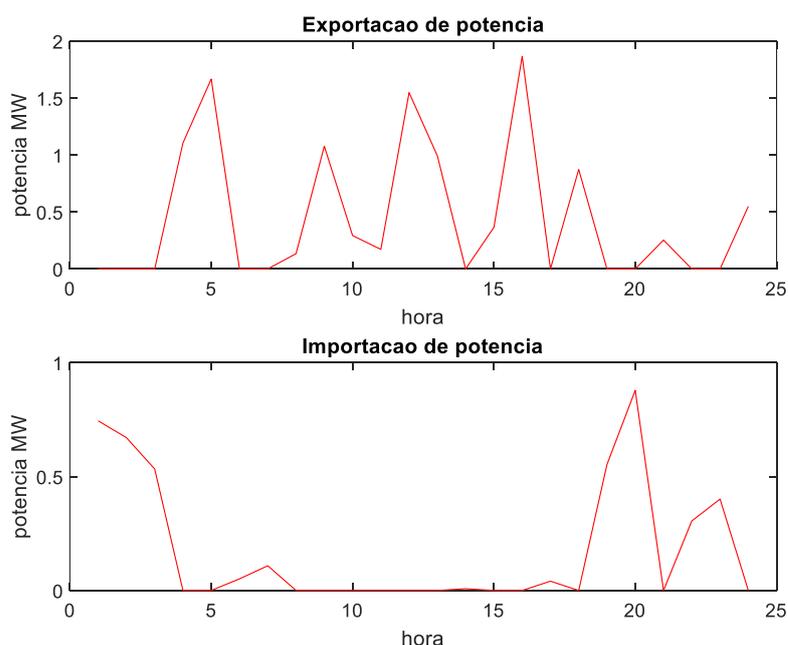


Figura 5.61 - Importação X Exportação com GA no Cenário 4

Conforme observado na Tabela 5.18, foram necessárias 1.885, com 471.501 avaliações da função objetivo para se chegar ao resultado maximizado. Durante o processo foram registradas 69 violações de restrições, com a maior violação ocorrendo no cálculo do despacho da usina a biomassa, com o valor de 1,05kW, representando 0,10% da potência máxima. O lucro esperado obtido, utilizando uma estimativa das variáveis estocásticas e o método GA, foi de R\$337,37, tendo como receita o valor de R\$383,92.

Tabela 5.18 - Resultados do GA no Cenário 4

	GA
Tempo (s)	140,91
Gerações	1.885
Número de avaliação da função objetivo	471.501
Número de violações	69
Média das violações das biomassas (kW)	$6,69 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$1,31 \times 10^{-3}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$1,74 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,05
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,06 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	383,92
Lucro esperado da VPP (R\$)	337,37
Receita real da VPP (R\$)	436,38
Lucro real da VPP (R\$)	389,40

Quando utilizado os valores medidos das potências das usinas solares fotovoltaicas e eólicas, as cargas e o valor do PLD (ou seja, as variáveis estimadas), e utilizando o despacho planejado, o lucro real neste caso é de R\$ 389,40. Essa diferença entre o lucro esperado com o lucro real ocorre devido à diferença entre os valores das variáveis estimadas com os valores das variáveis medidas. As Figuras 5.62 a 5.65 apresentam a diferença entre os valores das variáveis.

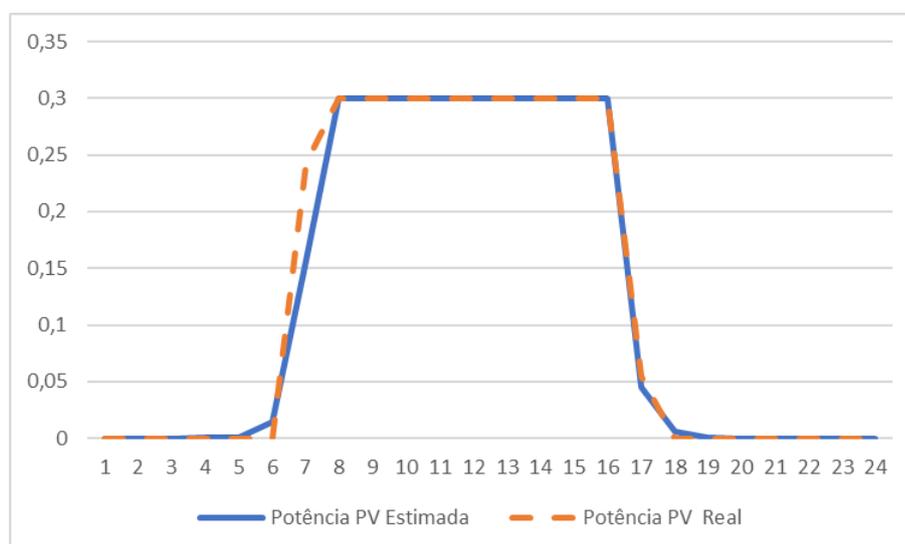


Figura 5.62 – Comparativo Potência Estimada X Real da Geração Fotovoltaica

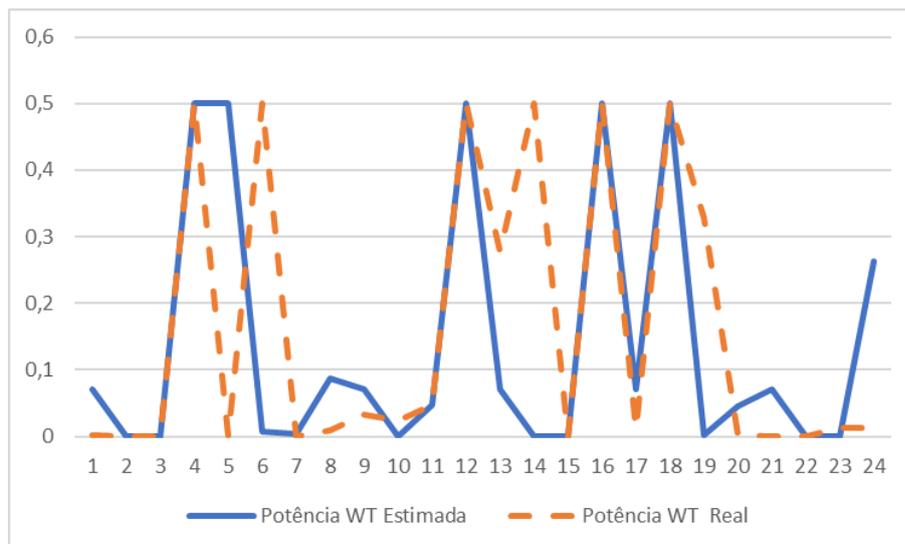


Figura 5.63 – Comparativo Potência Estimada X Real da Geração Eólica

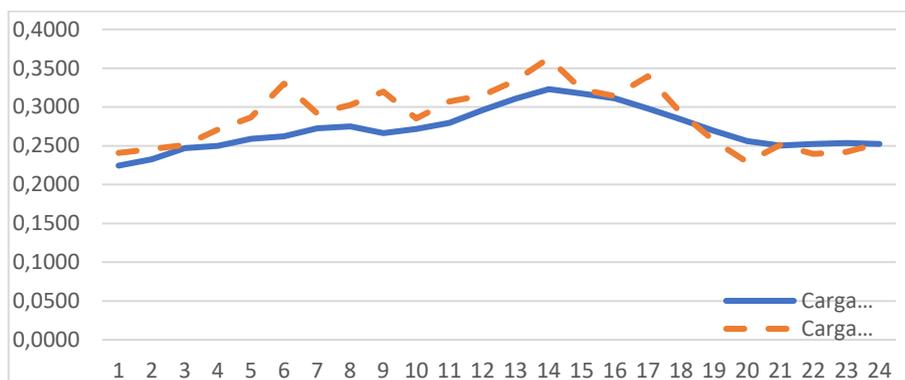


Figura 5.64 – Comparativo Potência Estimada X Real da Carga

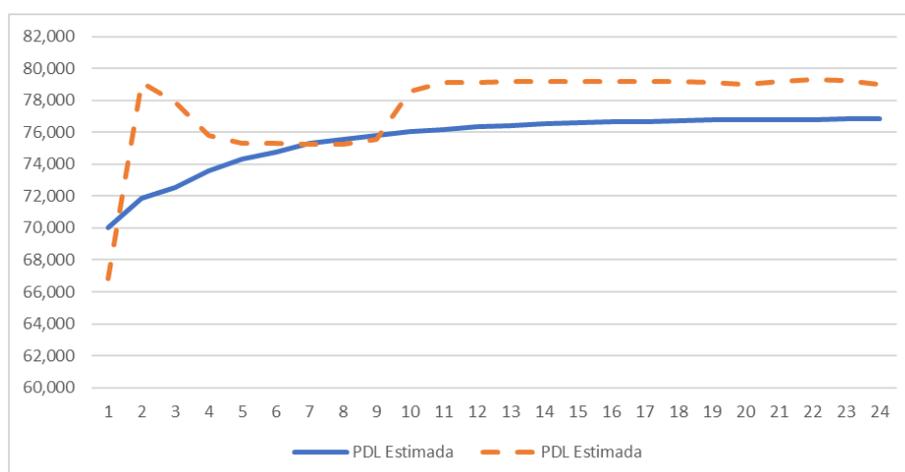


Figura 5.65 – Comparativo Valores de PLD Estimada X Real

O despacho da VPP quando utilizado o PSO é apresentado nas Figuras 5.66 a 5.71. Para este caso, o despacho das usinas de biomassa foi o máximo de energia a partir da hora 4. Já a

bateria esteve despachando durante todo o período de estudo, porém não ocorreu o descarregamento total. Para as cargas despacháveis, foi utilizado o valor de corte de carga máximo. E as usinas fotovoltaicas e eólicas são despachadas similarmente ao caso anterior. A partir das 2 horas, a VPP somente um agente exportador energia.

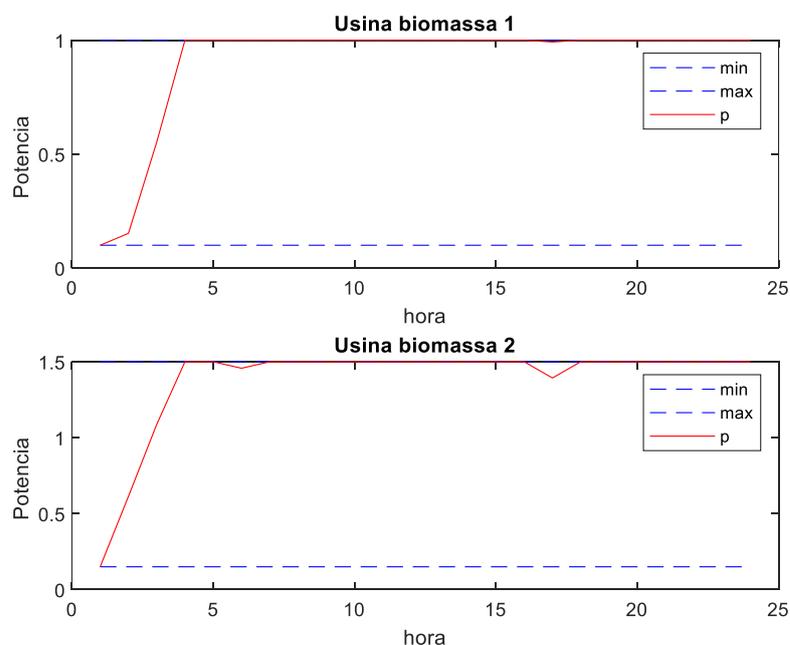


Figura 5.66 - Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 4

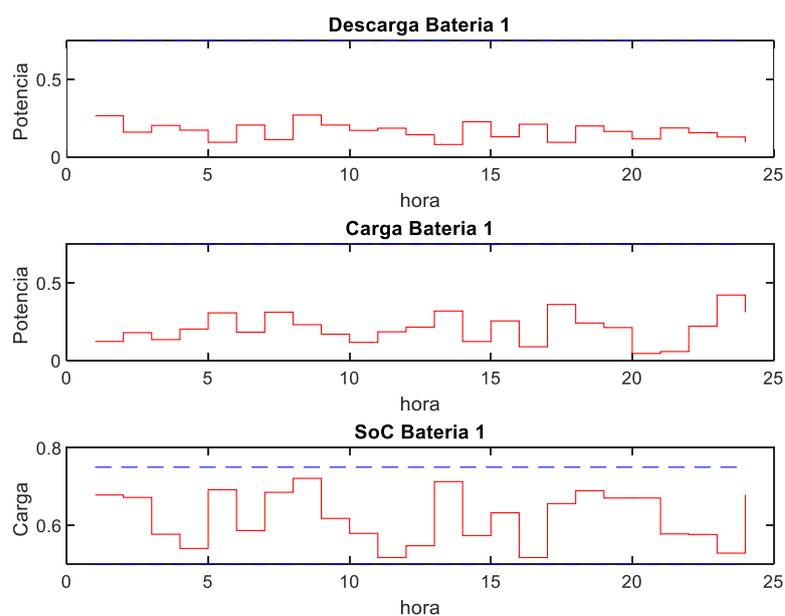


Figura 5.67 - Despacho de Bateria com PSO no Cenário 4

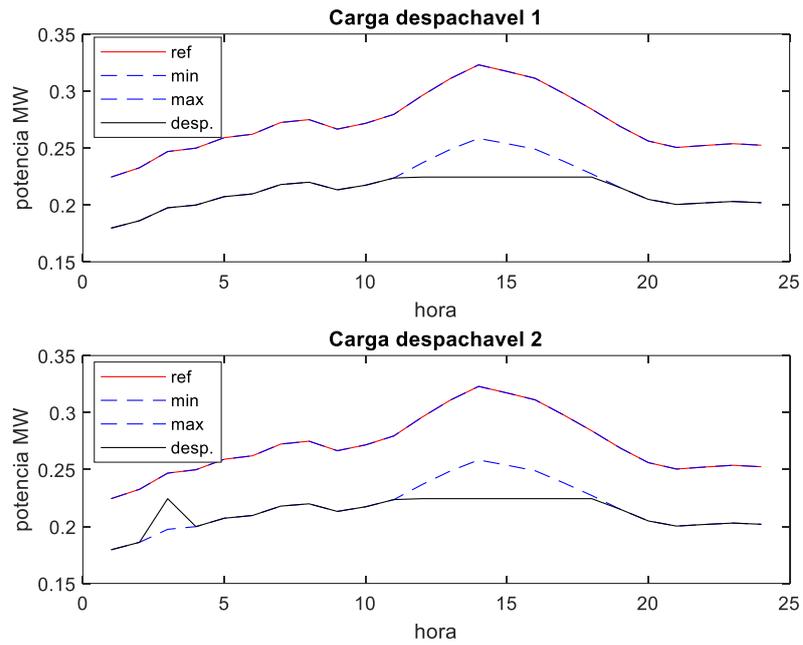


Figura 5.68 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 4

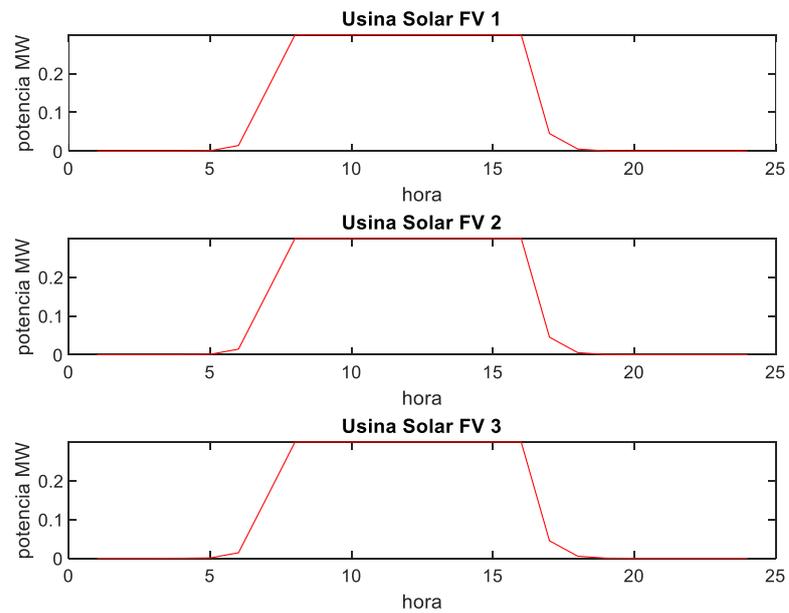


Figura 5.69 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 4

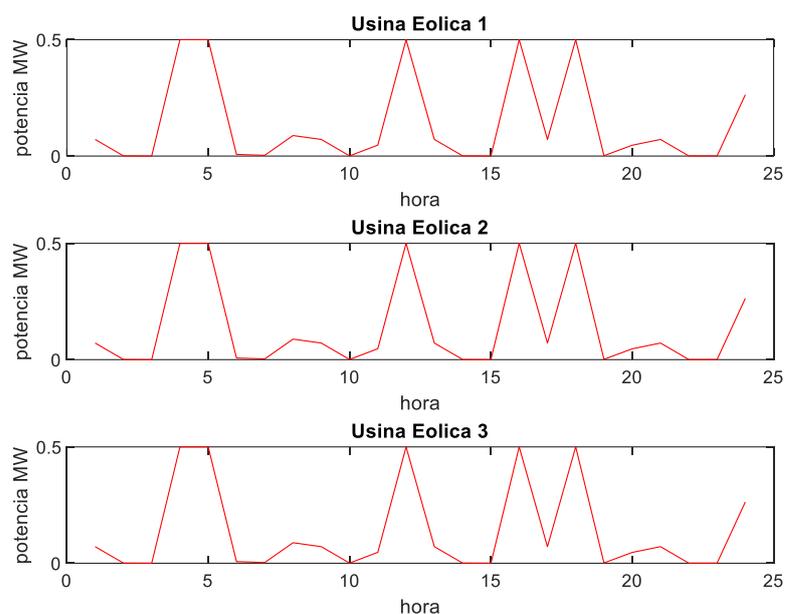


Figura 5.70 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 4

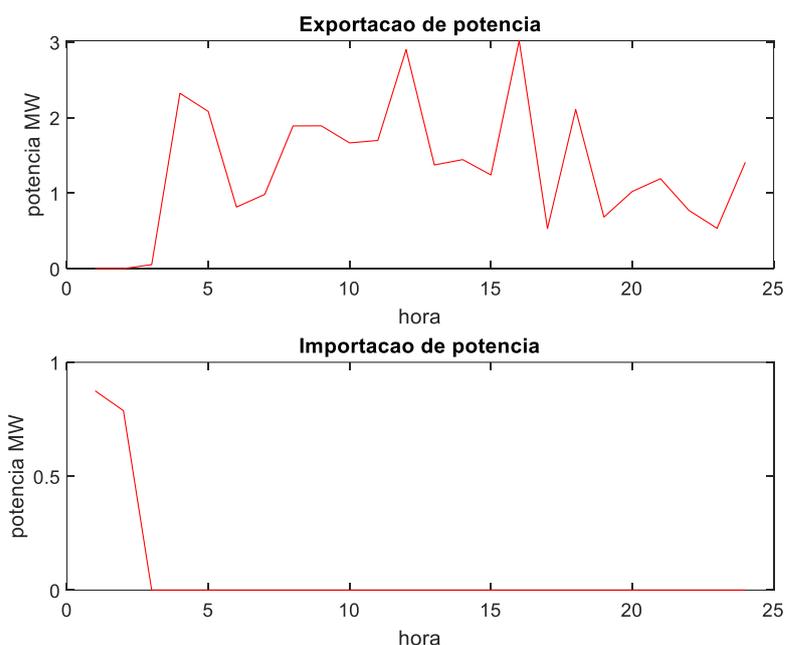


Figura 5.71 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 4

O lucro esperado para a resolução desse problema é de R\$ 2.249,23, porém o lucro real é de R\$ 2.266,74, conforme apresentado na Tabela 5.19. Essa diferença ocorre devido ao explanado no caso anterior. Para alcançar esse resultado foram realizadas 6.958 iterações, com 6.962.159 testes da função objetivo. Durante o processo foi feito 64 violações de restrições, tendo destaque para a geração a biomassa, com o valor de 1,45kW, equivalente a 0,14% da potência máxima.

Tabela 5.19 - Resultados do PSO no Cenário 4

	PSO
Tempo (s)	812,33
Iterações	6.958
Número de avaliação da função objetivo	6.962.159
Número de violações	64
Média das violações das biomassas (kW)	$2,68 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$2,23 \times 10^{-2}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$1,41 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,45
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$3,26 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	2.295,98
Lucro esperado da VPP (R\$)	2.249,23
Receita real da VPP (R\$)	2.313,32
Lucro real da VPP (R\$)	2.266,74

Para este cenário, ao utilizar o PS, obtém-se o despacho apresentado nas Figuras 5.72 a 5.77. O despacho da usina a biomassa 1 oscila entre o seu valor máximo de 1MW ao seu valor mínimo de 0,1MW e na usina 2 oscila entre 1,5MW e 0,15MW. Em ambos os casos, não está previsto o desligamento da usina, evitando o custo de partida dos geradores. A bateria é descarregada na hora inicial e não é carregada durante todo o período de estudo. Como nos casos anteriores, a carga despachável é mantida no seu nível mínimo. As potências das usinas fotovoltaicas e eólicas são despachadas conforme há disponibilidade climática e apresentado nas Figuras 5.75 e 5.76, respectivamente. A VPP necessita importar energia durante vários períodos do dia, porém ela também é um agente exportador energia em outros momentos, onde a exportação máxima é de 3MWh enquanto a importação máxima é de 1,5MWh.

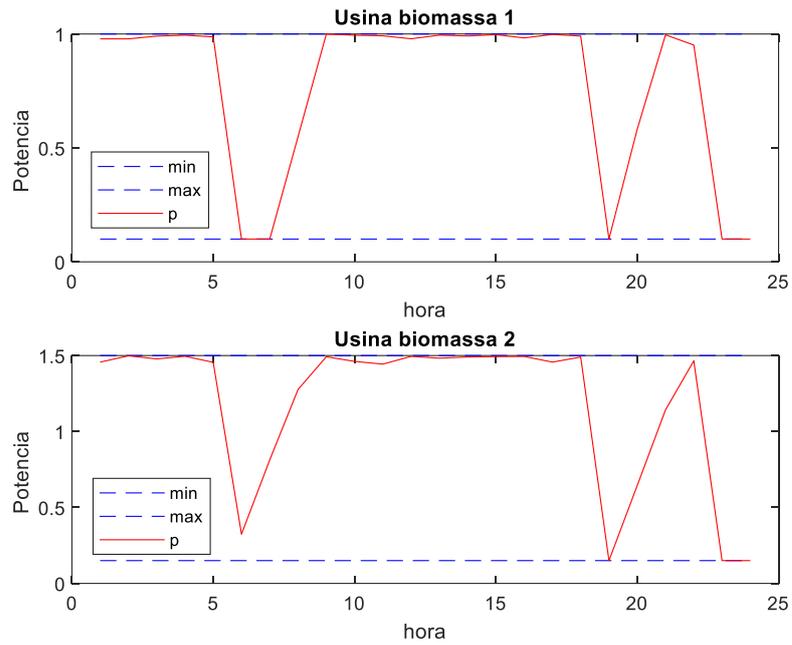


Figura 5.72 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 4

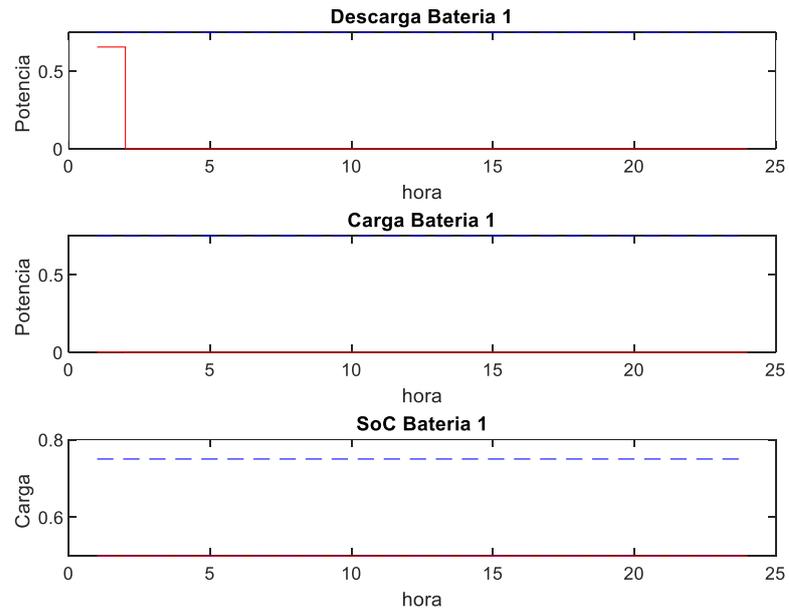


Figura 5.73 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 4

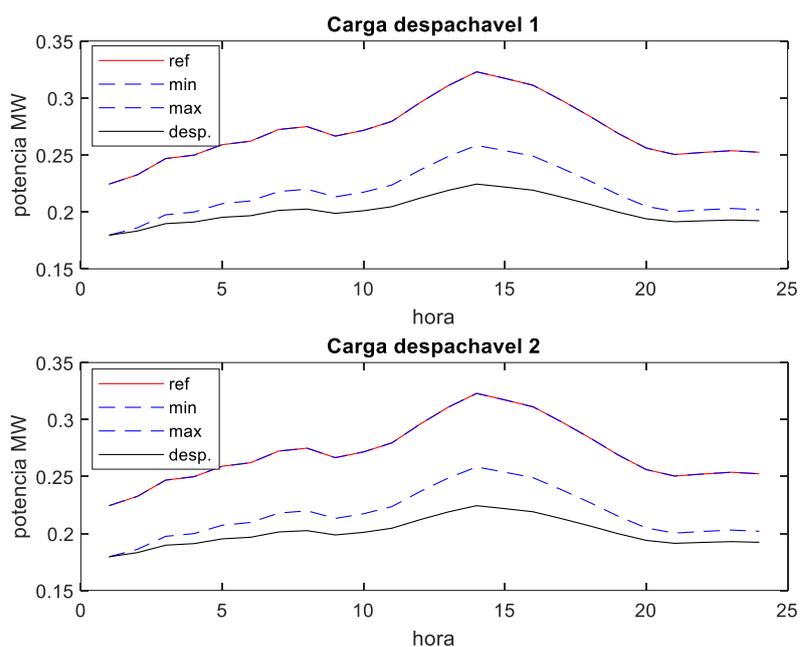


Figura 5.74 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 4

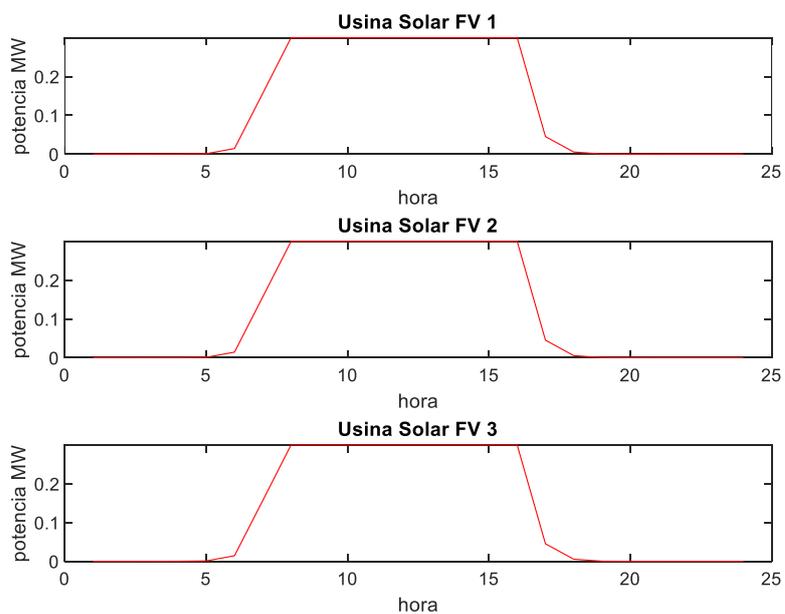


Figura 5.75 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 4

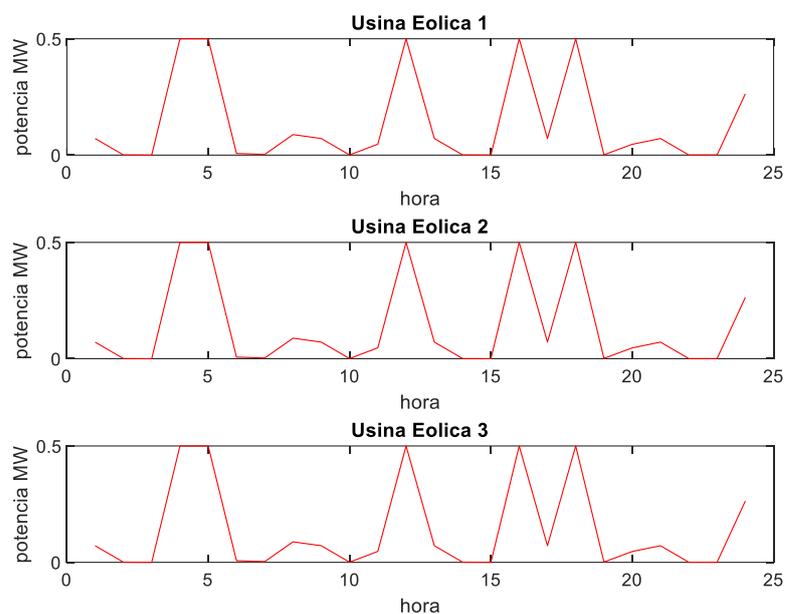


Figura 5.76 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 4

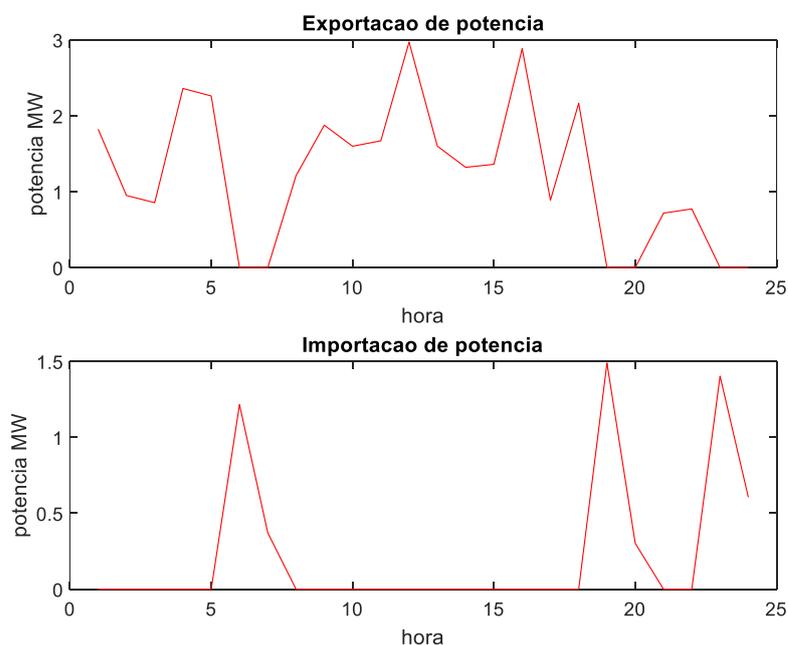


Figura 5.77 – Importação X Exportação com PS no Cenário 4

Após 9 iterações e com 158.886 avaliações da função objetivo, o lucro esperado é de R\$ 2.146,65, entretanto o lucro real é de R\$ 2.060,23. Para a resolução desse problema foi violada as restrições 46 vezes, com a violação de maior valor no cálculo da geração a biomassa, sendo de 0,795kW, representando 0,08% da potência máxima, demonstrado na Tabela 5.20.

Tabela 5.20 - Resultados do PS no Cenário 4

	PS
Tempo (s)	51,63
Iterações	9
Número de avaliação da função objetivo	158.886
Número de violações	46
Média das violações das biomassas (kW)	$6,82 \times 10^{-2}$
Média das violações das baterias (kW)	0
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$2,00 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$7,95 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	2.141,83
Lucro esperado da VPP (R\$)	2.146,65
Receita real da VPP (R\$)	2.063,81
Lucro real da VPP (R\$)	2.060,23

5.3.5. Cenário 5

Neste cenário foi avaliado o comportamento do despacho da VPP quando caracterizada como PIE e com as características dos contratos de energia sendo mais favoráveis ao proprietário da VPP, porém as variáveis estocásticas serão estimadas com auxílio da rede neural. Este cenário é similar ao cenário 2, entretanto será abordado quando não há todas as informações do problema, recorrendo à estimativa das variáveis estocásticas.

Quando é utilizado o GA para a resolução do problema, o despacho da VPP é representado nas Figuras 5.78 a 5.83. O despacho da usina a biomassa 1 oscila entre 300 kW a 780kW ao passo que a usina 2 oscila entre 510kW a 1,15MW. A bateria descarrega o mínimo possível, evitando um custo grande com o carregamento da bateria. As cargas despacháveis se mantêm com o corte de carga no valor máximo permitido durante todo o período. Enquanto as usinas fotovoltaicas e eólicas se comportam conforme mostrado nas Figuras 5.81 a 5.82. Dessa forma, a VPP se tornou um agente exportador de energia durante todo o período de estudo, atingindo um valor máximo de potência exportada de 3,3MWh.

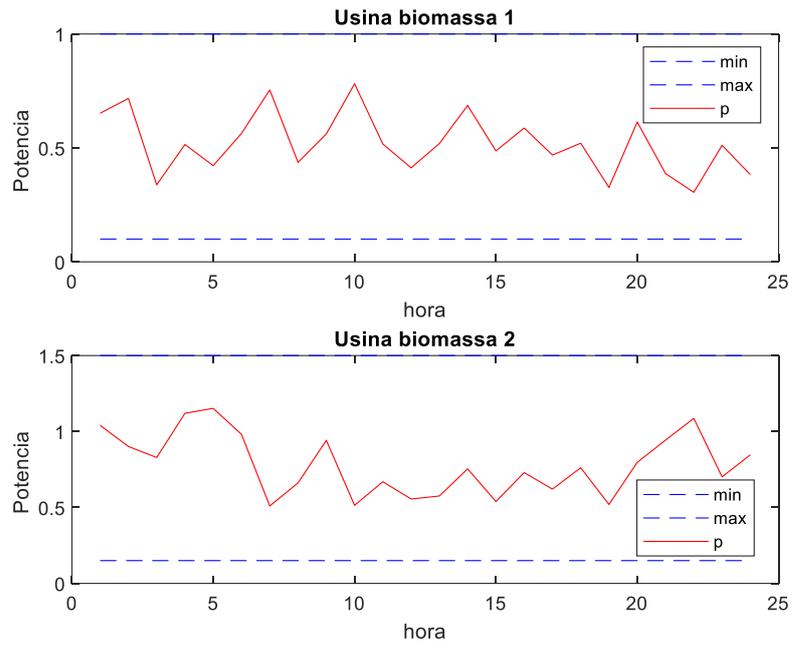


Figura 5.78 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 5

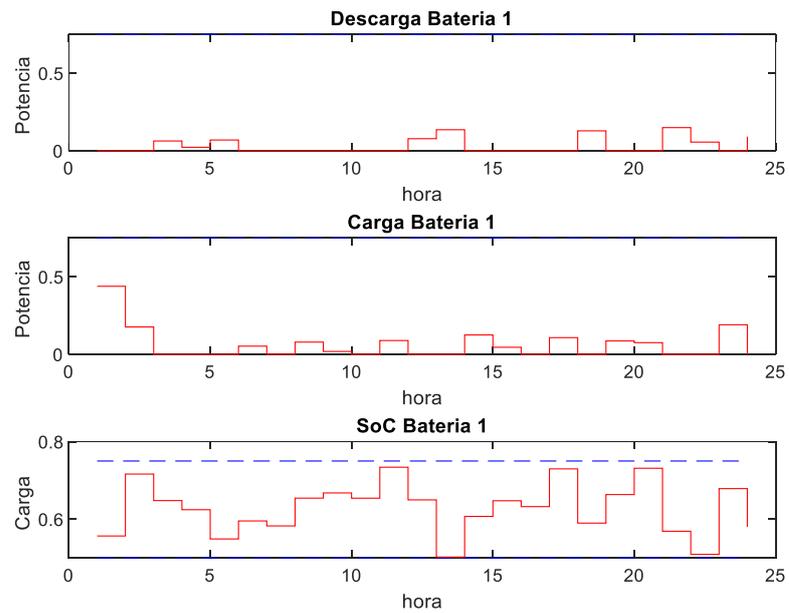


Figura 5.79 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 5

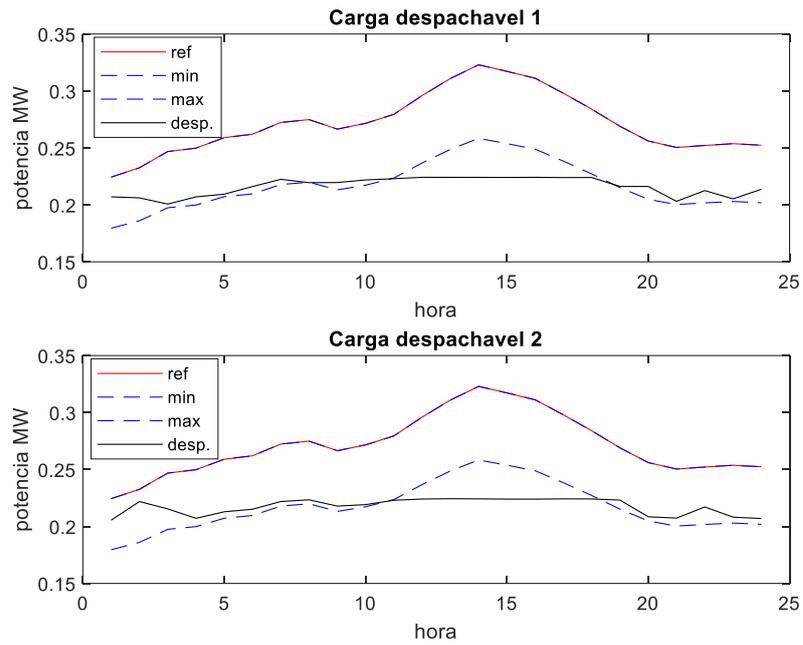


Figura 5.80 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 5

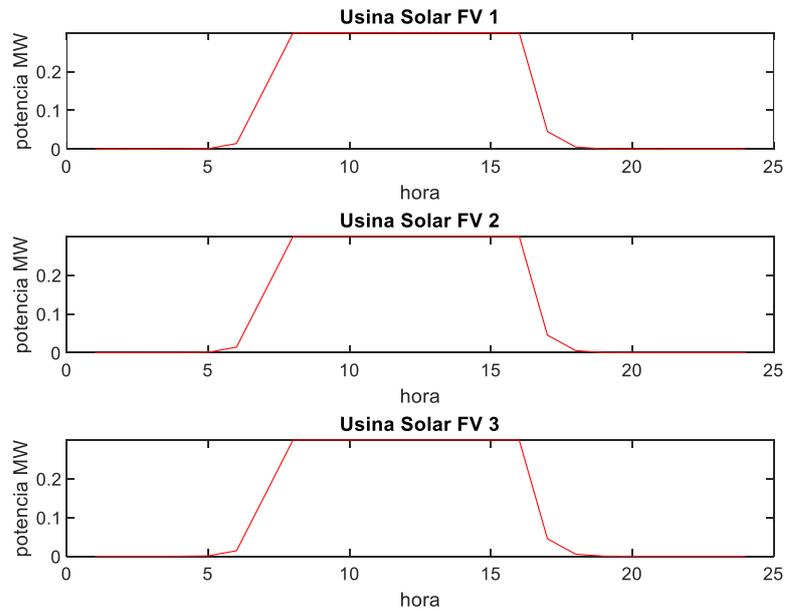


Figura 5.81 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 5

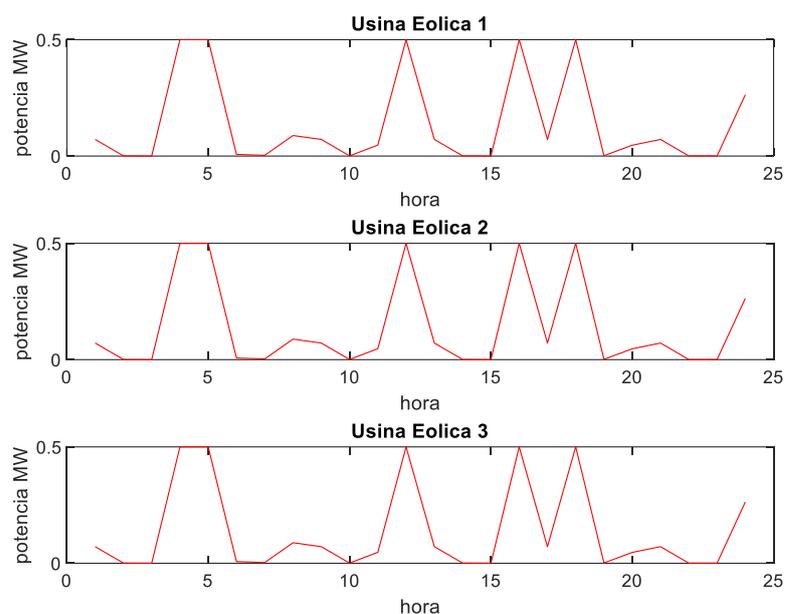


Figura 5.82 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 5

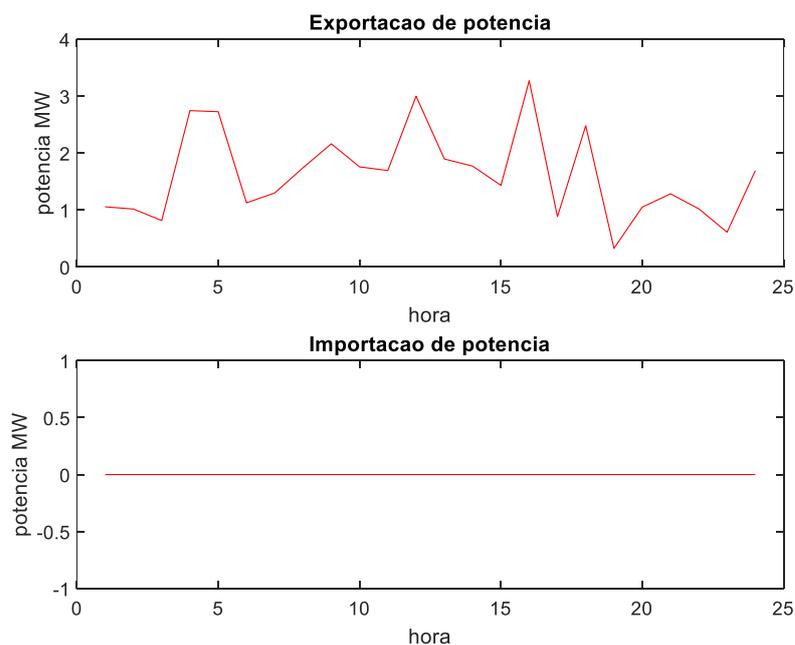


Figura 5.83 – Importação X Exportação com GA no Cenário 5

Para alcançar a solução do problema, os resultados são apresentados na Tabela 5.21. Como é possível observar, foram necessárias 1.811 gerações, tendo testado a função objetivo 453.001 vezes, onde houve 64 violações de restrições, com a violação de maior valor oriunda da geração a biomassa, com o valor de 1,15kW, equivalente a 0,11% da potência máxima. A tabela apresenta o lucro máximo esperado foi de R\$ 4.206,02, enquanto o lucro real é de R\$ 4.483,15, devido aos motivos já explanados no cenário anterior.

Tabela 5.21 - Resultados do GA no Cenário 5

	GA
Tempo (s)	135,42
Gerações	1.811
Número de avaliação da função objetivo	453.001
Número de violações	64
Média das violações das biomassas (kW)	$7,15 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$1,69 \times 10^{-3}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$1,69 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,15
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,36 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	4.618,72
Lucro esperado da VPP (R\$)	4.206,02
Receita real da VPP (R\$)	4.966,11
Lucro real da VPP (R\$)	4.483,15

O despacho da VPP com a utilização do PSO é apresentado nas Figuras 5.84 a 5.89. A Figura 5.84 apresenta o despacho das usinas a biomassa, em que a partir de 3h operam com a geração máxima de energia. A bateria despacha energia durante todo período do. As cargas despacháveis se mantêm no nível mínimo, conforme Figura 5.86. O despacho das usinas fotovoltaicas e eólicas ocorrem conforme o caso anterior e apresentado nas Figuras 5.87 e 5.88, respectivamente. O resultado é a VPP exportando energia durante todas as 24h, com seu valor máximo atingido às 12h com potência de 4,48MWh.

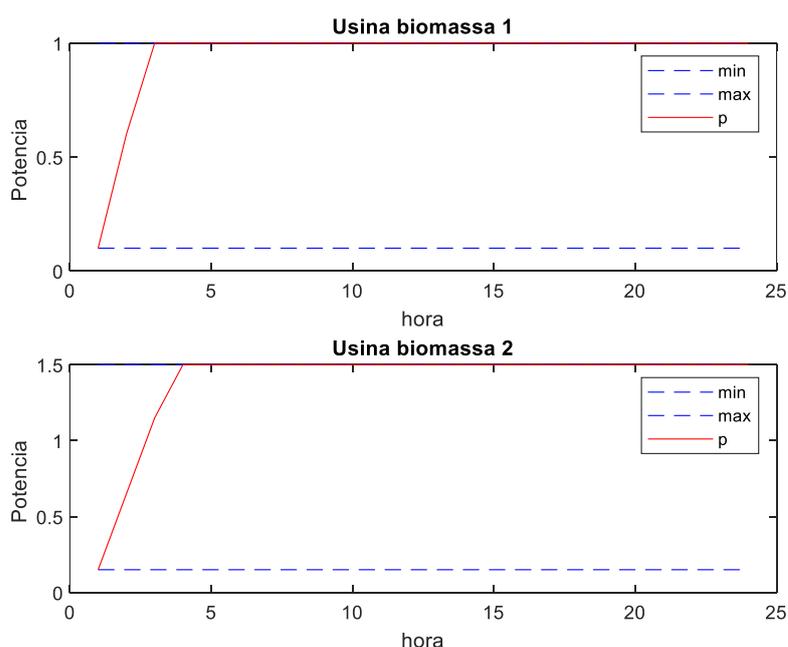


Figura 5.84 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 5

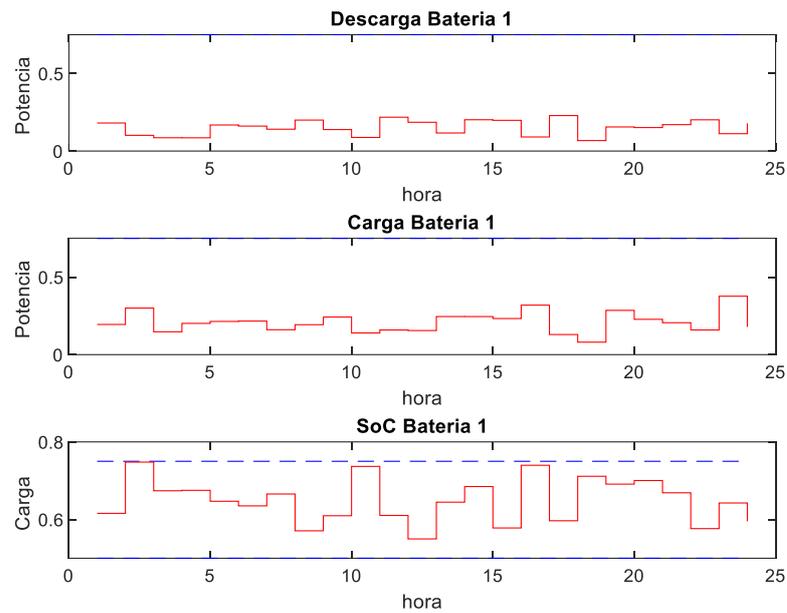


Figura 5.85 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 5

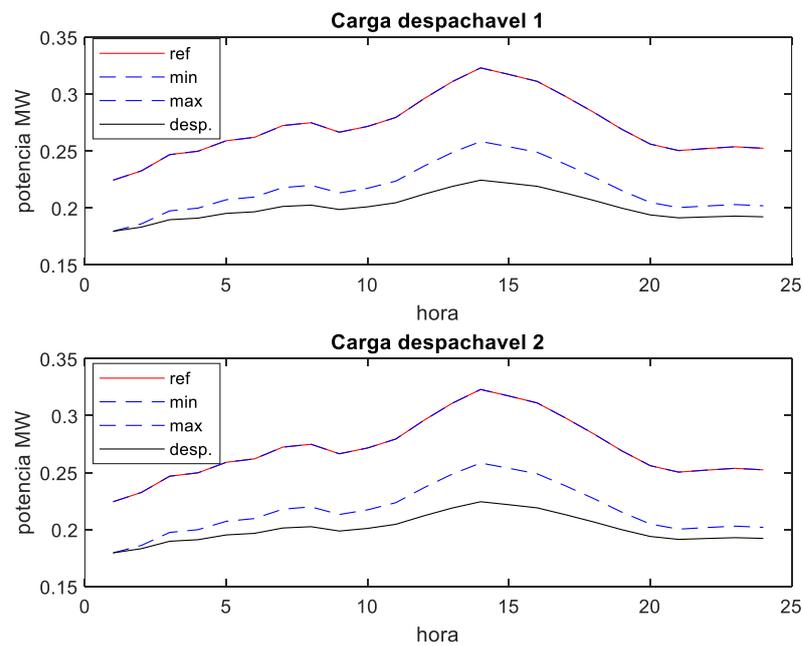


Figura 5.86 – Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 5

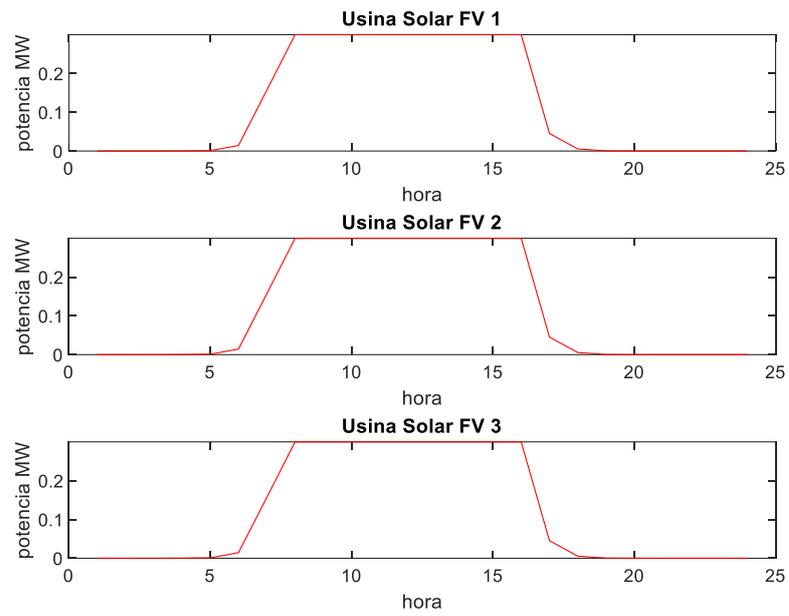


Figura 5.87 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 5

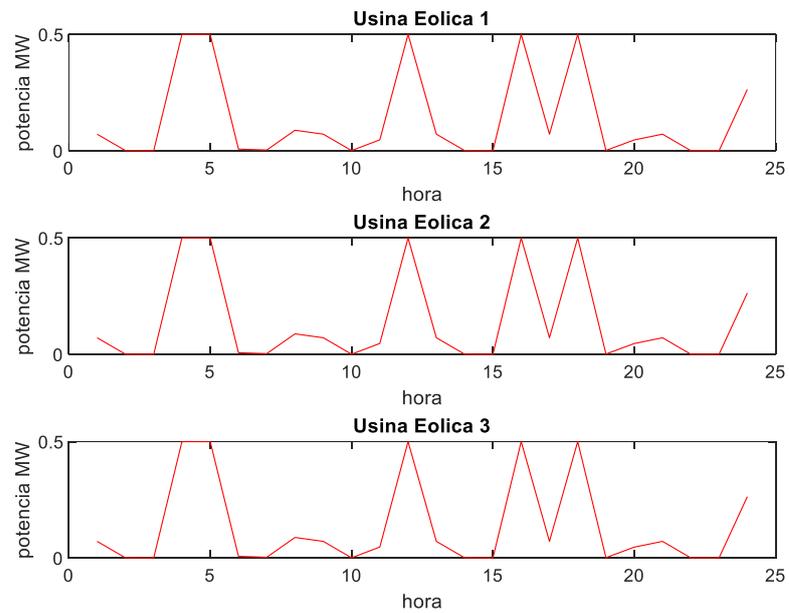


Figura 5.88 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 5

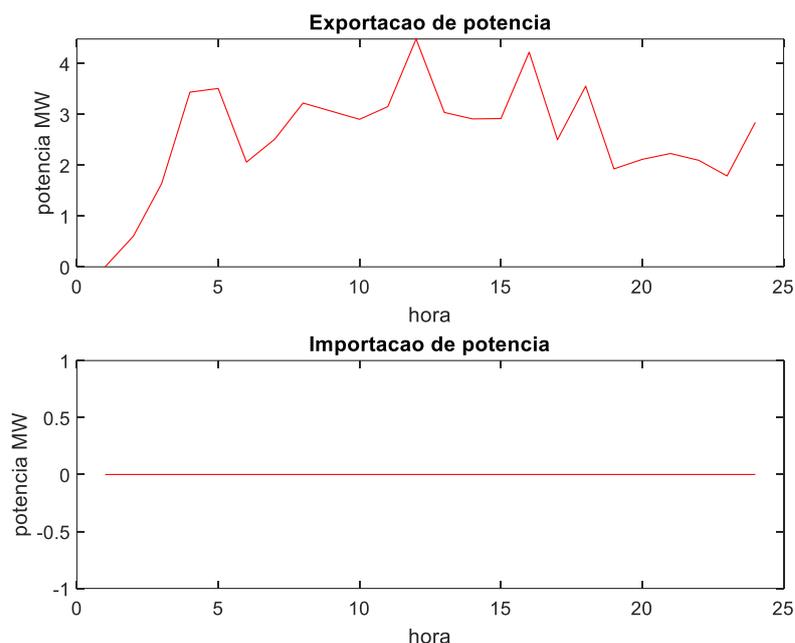


Figura 5.89 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 5

A Tabela 5.22 apresenta os valores encontrados para a solução do problema. Assim foram necessárias 9.138.180 avaliações da função objetivo, o que resultou em 9.134 iterações. Durante o processo foram encontradas 67 violações de restrições, quando a de maior valor foi a carga despachável com 0,224kW. O lucro esperado de forma maximizada foi de R\$ 10.859,80, mas o lucro real resultou em R\$ 11.324,19.

Tabela 5.22 - Resultados do PSO no Cenário 5

	PSO
Tempo (s)	975,02
Iterações	9.134
Número de avaliação da função objetivo	9.138.180
Número de violações	67
Média das violações das biomassas (kW)	$5,55 \times 10^{-3}$
Média das violações das baterias (kW)	$1,37 \times 10^{-2}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$1,57 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$9,99 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,64 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	11.214,54
Lucro esperado da VPP (R\$)	10.859,80
Receita real da VPP (R\$)	11.749,19
Lucro real da VPP (R\$)	11.324,19

Ao utilizar o PS, o resultado encontrado é ilustrado nas Figuras 5.90 a 5.95 e na Tabela 5.23. O despacho das usinas a biomassas atingiu o valor de potência máximo após a hora 3 na

usina 1 e mantém desta forma durante todo o período. A bateria não foi utilizada no despacho de energia do problema, conforme Figura 5.91. A Figura 5.92 apresenta o corte realizado na carga despachável, atingindo seu valor mínimo. Como não há controle do despacho das usinas fotovoltaica e eólico, seu valor de despacho se manteve o do caso anterior. O resultado foi que a VPP exportou energia durante todo o período de estudo, tendo seu valor de pico nas horas 12 e 16, alcançando o valor de 4,5MWh.

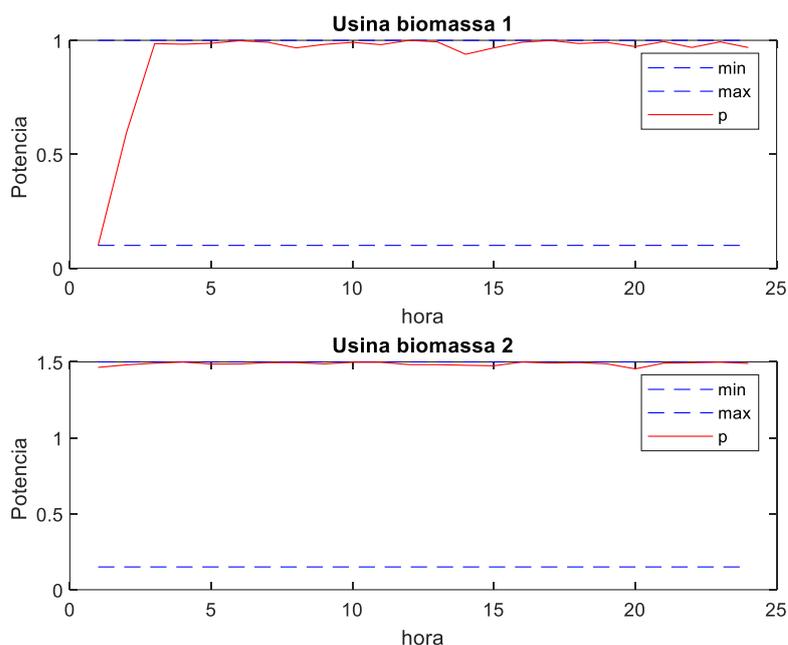


Figura 5.90 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 5

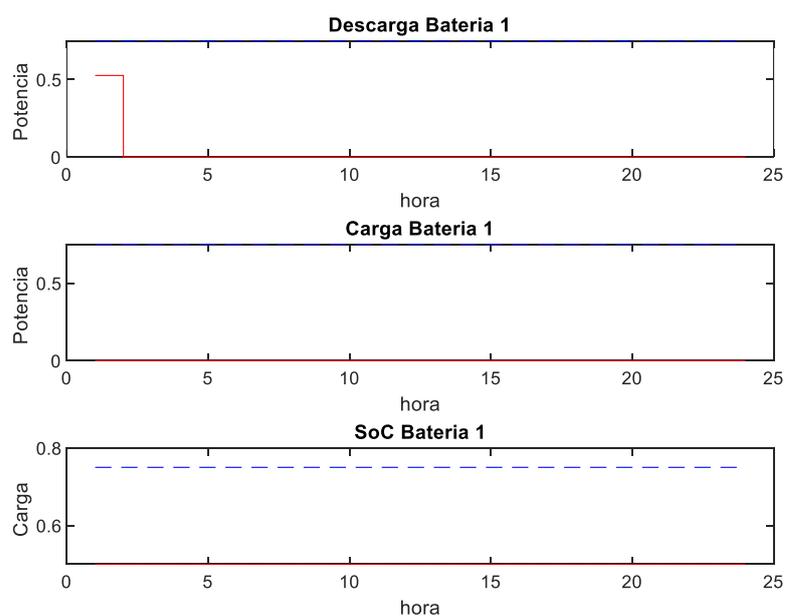


Figura 5.91 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 5

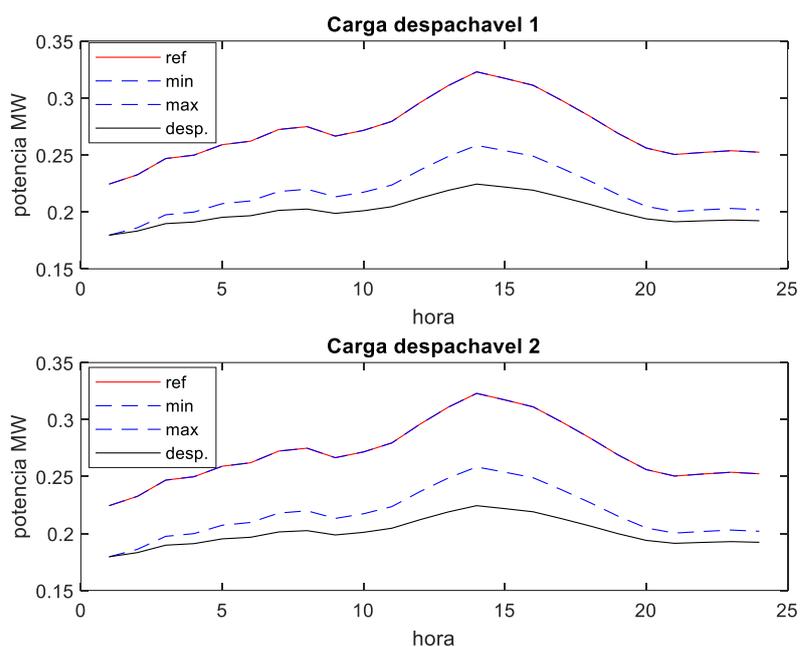


Figura 5.92 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 5

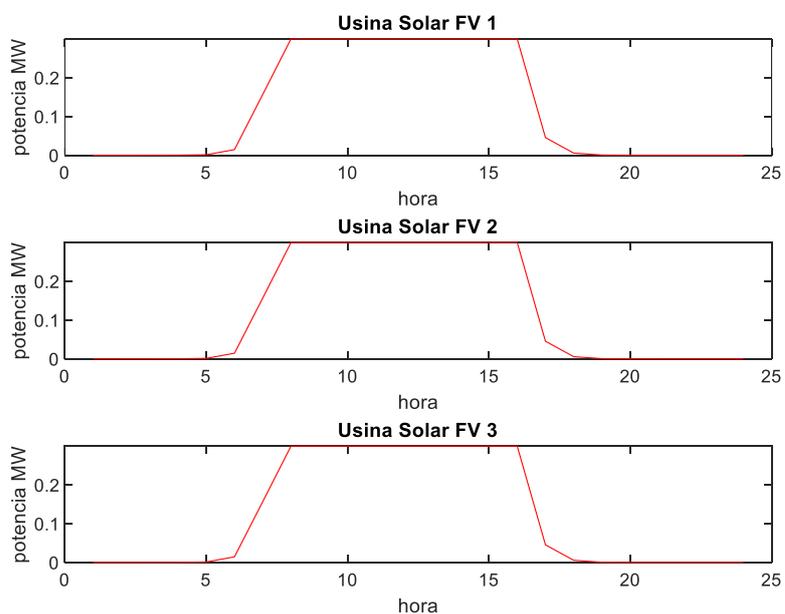


Figura 5.93 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 5

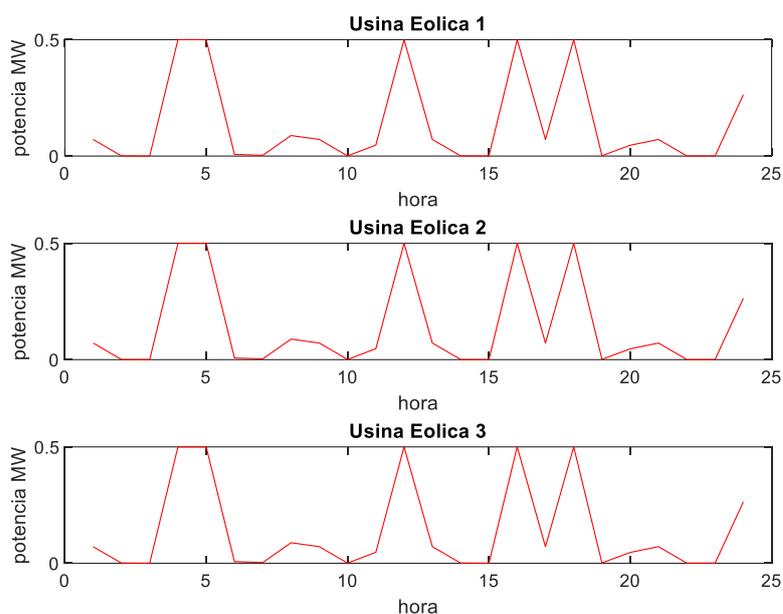


Figura 5.94 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 5

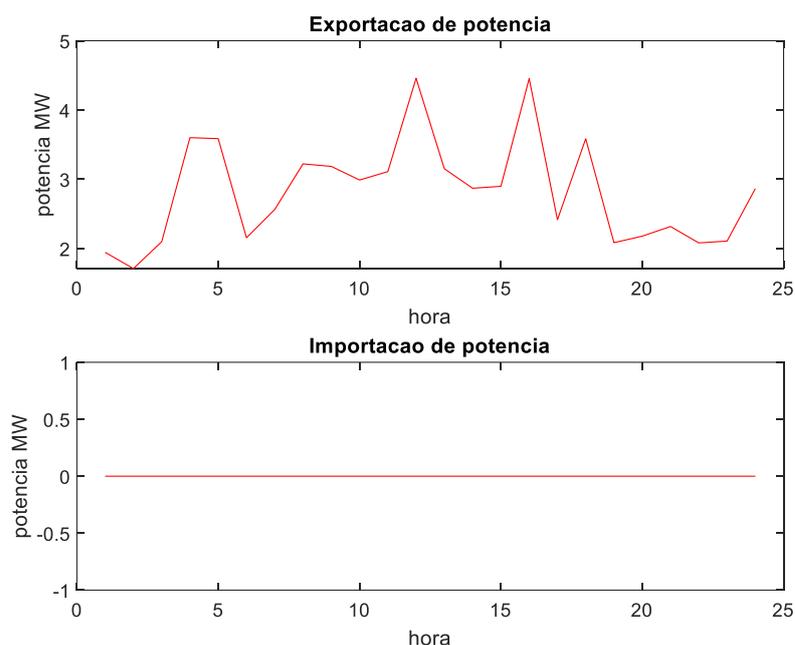


Figura 5.95 – Importação X Exportação com PS no Cenário 5

O lucro esperado obtido com o método PS foi de R\$ 11.262,24, ao passo que a receita esperada foi de R\$ 11.616,61. Entretanto o lucro real foi de R\$ 11.732,10, o que representa 96% da receita. Para isso foram necessárias 9 iterações que resultou em 131.669 testes da função objetivo. Durante esse processo, foi encontrada 46 violações de restrições, com o valor máximo de violação sendo da carga despachável, 0,224kW, conforme demonstrado na Tabela 5.23.

Tabela 5.23 - Resultados do PS no Cenário 5

	PS
Tempo (s)	62,66
Iterações	9
Número de avaliação da função objetivo	131.669
Número de violações	46
Média das violações das biomassas (kW)	$2,19 \times 10^{-2}$
Média das violações das baterias (kW)	0
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$2,00 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$1,00 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	11.616,61
Lucro esperado da VPP (R\$)	11.262,24
Receita real da VPP (R\$)	12.156,72
Lucro real da VPP (R\$)	11.732,10

5.3.6. Cenário 6

Similarmente ao cenário 3, em que a VPP atua como PIE e tem seus contratos de compra e venda de energia desfavoráveis ao proprietário da VPP. Este cenário difere do cenário 3 no ponto da aquisição das variáveis estocásticas, pois essas variáveis serão definidas através de estimativas, com auxílio de uma rede neural.

As Figuras 5.96 a 5.101 representam o despacho da VPP utilizando o GA. A usina a biomassa 1 oscila entre 290W e 810kW, enquanto a usina 2 oscilou entre 290kW e 1,29MW. A bateria é despachada durante todo o período. Conforme ilustrado na Figura 5.98, as cargas despacháveis atuam em seu valor mínimo durante a maior parte do período em estudo. O despacho das usinas fotovoltaicas e eólicas ocorrem conforme condições climáticas favoráveis e ilustrado nas Figuras 5.99 e 5.100. A VPP se torna exportadora de energia durante todo o período de estudo, atingindo o valor máximo às 12h, exportando uma potência máxima de 3,67MWh.

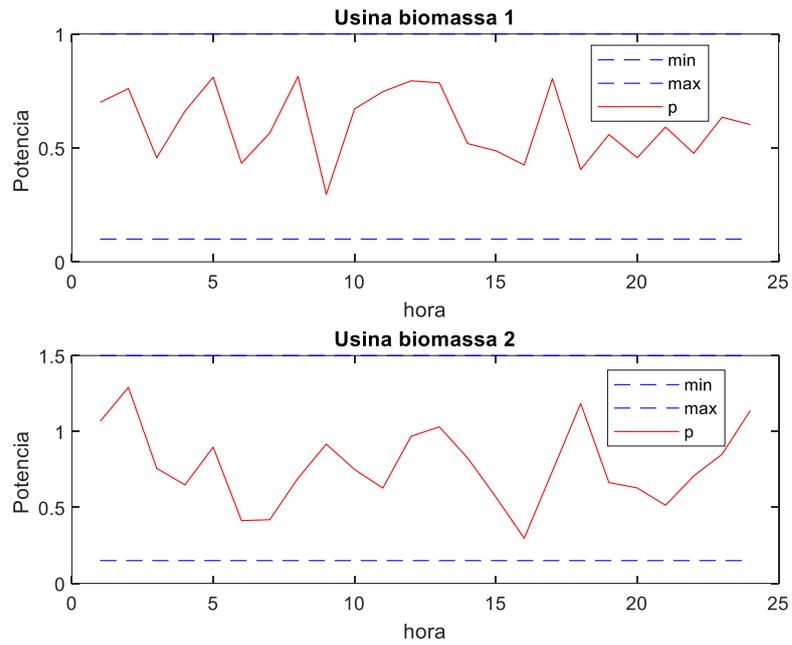


Figura 5.96 – Despacho das Usinas a Biomassa com GA no Cenário 6

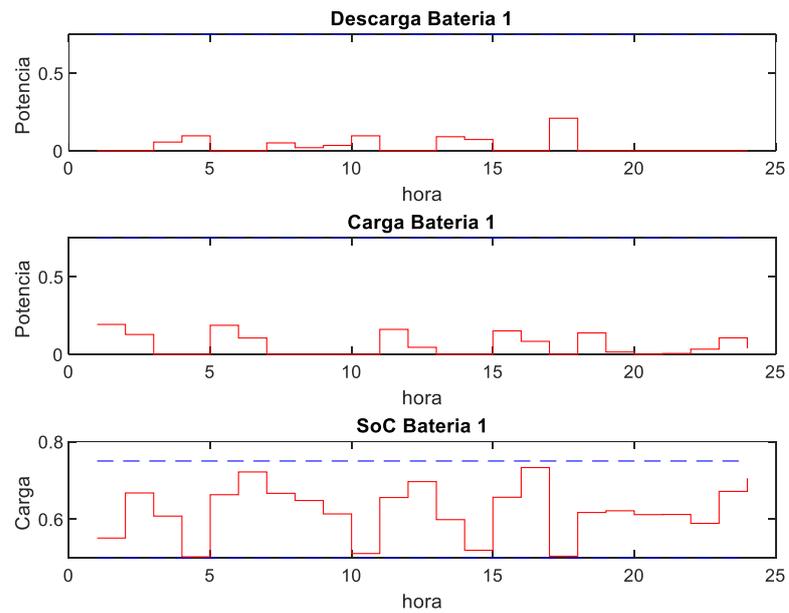


Figura 5.97 – Despacho de Bateria com GA no Cenário 6

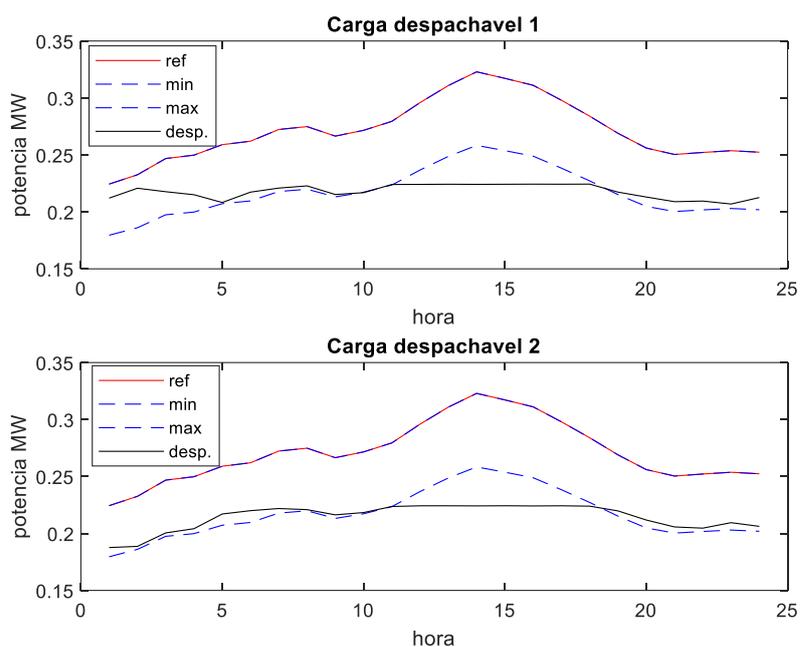


Figura 5.98 – Despacho das Cargas Despacháveis com GA no Cenário 6

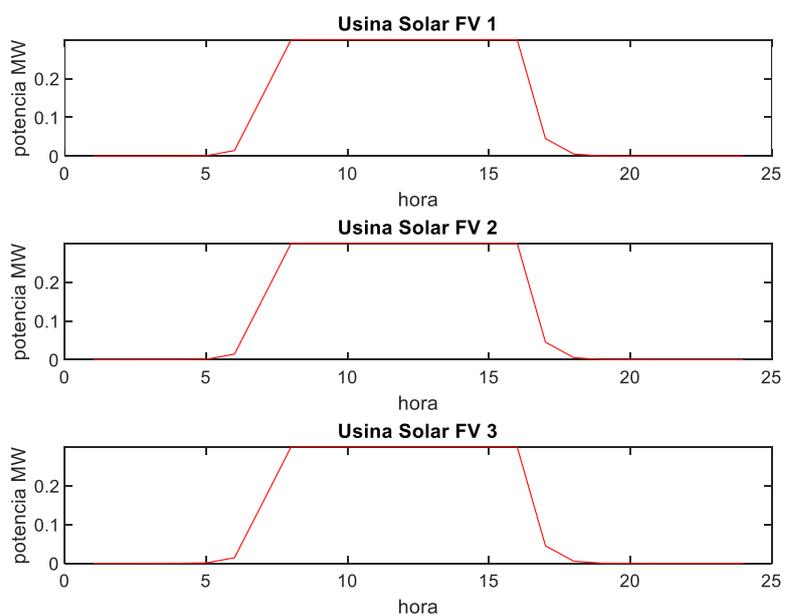


Figura 5.99 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com GA no Cenário 6

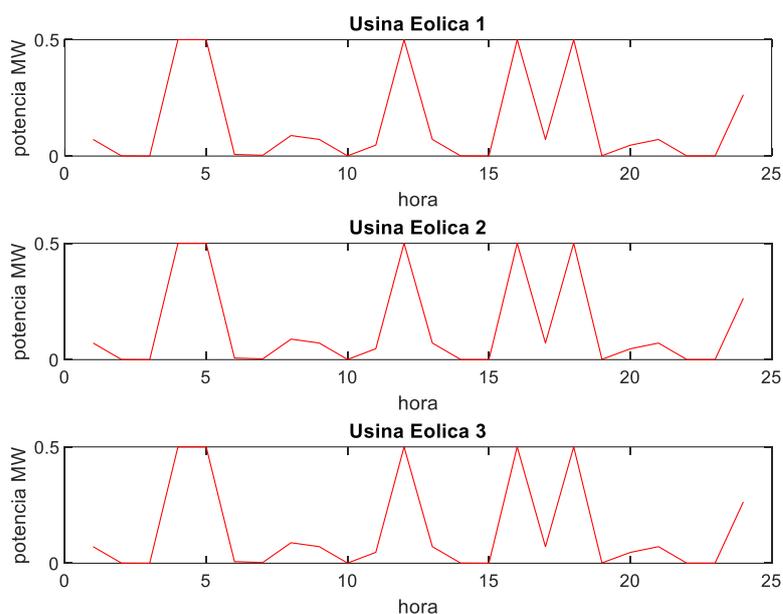


Figura 5.100 – Despacho das Usinas Eólicas com GA no Cenário 6

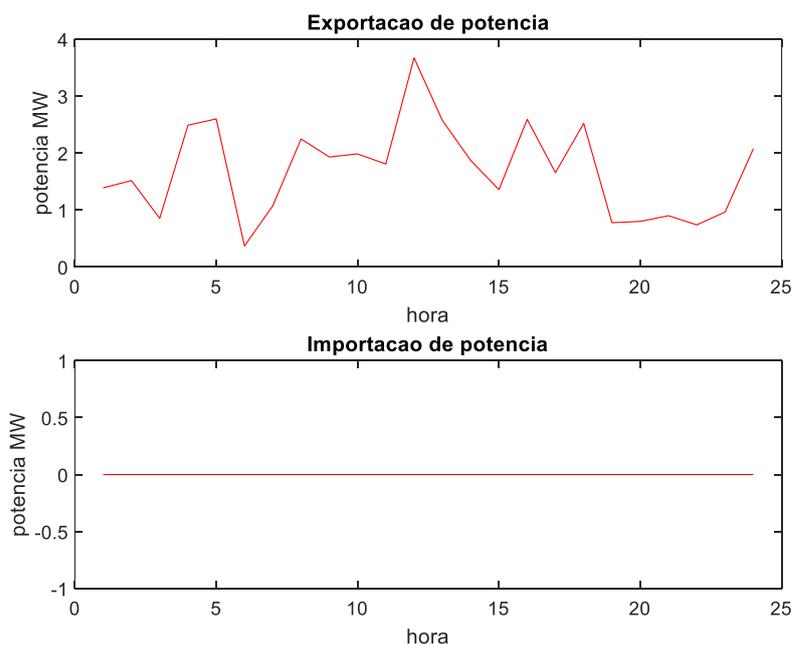


Figura 5.101 – Importação X Exportação com GA no Cenário 6

A Tabela 5.24 apresenta o resultado da otimização com o método GA. É possível observar que o GA teve 1.633 gerações, ao qual foram realizadas 408.501 avaliações da função objetivo. Foram encontradas 62 violações de restrições, onde o valor máximo atingido foi de 1,06kW no cálculo da usina a biomassa, representando 0,11% da potência máxima. Dessa forma o lucro esperado calculado foi de R\$4.507,55 (o que representa 86% da receita), entretanto o lucro real do sistema foi de R\$ 4.957,72.

Tabela 5.24 - Resultados do GA no Cenário 6

	GA
Tempo (s)	103,71
Gerações	1.633
Número de avaliação da função objetivo	408.501
Número de violações	62
Média das violações das biomassas (kW)	$6,55 \times 10^{-1}$
Média das violações das baterias (kW)	$3,56 \times 10^{-3}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$1,84 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,06
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$4,80 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	5.251,10
Lucro esperado da VPP (R\$)	4.507,55
Receita real da VPP (R\$)	5.631,02
Lucro real da VPP (R\$)	4.957,72

O despacho da VPP utilizando o PSO é representado nas Figuras 5.102 a 5.107. Observando a Figura 5.102, o despacho das usinas a biomassa utilizando o PSO, ocorre de forma similar ao cenário 5 quando também se utilizou o mesmo método. Neste caso a partir das 3h a usina 1 despachou a potência máxima, enquanto a usina 2 atingiu a potência máxima a partir das 4h. A bateria precisou despachar quase o seu volume máximo às 16h, após, reduziu-se o despacho, mas se manteve despachando durante todo o período de estudo. As cargas despacháveis, bem como o despacho das usinas fotovoltaicas e eólicas se mantiveram igual ao cenário 5. A VPP se tornou um agente exportador de energia durante todo o período estudado, sendo o seu valor de pico de exportação às 16h com aproximadamente 4,6MWh.

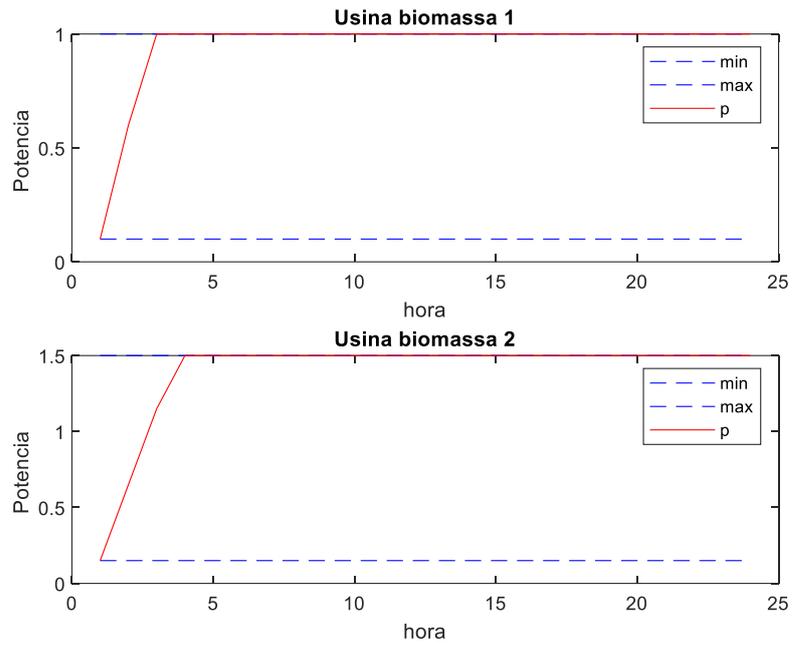


Figura 5.102 – Despacho das Usinas a Biomassa com PSO no Cenário 6

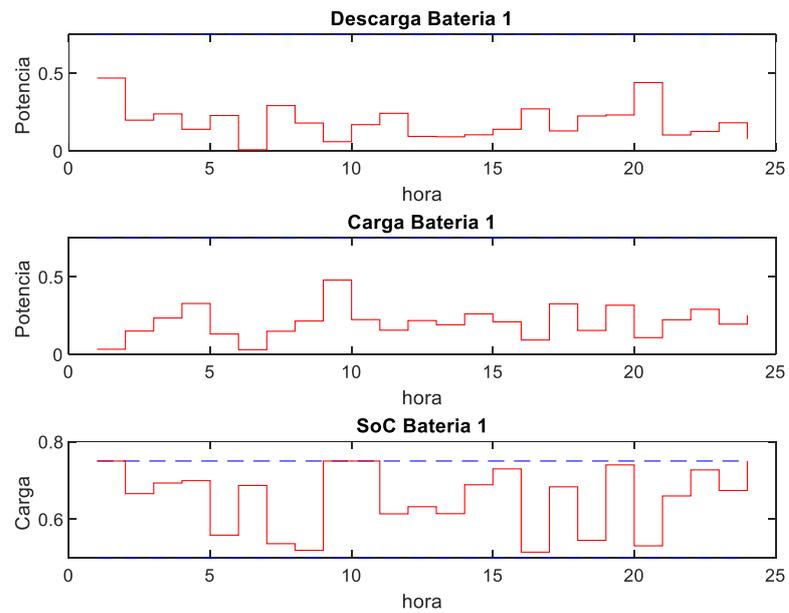


Figura 5.103 – Despacho de Bateria com PSO no Cenário 6

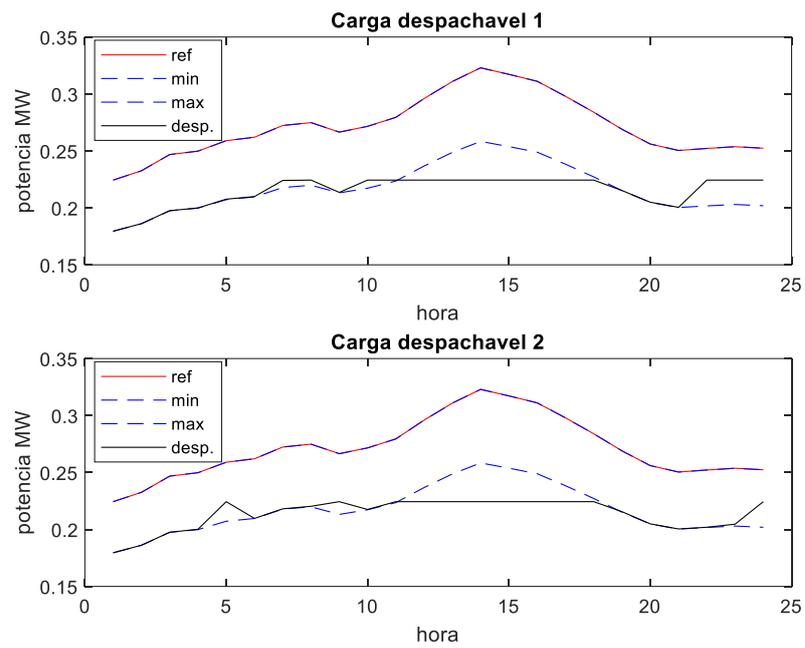


Figura 5.104 - Despacho das Cargas Despacháveis com PSO no Cenário 6

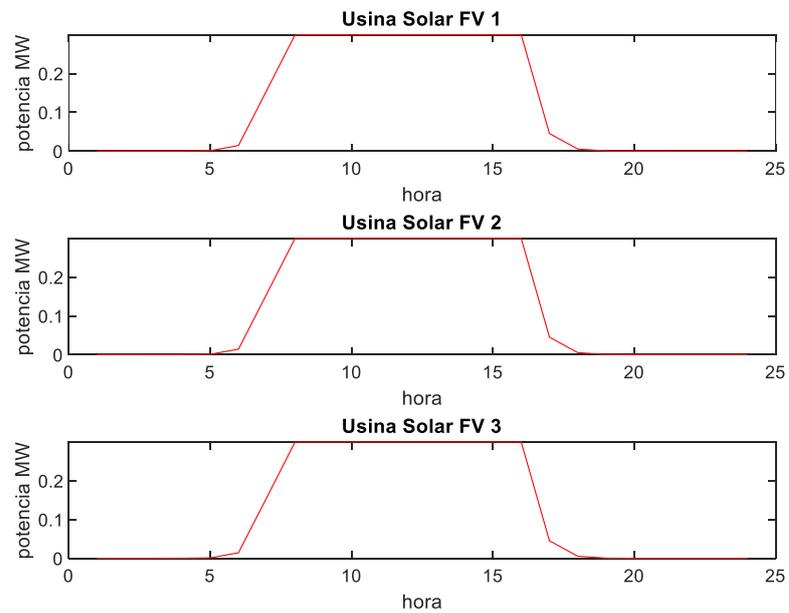


Figura 5.105 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PSO no Cenário 6

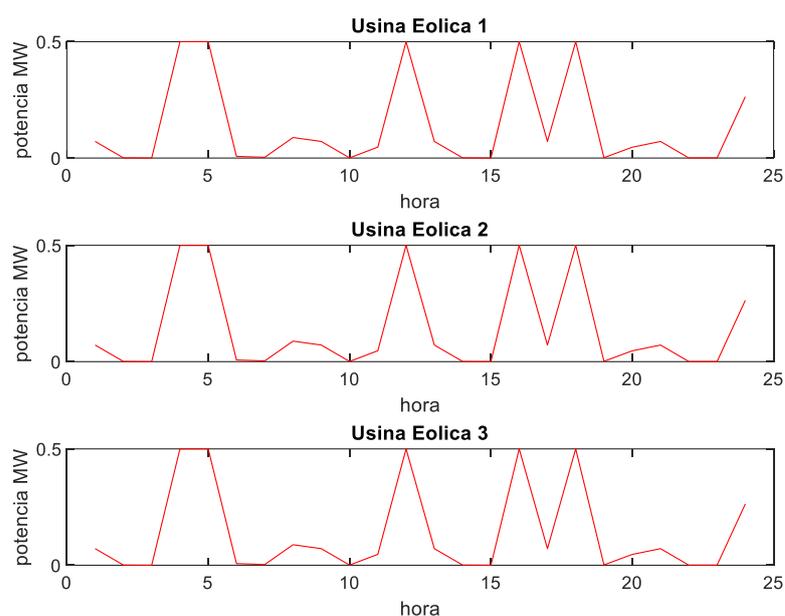


Figura 5.106 – Despacho das Usinas Eólicas com PSO no Cenário 6

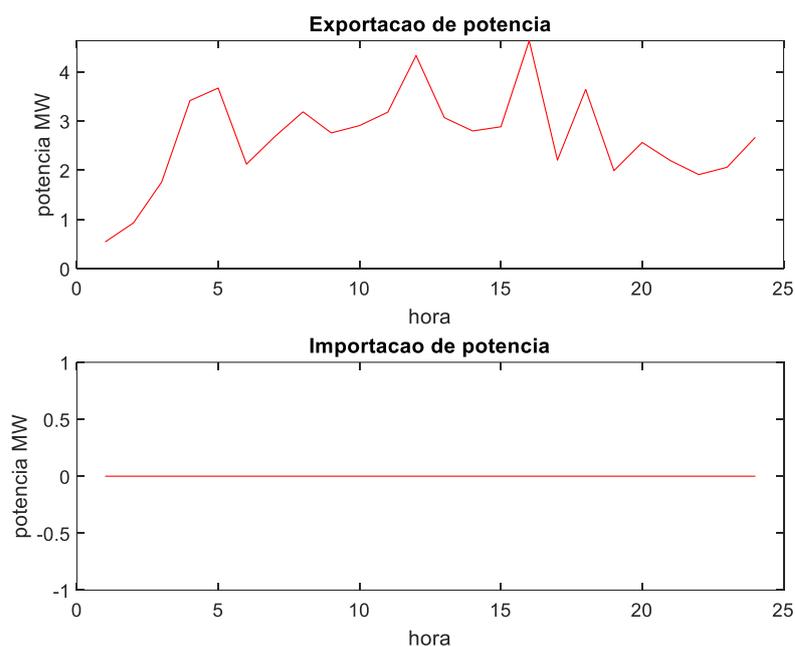


Figura 5.107 – Importação X Exportação com PSO no Cenário 6

Os resultados são apresentados na Tabela 5.25. O PSO precisou de 4.967 iterações e 4.971.174 verificações da função objetivo para alcançar o resultado. Nesse processo houve 74 violações das restrições, com a violação de maior valor de 0,224kW no cálculo da carga despachável. O lucro esperado para a VPP foi de R\$ 10.316,76, o equivalente a 93% da receita, mas o lucro real dela foi de R\$10.923,23.

Tabela 5.25 - Resultados do PSO no Cenário 6

	PSO
Tempo (s)	526,02
Iterações	4.967
Número de avaliação da função objetivo	4.971.174
Número de violações	74
Média das violações das biomassas (kW)	$8,06 \times 10^{-8}$
Média das violações das baterias (kW)	$3,26 \times 10^{-2}$
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$1,37 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$4,68 \times 10^{-7}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$3,76 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	11.072,89
Lucro esperado da VPP (R\$)	10.316,76
Receita real da VPP (R\$)	11.609,11
Lucro real da VPP (R\$)	10.923,23

O despacho utilizando o PS é apresentado nas Figuras 5.108 a 5.113. Como é possível observar, os resultados obtidos são similares ao cenário 5 quando o resultado é obtido também com o PS. Neste caso a VPP se comportou como agente exportador de energia durante todo o período de estudo, atingindo a potência de pico no valor de 4,45MWh as 12h.

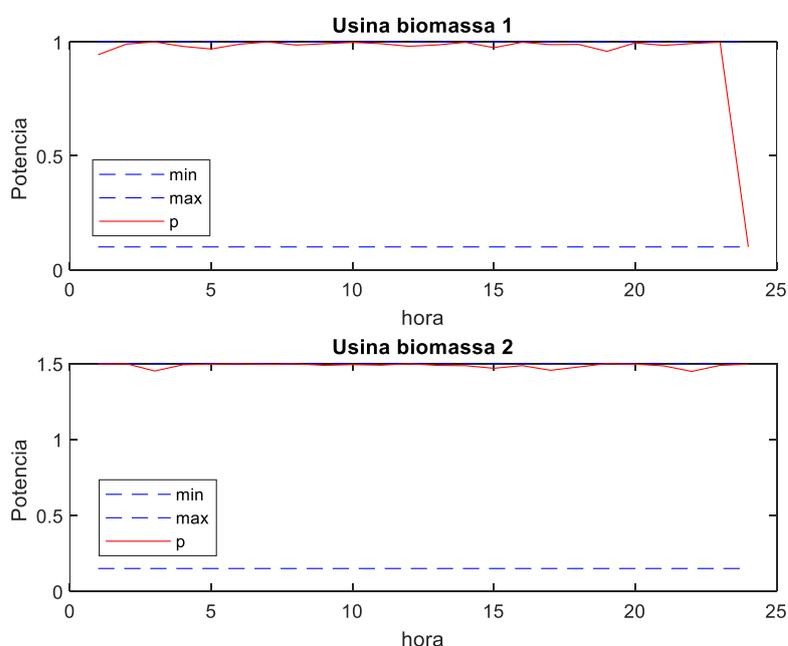


Figura 5.108 – Despacho das Usinas a Biomassa com PS no Cenário 6

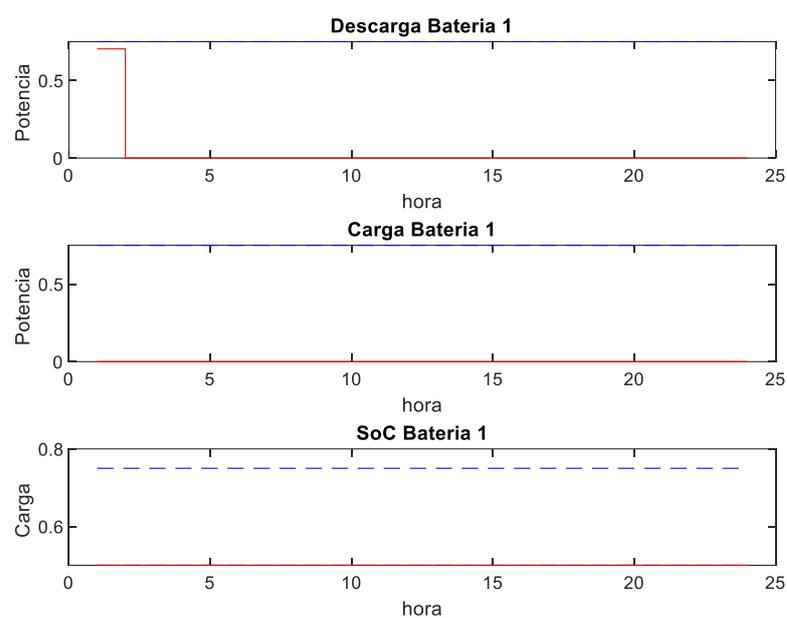


Figura 5.109 – Despacho de Bateria com PS no Cenário 6

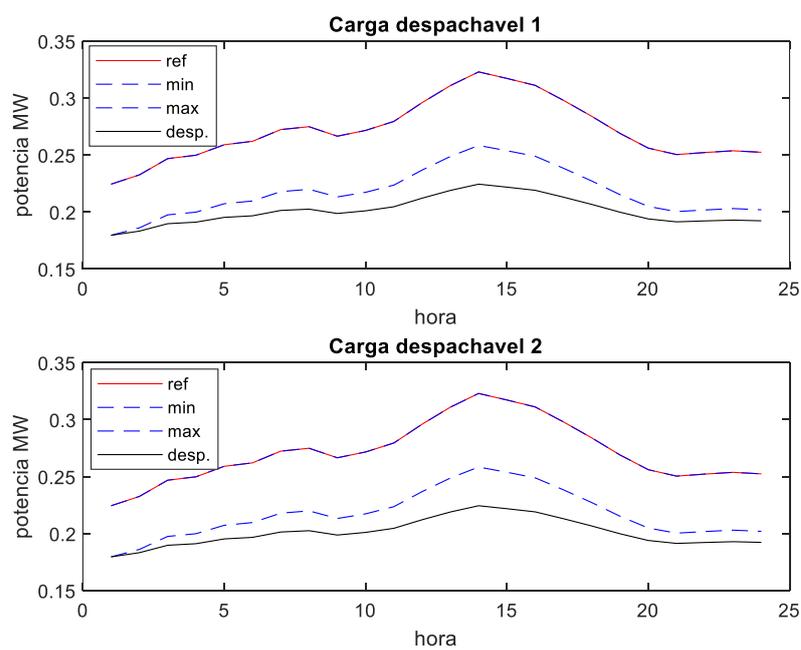


Figura 5.110 – Despacho das Cargas Despacháveis com PS no Cenário 6

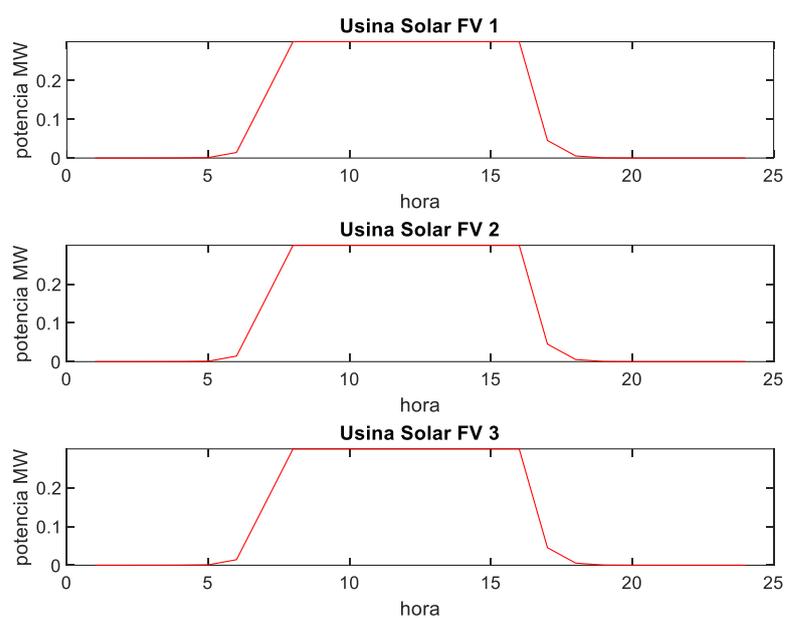


Figura 5.111 – Despacho das Usinas Fotovoltaicas com PS no Cenário 6

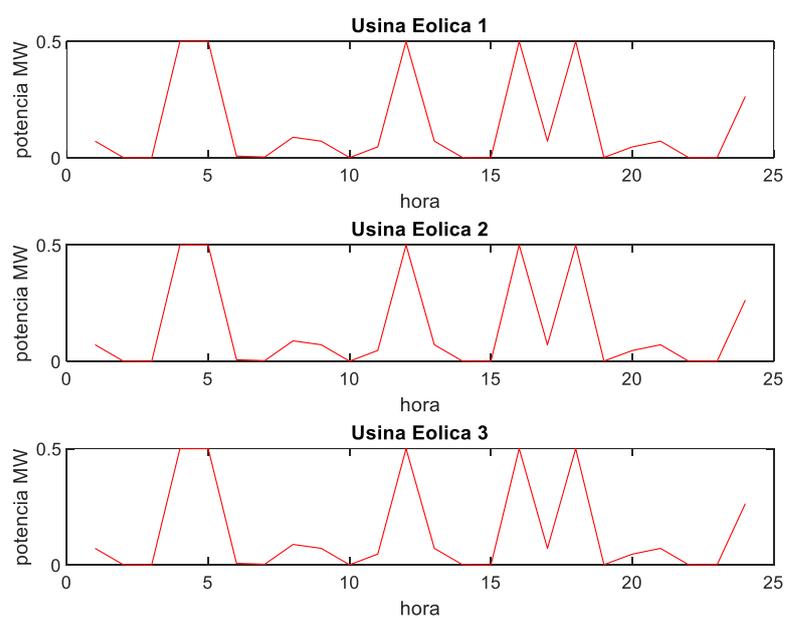


Figura 5.112 – Despacho das Usinas Eólicas com PS no Cenário 6

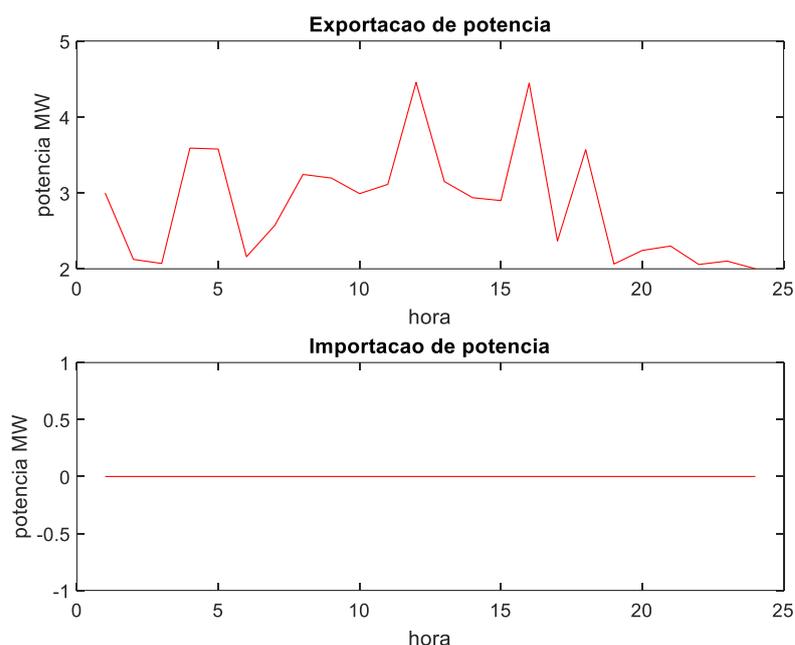


Figura 5.113 – Importação X Exportação com PS no Cenário 6

A Tabela 5.26 mostra os resultados obtidos visando a solução do problema com PS. O processo obteve 9 iterações com 135.472 avaliações da função objetivo, onde as restrições foram violadas 46 vezes, tendo como maior valor 0,224kW da carga despachável. Como resultado, o lucro esperado foi de R\$10.661,26, em que a receita foi de R\$11.398,45, entretanto o lucro real foi de R\$ 11.264,98, quando a receita real foi de R\$11.931,90.

Tabela 5.26 - Resultados do PS no Cenário 6

	PS
Tempo (s)	33,50
Iterações	9
Número de avaliação da função objetivo	135.472
Número de violações	46
Média das violações das biomassas (kW)	$2,68 \times 10^{-2}$
Média das violações das baterias (kW)	0
Média das violações das cargas despacháveis (kW)	$2,00 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$5,06 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$
Receita esperada da VPP (R\$)	11.398,45
Lucro esperado da VPP (R\$)	10.661,26
Receita real da VPP (R\$)	11.931,90
Lucro real da VPP (R\$)	11.264,98

5.4. COMPARATIVO DOS RESULTADOS

5.4.1. Cenário 1

Quando comparamos os resultados dos métodos utilizados no cenário 1, é possível observar que o PSO obteve o maior lucro, sendo aproximadamente 5 vezes o resultado obtido pelo GA. Porém, o PSO foi o que necessitou de maiores recursos computacionais, haja visto que o tempo para resolução foi de quase 18 vezes maior que o PS e 6,1 vezes o GA. O PSO utilizou um tempo maior de processamento devido ao número de avaliações da função objetivo. As avaliações foram 14,5 vezes maior que o GA, ao qual foi o segundo a ter mais avaliações da função objetivo. Com relação às violações, o PS obteve o menor número de violações, ao qual foi 1,86 vezes menor que o PSO que teve maior número de violações. O PSO apresentou 23% a mais de violações que o GA, mas o PSO e PS apresentaram a maior violação no cálculo da geração a biomassa.

Tabela 5.27 - Comparativo de Resultados no Cenário 1

	GA	PSO	PS
Tempo (s)	117,28	718,15	40,08
Gerações / Iterações	1.855	6.720	8
Número de avaliação da função objetivo	464.001	6.724.169	188.349
Número de violações	53	65	35
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,39	1,50	$8,17 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,26 \times 10^{-2}$	$3,77 \times 10^{-1}$	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,11 \times 10^{-1}$	$5,11 \times 10^{-1}$	$5,10 \times 10^{-1}$
Lucro da VPP (R\$)	265,75	1.361,34	920,62

5.4.2. Cenário 2

A Tabela 5.28 apresenta o comparativo da resolução do cenário 2. Neste cenário, o PS obteve o maior lucro, porém com pouca diferença para o PSO, sendo de aproximadamente 4% maior. Quando comparado o lucro do PS com o do GA a diferença é de 2,12 vezes. O PS obteve esse resultado com o menor custo computacional, com apenas 6% do tempo do pior caso, o PSO. Quando comparado ao GA, o tempo de processamento foi 28,87%. Esse menor tempo de processamento se deve à menor quantidade de avaliações das funções objetivo, onde o PSO avaliou 35 vezes mais que o PS e 3,25 vezes mais que o GA. O número de violações das restrições utilizando o PSO foi 2,58 vezes maior que o PS, que obteve menor número de violações, e 2,21 vezes maior que o GA.

Tabela 5.28 - Comparativo de Resultados no Cenário 2

	GA	PSO	PS
Tempo (s)	113,07	547,41	32,64
Gerações / Iterações	1.897	5.097	8
Número de avaliação da função objetivo	474.501	5.101.177	145.737
Número de violações	53	62	24
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	$9,42 \times 10^{-1}$	$9,99 \times 10^{-2}$	$7,56 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,08 \times 10^{-2}$	$2,28 \times 10^{-1}$	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,11 \times 10^{-1}$	$5,11 \times 10^{-1}$	$5,10 \times 10^{-1}$
Lucro da VPP (R\$)	5.511,99	11.272,18	11.679,67

5.4.3. Cenário 3

O comparativo dos resultados obtidos no cenário 3 é apresentado na Tabela 5.29. Neste cenário o tempo de processamento do PSO foi 4,38 vezes o tempo utilizado pelo GA e 11,24 vezes quando utilizado o PS. Isso se deve ao número de testes realizados na função objetivo, sendo 35,27 vezes a quantidade realizada no PS e 13,06 vezes o número de testes praticados pelo GA. Apesar de o PSO ter tido o maior número de violações de restrições, com 51,72% maior que o GA, o GA obteve a maior violação entre as restrições dos métodos. Como resultado, o PS obteve um maior valor de lucro, sendo 3% maior que o PSO e 2,34 vezes o lucro obtido quando utilizado o GA.

Tabela 5.29 - Comparativo de Resultados no Cenário 3

	GA	PSO	PS
Tempo (s)	135,31	592,98	52,76
Gerações / Iterações	1.562	5.100	8
Número de avaliação da função objetivo	390.751	5.104.180	144.694
Número de violações	54	58	30
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,05	$7,50 \times 10^{-7}$	$1,00 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$4,98 \times 10^{-2}$	$5,18 \times 10^{-1}$	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$5,10 \times 10^{-1}$	$5,10 \times 10^{-1}$	$5,10 \times 10^{-1}$
Lucro da VPP (R\$)	4.889,98	11.048,07	11.458,15

5.4.4. Cenário 4

Após a resolução do problema apresentado no cenário 4, o comparativo dos resultados é apresentado na Tabela 5.30. A resolução desse problema que obteve um maior custo computacional foi PSO, em que teve um tempo de processamento 5,76 vezes maior que o GA e 15,73 vezes o tempo do PS. Porém, esse tempo maior é justificável pelo número de avaliações da função objetivo que o PSO calculou quando comparado aos outros métodos. Esse número

foi 14,76 vezes o do GA e 43,82 vezes o número do PS. Isso teve como consequência o maior número de violações das restrições do PSO, tendo no total de 69, enquanto o GA obteve 64 (aproximadamente 8% a menos) e o PS registrou 46 (aproximadamente 50% a menos). Além disso, o PSO foi o que obteve a maior violação quando comparado aos outros métodos. O maior lucro registrado foi obtido quando utilizado o PSO. Este valor foi 5,82 vezes o valor obtido pelo GA e 1,10 vezes o obtido pelo PS. Quando comparado o valor esperado pelo valor real, temos no GA uma diferença de 13,36%, no PSO de aproximadamente 0,8% e com o PS de 4%.

Tabela 5.30 - Comparativo de Resultados no Cenário 4

	GA	PSO	PS
Tempo (s)	140,91	812,33	51,63
Gerações / Iterações	1.885	6.958	9
Número de avaliação da função objetivo	471.501	6.962.159	158.886
Número de violações	69	64	46
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,05	1,45	$7,95 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,06 \times 10^{-2}$	$3,26 \times 10^{-1}$	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$	$2,24 \times 10^{-1}$	$2,24 \times 10^{-1}$
Lucro esperado da VPP (R\$)	337,37	2.249,23	2.146,65
Lucro real da VPP (R\$)	389,40	2.266,74	2.060,23

5.4.5. Cenário 5

A Tabela 5.31 apresenta os resultados dos métodos utilizados para a resolução do problema apresentado no cenário 5. Neste cenário o maior lucro esperado foi obtido através do PS, o qual foi aproximadamente 1,04 vezes maior que o PSO e 2,68 vezes o valor obtido do GA. Quando comparamos o lucro esperado com o lucro real temos que no caso do GA houve uma diferença de 6,18%, no caso do PSO a diferença foi de 4,10% e no caso utilizando o PS a diferença foi de 4%. Para obtenção desse resultado, o caso que levou o maior tempo de processamento foi o PSO, esse tempo foi 15,56 vezes maior que o PS e 7,20 maior que o GA. Esse tempo se deve à quantidade de avaliações feitas na função objetivo, onde o PSO avaliou 20,17 vezes mais que o GA e 69,40 vezes o número de avaliações do PS. A diferença entre o PSO e GA do número de violações de restrições registradas foi de 4,5%, porém quando se compara o PSO com o PS, foi de 31,34% maior.

Tabela 5.31 - Comparativo de Resultados no Cenário 5

	GA	PSO	PS
Tempo (s)	135,42	975,02	62,66
Gerações / Iterações	1.811	9.134	9
Número de avaliação da função objetivo	453.001	9.138.180	131.669
Número de violações	64	67	46
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,15	$9,99 \times 10^{-2}$	$1,00 \times 10^{-1}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$1,36 \times 10^{-2}$	$1,64 \times 10^{-1}$	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$	$2,24 \times 10^{-1}$	$2,24 \times 10^{-1}$
Lucro esperado da VPP (R\$)	4.206,02	10.859,80	11.262,24
Lucro real da VPP (R\$)	4.483,15	11.324,19	11.732,10

5.4.6. Cenário 6

O comparativo dos resultados alcançados nos métodos estudados no cenário 6 são apresentados na Tabela 5.32. O PSO necessitou de um maior tempo de processamento para obtenção de uma solução. Esse tempo foi 15,70 vezes maior que o utilizado pelo PS e 5,07 vezes o tempo de processamento do GA. Isso porque o número de avaliações da função objetivo que foi realizada pelo PSO foi 12,17 vezes maior que a avaliação do GA e 36,69 vezes o PS. Tendo como consequência também maior número de violações de restrições quando se utilizou o PSO, tendo 74 violações. Quando comparado com o GA, temos um valor 16,22% menor que o PSO e comprando com o PS o valor é de 37,84%. Entretanto, o valor da maior violação obtida entre as soluções foi registrado no cálculo da geração da biomassa quando utilizado o GA. O maior lucro esperado foi obtido através do PS. Esse valor foi de 1,03 vezes o valor encontrado com o PSO e 2,36 vezes o valor encontrado com o GA. Ao comparar o lucro esperado com o lucro real registrou-se uma diferença de 9,08% utilizando o GA, com o PSO o valor foi de 5,55% e ao utilizar o PS a diferença foi de 5,36%.

Tabela 5.32 - Comparativo de Resultados no Cenário 6

	GA	PSO	PS
Tempo (s)	103,71	526,02	33,50
Gerações / Iterações	1.633	4.967	9
Número de avaliação da função objetivo	408.501	4.971.174	135.472
Número de violações	62	74	46
Valor máximo de violação na biomassa (kW)	1,06	$4,68 \times 10^{-7}$	$5,06 \times 10^{-2}$
Valor máximo de violação na bateria (kW)	$4,80 \times 10^{-2}$	$3,76 \times 10^{-1}$	0
Valor máximo de violação na carga despachável (kW)	$2,24 \times 10^{-1}$	$2,24 \times 10^{-1}$	$2,24 \times 10^{-1}$
Lucro esperado da VPP (R\$)	4.507,55	10.316,76	10.661,26
Lucro real da VPP (R\$)	4.957,72	10.923,23	11.264,98

6. CONCLUSÕES

A demanda por energia é crescente no sistema elétrico brasileiro. Com isso, os recursos energéticos distribuídos apresentam um crescimento ao longo dos últimos anos. A expectativa é que esse crescimento seja acelerado à medida que novos investimentos sejam necessários, visando atender às novas demandas energéticas. Outro ponto relevante para esse crescimento é o avanço tecnológico e a introdução de tecnologias de informação e comunicação no sistema elétrico.

As formas de agregação de REDs são importantes para mitigação das falhas, em especial a intermitência da geração fotovoltaica e eólica. As usinas virtuais de energia são uma forma de agregação ainda não implementada no setor elétrico brasileiro. Entretanto, conforme apresentado ao longo deste trabalho, a VPP pode se tornar em um importante agente no setor energético.

Este trabalho apresentou propostas de caracterização da VPP como um agente no setor de comercialização de energia. A VPP foi caracterizada como autoprodutor de energia e produtor independente de energia. Além disso, foi apresentado e testado modelagens de VPP, como os agentes caracterizados. As simulações foram elaboradas em linguagem MATLAB.

Visando planejar o despacho de energia da VPP ao sistema elétrico, seis cenários distintos apresentados e testados. Para a simulação foram utilizados métodos GA, PSO e PS, com os parâmetros descritos no trabalho. Conforme as simulações executadas, o modelo de VPP proposto apresentou lucro para as 24h estudadas.

Os métodos utilizados para o despacho obtiveram resultados satisfatórios, com robustez e simplicidade aplicável para a complexidade do problema. O método ao qual teve maior destaque foi o PSO, haja visto que, apesar do maior esforço computacional, devido ao maior número de avaliações executadas durante o processo de resolução do problema. Esse método obteve os maiores valores de lucro em alguns cenários testados. Este maior número de

avaliações efetuadas na função objetiva resulta em um nível de acurácia mais alto, haja visto que o critério de parada é o número de iterações sem alteração, dessa forma o resultado se torna mais confiável.

Com relação aos modelos de VPP testados, ambos demonstraram serem lucrativos. Entretanto, a VPP modelada como PIE demonstrou-se mais lucrativa, devido à maior liberdade de comercialização da energia gerada. Apesar de ser mais lucrativa, esse agente apresenta maiores riscos, haja visto que as tarifas negociadas podem ser desfavoráveis e os contratos de compra de energia devem atender toda a demanda das cargas pertencentes a VPP.

Finalmente, visando avaliar o comportamento do despacho quando as variáveis estocásticas forem estimadas, foram investigados cenários aos quais essas variáveis foram obtidas através de uma rede neural. Neste cenário, foi possível observar a importância de uma estimativa com alta precisão, visando uma definição assertiva do planejamento do despacho, bem como o lucro obtido nesse cenário.

6.1. PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Pode-se afirmar que este trabalho possui as seguintes contribuições:

- Caracterização da VPP no setor elétrico brasileiro;
- Proposta de modelagem da VPP como agente autoprodutor de energia;
- Proposta de modelagem da VPP como agente produtor independente de energia;
- Investigação de metodologia que satisfaça o problema de despacho de energia da VPP.

6.2. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Visando a continuidade da pesquisa, esta pode-se desdobrar em:

- Análise de viabilidade econômica da implementação da VPP;

- Impactos da VPP na rede de distribuição;
- Contribuição da VPP na melhoria de energia com o fornecimento de serviços ancilares;
- Modelagem probabilística das variáveis estocásticas no despacho da VPP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2031", Nota Técnica, 2021.
- [2] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético", Nota de Discussão, 2018.
- [3] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Balanço Energético Nacional", 2021.
- [4] S. M. Nosratabadi, R. Hooshmand, E. Gholipour, "A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 67, 2017, pp. 341-363, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.025>.
- [5] H. Saboori, M. Mohammadi and R. Taghe, "Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types," 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2011, pp. 1-4, <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2011.5749026>.
- [6] R. B. Romano et. al., "Infraestrutura Avançada de Medição (AMI)," Com.br, 18-Dec-2015. [Online]. Disponível em <<https://www.osestoreletrico.com.br/infraestrutura-avancada-de-medicao-ami/>>, Acesso em 16/07/2021.
- [7] A. H. Elgamal, G. Kocher-Oberlehner, V. Robu, M. Andoni, "Optimization of a multiple-scale renewable energy-based virtual power plant in the UK", *Applied Energy*, Vol. 256, 2019, 113973, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113973>.
- [8] A. G. Zamani, A. Zakariazadeh, S. Jadid, A. Kazemi, "Stochastic operational scheduling of distributed energy resources in a large scale virtual power plant", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 82, 2016, pp. 608-620, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.024>.
- [9] J. Zhu, P. Duan, M. Liu, Y. Xia, Y. Guo and X. Mo, "Bi-Level Real-Time Economic Dispatch of VPP Considering Uncertainty," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 15282-15291, 2019, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2894687>.

- [10] S. Monie, A. M. Nilsson, J. Widén, M. Åberg, "A residential community-level virtual power plant to balance variable renewable power generation in Sweden", *Energy Conversion and Management*, Vol. 228, 2021, 113597, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113597>.
- [11] E. N. Sosnina, A. V. Shalukho and I. A. Lipuzhin, "Virtual power plant static stability assessment," 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), 2016, pp. 932-936, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796510.
- [12] N. Naval, R. Sánchez, J. M. Yusta, "A virtual power plant optimal dispatch model with large and small-scale distributed renewable generation", *Renewable Energy*, Vol. 151, 2020, pp. 57-69, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.144>.
- [13] J. Naughton, H. Wang, S. Riaz, M. Cantoni, P. Mancarella, "Optimization of multi-energy virtual power plants for providing multiple market and local network services", *Electric Power Systems Research*, Vol. 189, 2020, 106775, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106775>.
- [14] M. Braun, "Virtual power plants in real applications: Pilot demonstrations in Spain and England as part of the european project FENIX", Fraunhofer IWES, 2009.
- [15] C. Kieny, B. Berseneff, N. Hadjsaid, Y. Besanger and J. Maire, "On the concept and the interest of virtual power plant: Some results from the European project Fenix," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275526>.
- [16] B. Zhou, X. Liu, Y. Cao, C. Li, C. Y. Chung, K. W. Chan, "Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost", *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2016, pp. 712-725, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0103>.
- [17] S. Yu, F. Fang, Y. Liu, J. Liu, "Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures", *Applied Energy*, Vol. 239, 2019, pp. 454-470, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.224>.
- [18] L. F.M. van Summeren, A. J. Wiczorek, G. J.T. Bombaerts, G. P.J. Verbong, "Community energy meets smart grids: Reviewing goals, structure, and roles in Virtual Power Plants in

- Ireland, Belgium and the Netherlands", *Energy Research & Social Science*, Vol. 63, 2020, 101415, ISSN 2214-6296, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101415>.
- [19] M. Loßner, D. Böttger, T. Bruckner, "Economic assessment of virtual power plants in the German energy market — A scenario-based and model-supported analysis", *Energy Economics*, Vol. 62, 2017, pp. 125-138, ISSN 0140-9883, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.12.008>.
- [20] A. Banswar, N. K. Sharma, Y. R. Sood, R. Shrivastava, "Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets", *Energy Strategy Reviews*, Vol. 18, 2017, pp.es 106-120, ISSN 2211-467X, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.009>.
- [21] L. Yavuz, A. Önen, S. Muyeen and I. Kamwa, "Transformation of microgrid to virtual power plant – a comprehensive review", *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2019, 13: 1994-2005. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5649>.
- [22] D. S. Ramos, T. E. D. C. Huayllas, M. M. Filho, M. T. Tolmasquim, "New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 117, 2020, 109468, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109468>.
- [23] T. K. V. Hernández, "Uma proposta de integração da geração distribuída, por meio das usinas virtuais, ao sistema elétrico do estado de São Paulo", *Dissertação, Universidade de São Paulo (USP)*, 2015.
- [24] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2030", 2021.
- [25] BRASIL, Decreto n. 5.163, de 30 de jul. de 2004, "Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências", D.O.U de 30/07/2004, pág. nº 1, Legislação Federal.
- [26] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa nº 482", 2012.
- [27] M. T. Tolmasquim, "Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro", 2o ed. Rio de Janeiro: Synergia, EPE, 2015.

- [28] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 674”, 2005.
- [29] L. Mehigan, J.P. Deane, B.P.Ó. Gallachóir, V. Bertsch, "A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems", *Energy*, Vol. 163, 2018, pp. 822-836, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.022>.
- [30] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 687”, 2015.
- [31] W. L. Theo, J. S. Lim, W. S. Ho, H. Hashim, C. T. Lee, "Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 67, 2017, pp. 531-573, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.063>.
- [32] A. Colmenar-Santos, C. Reino-Rio, D. Borge-Diez, E. Collado-Fernández, "Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 59, 2016, pp. 1130-1148, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.023>.
- [33] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (PDGD)", Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/painel-de-dados-de-micro-e-minigeracao-distribuida-pdgd->>, Acesso em 19/09/21.
- [34] ABGD, Associação Brasileira de Geração Distribuída, Disponível em: <<https://www.abgd.com.br/portal/>>, Acesso em 19/09/21.
- [35] S. A. Kalogirou, "Engenharia de Energia Solar Processos e Sistemas", Ed. Elsevier, 2016.
- [36] J. R. S. Moreira, "Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética", Ed. LTC, 2017.
- [37] M. Pinto, "Fundamentos de Energia Eólica", Ed LTC, 2013.
- [38] M. A. dos Santos, "Fontes de Energia Nova e Renovável", Ed. LTC, 2013
- [39] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Plano Nacional de Energia 2030", 2007.
- [40] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 394”, 1998.

- [41] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, "Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas", 2003.
- [42] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Sistema de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento", Nota Técnica, 2019.
- [43] CGEE, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, "Redes elétricas inteligentes: contexto nacional", 2012.
- [44] M. Naglic and A. Souvent, "Concept of SmartHome and SmartGrids integration," 2013 4th International Youth Conference on Energy (IYCE), 2013, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/IYCE.2013.6604199>.
- [45] FERC, Federal Energy Regulatory Commission, "Assessment of Demand Response & Advanced Metering", Staff Report, 2009.
- [46] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético", Nota Técnica, 2019.
- [47] D. F. Baptista, "Estrutura da tarifa branca de energia elétrica no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica", Dissertação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC), 2016.
- [48] A. Faruqi, R. M. Hledik, J. Tsoukalis, "The Power of Dynamic Pricing", SSRN, 2009, <https://ssrn.com/abstract=1340594> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1340594>.
- [49] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley, "Microgrids and Active Distribution Networks", The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2009.
- [50] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "The opportunities for future virtual power plant in the power market, a view point," 2009 International Conference on Clean Electrical Power, 2009, pp. 448-452, doi: 10.1109/ICCEP.2009.5212014.
- [51] S. Essakiappan, E. Shoubaki, M. Koerner, J. -F. Rees and J. Enslin, "Dispatchable Virtual Power Plants with forecasting and decentralized control, for high levels of distributed energy resources grid penetration," 2017 IEEE 8th International Symposium on Power

Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017, pp. 1-8, doi: 10.1109/PEDG.2017.7972554.

- [52] N. Etherden, V. Vyatkin and M. H. J. Bollen, "Virtual Power Plant for Grid Services Using IEC 61850," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 1, pp. 437-447, Feb. 2016, doi: 10.1109/TII.2015.2414354.
- [53] M. Kolenc, N. Ihle, C. Gutsch, P. Nemček, T. Breitzkreuz, K. Gödderz, N. Suljanović, M. Zajc, "Virtual power plant architecture using OpenADR 2.0b for dynamic charging of automated guided vehicles", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 104, 2019, pp. 370-382, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.07.032>.
- [54] H. Nezamabadi, M. Setayesh Nazar, "Arbitrage strategy of virtual power plants in energy, spinning reserve and reactive power markets", *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016, pp. 750-763, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0402>.
- [55] D. Unger, L. Spitalny and J. M. A. Myrzik, "Voltage control by small hydro power plants integrated into a virtual power plant," 2012 *IEEE Energytech*, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/EnergyTech.2012.6304637.
- [56] P. Piya, M. Ebrahimi, M. Karimi-Ghartemani and S. A. Khajehoddin, "Fault Ride-Through Capability of Voltage-Controlled Inverters," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 10, pp. 7933-7943, Oct. 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2803765.
- [57] D. Zeng, J. Guo, M. Ding and D. Geng, "Fault ride-through capability enhancement by adaptive voltage support control for inverter interfaced distributed generation," 2015 5th *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2015, pp. 1924-1928, doi: 10.1109/DRPT.2015.7432588.
- [58] J. Yu, Y. Jiao, M. Ni and W. Yu, "VPP frequency response feature based on distributed control strategy," 2016 *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/CICED.2016.7576386.
- [59] D. Wozabal, G. Rameseder, "Optimal bidding of a virtual power plant on the Spanish day-ahead and intraday market for electricity", *European Journal of Operational Research*, Vol.

280, Issue 2, 2020, pp. 639-655, ISSN 0377-2217, <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2019.07.022>.

- [60] N. Borges, J. Soares, Z. Vale, "A Robust Optimization for Day-ahead Microgrid Dispatch Considering Uncertainties", *IFAC-PapersOnLine*, Vol. 50, Issue 1, 2017, pp. 3350-3355, ISSN 2405-8963, <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.521>.
- [61] W. S. Sakr, H. A. A. el-Ghany, R. A. EL-Sehiemy and A. M. Azmy, "A Day-ahead Optimal RERs Scheduling Approach for Virtual Power Plants Considering Different Loading Conditions," 2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2019, pp. 784-789, doi: 10.1109/MEPCON47431.2019.9007996.
- [62] J. Soares, M. A. F. Ghazvini, Z. Vale, P.B. de M. Oliveira, "A multi-objective model for the day-ahead energy resource scheduling of a smart grid with high penetration of sensitive loads", *Applied Energy*, Vol. 162, 2016, pp.1074-1088, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.181>.
- [63] S. Hedayeghparast, A. S. Farsangi, H. Shayanfar, "Day-ahead stochastic multi-objective economic/emission operational scheduling of a large scale virtual power plant", *Energy*, Vol. 172, 2019, pp. 630-646, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.143>.
- [64] M.M. Aman, G.B. Jasmon, A.H.A. Bakar, H. Mokhlis, "A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm", *Energy*, Vol. 66, 2014, pp. 202-215, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.037>.
- [65] F. A. Mohamed, H. N. Koivo, "System modelling and online optimal management of MicroGrid using Mesh Adaptive Direct Search", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 32, Issue 5, 2010, pp. 398-407, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.11.003>.
- [66] M. J. Kasaei, M. Gandomkar, J. Nikoukar, "Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant", *Renewable Energy*, Vol. 114, Part B, 2017, pp. 1180-1188, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.010>.

- [67] BRASIL, Lei n. 8.631, de 4 de mar. de 1993, "Lei da Reforma Tarifária", D.O.U de 05/03/1993, pág. nº 2597, Legislação Federal.
- [68] BRASIL, Lei n. 8.987, de 13 de fev. de 1995, "Lei das Concessões ", D.O.U de 14/02/1995, pág. nº 1917, Legislação Federal.
- [69] BRASIL, Lei n. 9.074, de 07 de jul. de 1995, "Estabelece Normas para Outorga e Prorrogações das Concessões e Permissões de Serviços Públicos e Dá Outras Providências", D.O.U de 08/07/1995, pág. nº 10125, Legislação Federal.
- [70] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>, Acesso em 29/12/21.
- [71] BRASIL, Decreto n. 5.177, de 12 de ago. de 2004, "Organização, As Atribuições e o Funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE", D.O.U de 16/08/2004, pág. nº 5, Legislação Federal.
- [72] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa nº 654", 2015.
- [73] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Submódulo 1.6 - Comercialização Varejista", Procedimento de Comercialização, 2022.
- [74] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa nº 570", 2013.
- [75] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Módulo 3 - Contratação de Energia", Procedimento de Comercialização, 2021.
- [76] BRASIL, Medida Provisória n. 579, de 11 de set. de 2012, "Dispõe Sobre as Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, Sobre a Redução dos Encargos Setoriais, Sobre a Modicidade Tarifária e Dá Outras Providências", D.O.U. DE 12/09/2012, pág. nº 1, Legislação Federal.
- [77] BRASIL, Decreto n. 7.805, de 14 de set. de 2012, "Regulamenta a MP N. 579, de 11 de set. de 2012, Que Dispõe Sobre as Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, Sobre a Redução dos Encargos Setoriais, Sobre a Modicidade Tarifária e Dá Outras Providências", D.O.U. DE 17/09/2012, pág. nº 2, Legislação Federal.

- [78] BRASIL, Lei n. 12.783, de 11 de jan. de 2013, "Dispõe Sobre as Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, Sobre a Redução dos Encargos Setoriais, Sobre a Modicidade Tarifária e Dá Outras Providências", D.O.U de 14/01/2013, pág. nº 1, Legislação Federal.
- [79] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>>, Acesso em 30/12/21.
- [80] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Contratos", Regras de Comercialização, 2021.
- [81] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/leilao-mercado>>, Acesso em 31/12/21.
- [82] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Submódulo 3.1 - Contratos de Ambiente Livre", Procedimento de Comercialização, 2022.
- [83] BRASIL, Lei n. 9.427, de 26 de dez. de 1996, "Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Disciplina o Regime das Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e Dá Outras Providências", D.O.U de 27/12/1996, pág. nº 28653, Legislação Federal.
- [84] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Balanço Energético", Regras de Comercialização, 2020.
- [85] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Módulo 5 - Mercado de Curto Prazo", Procedimento de Comercialização, 2021.
- [86] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Preço de Liquidação das Diferenças", Regras de Comercialização, 2021.
- [87] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa nº 622", 2014.
- [88] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Glossário de Termos da CCEE", 2007.
- [89] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Mecanismo de Venda de Excedentes", Regras de Comercialização, 2021.

- [90] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 545”, 2013.
- [91] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, "Submódulo 1.5 - Desligamento da CCEE", Procedimento de Comercialização, 2022.
- [92] G. Sozzi, "Formação do Preço de Energia Convencional nas Transações entre Agentes no Mercado de Curto Prazo Brasileiro", Dissertação, Universidade de São Paulo (USP), 2014.
- [93] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 858”, 2019.
- [94] BRASIL, Lei n. 14.300, de 06 de jan. de 2022, "Institui o Marco Legal da Microgeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) e Dá Outras Providências”, D.O.U de 07/01/2022, pág. nº 4, Legislação Federal.
- [95] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 517”, 2012.
- [96] OpenADR Alliance, "OpenADR 2.0b standard specifications", 2016.
- [97] M. Fortes, V. H. Ferreira, N. Vilaça, V. Figueiredo, L. Oliveira, W. Correia, O. Pacheco, "Smart City - Caso da Implementação em Búzios", SODEBRAS, pp. 16-22, 2014.
- [98] J. Momoh, "Smart grid: Fundamentals of Design and Analysis", Wiley-IEEE Press, New York, NY, 1 edition, 2012.
- [99] M. Rahimi, F. J. Ardakani, A. J. Ardakani, "Optimal stochastic scheduling of electrical and thermal renewable and non-renewable resources in virtual power plant", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 127, 2021, 106658, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106658>.
- [100] H. A. Aalami, S. Nojavan, "Retracted: Energy storage system and demand response program effects on stochastic energy procurement of large consumers considering renewable generation", IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, pp. 107-114, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0473>
- [101] L. Ju, Z. Tan, J. Yuan, Q. Tan, H. Li, F. Dong, "A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind–photovoltaic–energy

- storage system considering the uncertainty and demand response", *Applied Energy*, Vol. 171, 2016, pp. 184-199, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.020>.
- [102] H. Pandžić, I. Kuzle, T. Capuder, "Virtual power plant mid-term dispatch optimization", *Applied Energy*, Vol. 101, 2013, pp. 134-141, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.05.039>.
- [103] S. Sadeghi, H. Jahangir, B. Vatandoust, M. A. Golkar, A. Ahmadian, A. Elkamel, "Optimal bidding strategy of a virtual power plant in day-ahead energy and frequency regulation markets: A deep learning-based approach", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 127, 2021, 106646, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106646>.
- [104] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Caderno de Parâmetros de Custo de Geração e Transmissão", Plano Decenal de Energia 2031, 2022.
- [105] Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito, Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico>, Acesso em 17/01/22.
- [106] Photovoltaic Geographical Information System, Disponível em: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/>, Acesso em 17/01/22.
- [107] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Metodologia para criação de séries horarias de geração distribuída fotovoltaica por subsistema", Informe Técnico, 2021.
- [108] A. A. Augusto, J. C. S. de Souza, M. B. do Coutto Filho, H. R. de Oliveira Rocha, J. E. V. Tafur, "Optimized Capacitor Placement Considering Load and Network Variability", *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 1, pp. 1-12, 2020.
- [109] A. Mamid, "Time Series Forecasting Using Artificial Neural Networks", Disponível em: <https://www.abhishekmamidi.com/2019/12/time-series-forecasting-using-artificial-neural-networks.html>>, Acesso em 27/09/22.
- [110] J. Dréo, et al, "Metaheuristics for Hard Optimization", Ed. Springer, 2006.
- [111] A. A. Augusto, "Correção de parâmetros de redes elétricas utilizando metaheurísticas", Dissertação, Universidade Federal Fluminense (UFF), 2011.

- [112] D.E. Goldberg, "Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning", Addison Wesley, Boston, 1989.
- [113] MATHWORKS, "Global Optimization Toolbox User's Guide", Version 4.5, 2021.
- [114] F. W. Glover, G.A. Kochenberger, "Handbook of metaheuristics", Springer, New York, NY, 2013.
- [115] Z. Michwelicz, "Genetic algorithms + data structures = evolution programs", Springer, 3rd ed, 1996.
- [116] M. Clerc, "Particle Swarm Optimization", Ed. ISTE Ltda, 2006
- [117] E. H. Houssein, A. G. Gad, K. Hussain, P. N. Suganthan, "Major Advances in Particle Swarm Optimization: Theory, Analysis, and Application", Swarm and Evolutionary Computation, Vol. 63, 2021, 100868, ISSN 2210-6502, <https://doi.org/10.1016/j.swevo.2021.100868>.
- [118] F. Kang, J. Li, H. Li, "Artificial bee colony algorithm and pattern search hybridized for global optimization", Applied Soft Computing, Vol. 13, Issue 4, pp. 1781-1791, ISSN 1568-4946, 2013, <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2012.12.025>.
- [119] M. E. Pedersen, "Good Parameters for Particle Swarm Optimization." Luxembourg: Hvas Laboratories, 2010.
- [99] M. Rahimi, F. J. Ardakani, A. J. Ardakani, "Optimal stochastic scheduling of electrical and thermal renewable and non-renewable resources in virtual power plant", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 127, 2021, 106658, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106658>.
- [120] R. M. Lewis, V. Torczon, M. W. Trosset, "Direct search methods: then and now", Journal of Computational and Applied Mathematics, Vol. 124, Issues 1–2, 2000, pp. 191-207, ISSN 0377-0427, [https://doi.org/10.1016/S0377-0427\(00\)00423-4](https://doi.org/10.1016/S0377-0427(00)00423-4).
- [121] V. Torczon, "On the Convergence of Pattern Search Algorithms", SIAM J. Optim. 7, pp. 1-25, 1997.

- [122] M. Y. Javed, A. F. Murtaza, Q. Ling, S. Qamar, M. M. Gulzar, "A novel MPPT design using generalized pattern search for partial shading", *Energy and Buildings*, Vol. 133, 2016, pp. 59-69, ISSN 0378-7788, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.09.054>.
- [123] R. Hooke and T. A. Jeeves, "'Direct Search' Solution of Numerical and Statistical Problems," *J. ACM.*, Vol. 8, No. 2, 1961, pp. 212-229. <http://dx.doi.org/10.1145/321062.321069>.
- [124] D. G. Rojas, "Localização de faltas em linhas de transmissão com compensação série usando pattern search", *Dissertação, Universidade de São Paulo (USP)*, 2016.
- [125] J. A. Gow and C. D. Manning, "Development of a model for photovoltaic arrays suitable for use in simulation studies of solar energy conversion systems," 1996 Sixth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives (Conf. Publ. No. 429), 1996, pp. 69-74, <https://doi.org/10.1049/cp:19960890>.
- [126] M. Kolenc, P. Nemček, C. Gutsch, N. Suljanović, M. Zajc, "Performance evaluation of a virtual power plant communication system providing ancillary services", *Electric Power Systems Research*, Vol. 149, 2017, pp. 46-54, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.04.010>.

APÊNDICE A. META-HEURÍSTICA

A.1. ALGORITMO GENÉTICO

O GA são inspirados na teoria da evolução de Darwin, da biologia, em especial nos mecanismos de seleção natural, apropriando-se também de aspectos da genética para caracterização de indivíduos, mutação e reprodução. O GA surgiu inicialmente no estudo de sistemas adaptativos, e de inteligência artificial, mas ganhou popularidade na área de otimização [110]. No contexto desse último, o GA envolve uma população de indivíduos, em que cada indivíduo corresponde a uma proposta de solução do problema de otimização. Os indivíduos são codificados por um cromossomo, caracterizado por uma sequência de genes. A cada laço geracional, parte dos indivíduos mais aptos (segundo uma função de aptidão, que mensura a qualidade da solução, do ponto de vista do problema de otimização) são selecionados, esses indivíduos-pais dão origem à filhos por meio dos operadores genéticos de mutação (em que um ou mais genes de um indivíduo são alterados) e recombinação (quando o material genético de dois ou mais indivíduos são combinados, dando origem a um novo indivíduo). Ao final do laço geracional, uma nova população é formada e todo o processo se repete.

Através da seleção e a sobrevivência dos indivíduos mais aptos, além da reprodução, tendo como consequência a mistura e recombinação, resultando em variações das características dos pais. Dessa forma os descendentes formados são testados com as suas novas potencialidades [110]. O processo evolutivo do GA é composto por quatro operações elementares [111]:

1. Seleção para reprodução – determina os indivíduos aptos a gerar descendentes. Essa seleção ocorre com base nas soluções com melhores aptidões;
2. Seleção para reposição – visa selecionar os melhores indivíduos dentre descendentes e ancestrais com objetivo de construir a nova geração da população;
3. Mutação – consiste na criação de um novo indivíduo, através da alteração de um indivíduo;
4. Cruzamento – geração de um ou mais descendentes por meio de dois indivíduos-pais, utilizando recombinação dos materiais genéticos dos mesmos.

A Figura A.1 corresponde ao fluxo que o algoritmo utiliza em seu processamento. Após a definição da população inicial, cada indivíduo corresponde a uma solução candidata. Cada indivíduo é avaliado pela função de aptidão, ao qual determina se este está adaptado ao ambiente. A próxima etapa consiste na seleção de reprodução, onde os indivíduos mais aptos apresentam maior chance de serem selecionados. Esses indivíduos selecionados sofrem mutações e cruzamento, gerando novas gerações. O processo é finalizado quando são satisfeitos os critérios de parada [112].

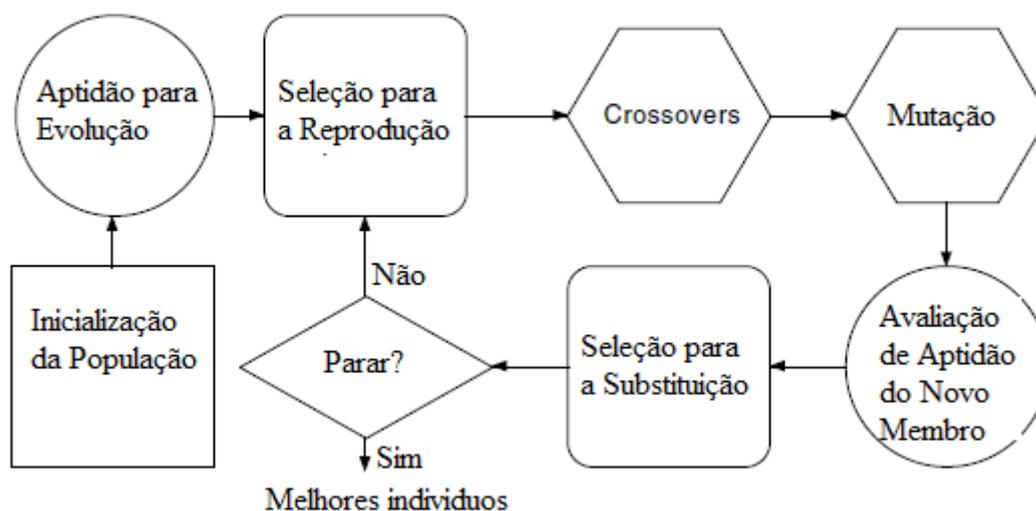


Figura A.1 - Algoritmo GA [110]

Os passos do algoritmo GA são [113]:

1. O algoritmo começa criando uma população inicial aleatória.
2. O algoritmo então cria uma sequência de novas populações. Em cada etapa, o algoritmo usa os indivíduos da geração atual para criar a próxima população. Para criar a nova população, o algoritmo executa as seguintes etapas:
 - a. Classifica cada membro da população atual calculando seu valor de aptidão. Esses valores são chamados de pontuações brutas de aptidão.
 - b. Dimensiona as pontuações brutas de aptidão para convertê-las em um intervalo de valores mais utilizável. Esses valores escalonados são chamados de valores esperados.
 - c. Seleciona membros, chamados pais, com base em suas expectativas.

- d. Alguns dos indivíduos da população atual que possuem menor aptidão são escolhidos como elite. Esses indivíduos de elite são passados para a próxima população.
 - e. Produz filhos dos pais. Os filhos são produzidos fazendo mudanças aleatórias em um único pai – mutação – ou combinando as entradas de vetor de um par de pais – cruzamento.
 - f. Substitui a população atual pelos filhos para formar a próxima geração.
3. O algoritmo para quando um dos critérios de parada é atendido.
 4. O algoritmo executa etapas modificadas para restrições lineares e inteiras.
 5. O algoritmo é modificado para restrições não lineares.

Com o GA é possível obter um conjunto de soluções, quando a função objetivo compreende vários ótimos globais. Essa característica é interessante mesmo que apresente um significativo custo de execução. Maiores detalhes sobre o GA podem ser encontrados em [110], [114] e [115].

A.2. OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULA

O PSO é um método coletivo, iterativo, com ênfase em cooperação, aleatório e desprovido de seleção [116]. Este método inspira-se no deslocamento coordenado de coletivos animais (como enxame, cardumes, bandos, etc.) em que a posição futura de um membro do coletivo é definida com base em quatro fatores: sua posição e velocidade correntes, as informações sobre seu último deslocamento, e informações disponibilizadas pelos seus vizinhos próximos (em termos geográficos ou de rede de contato). No PSO, uma população de partículas (onde cada uma corresponde a uma proposição de solução), se desloca pelo espaço de busca, segundo os fatores apresentados anteriormente. A estrutura do modelo do PSO segue as seguintes etapas [117]:

1. Processo de inicialização – nesta etapa inicial as partículas são espalhadas aleatoriamente para a produção do enxame sem um critério específico. Os vetores de posição são definidos como potenciais solução inicial de cada partícula. A inicialização da velocidade ocorre através do movimento das

partículas no espaço de busca, com a velocidade sendo experimentada, assim como as áreas mais promissoras para a busca. A inicialização da aptidão ocorre com a avaliação de cada partícula quanto a sua aptidão inicial, com a aptidão inicial global.

2. Avaliação de aptidão – ao final de cada iteração o algoritmo memoriza e compara com a melhor solução pessoal de cada partícula percorreu até a última iteração. Ao final de cada iteração é classificada a melhor solução global.
3. Atualização de posição e velocidade – a cada iteração a velocidade da partícula é ajustada através do envio de seus parâmetros na direção positiva ou negativa, dependendo da convergência da última posição, atraindo a partícula para as posições no espaço de busca segundo a experiência pessoal e da vizinhança.

Durante o processo de inicialização, são criadas as partículas iniciais, sendo estabelecido a velocidade inicial de cada partícula. A função objetivo é avaliada para cada partícula pertencente à população, e após a avaliação, é determinado o valor mínimo da função e a melhor localização. As velocidades, melhor localização encontrada pela partícula e a melhor localização entre as partículas vizinhas são atualizadas. O algoritmo segue iterativamente até que seja atingido os critérios de paradas [118]. Uma característica interessante do PSO é que caso um novo ponto ótimo seja descoberto após a convergência do algoritmo, as partículas irão explorar o espaço de busca ao redor desse novo ponto [110].

Os passos do algoritmo PSO para uma partícula \vec{x} , na posição \vec{p} , são [119]:

1. O algoritmo inicializa cada partícula $\vec{x} \in \mathbb{R}$ com uma posição aleatória no espaço de busca:

$$\vec{x} \sim \bigcup (\vec{b}_{lo}, \vec{b}_{up})$$

onde \vec{b}_{lo} e \vec{b}_{up} são os limites inferiores e superiores do espaço de busca.

2. O algoritmo define a posição mais conhecida de cada partícula para sua posição inicial:

$$\vec{p} \leftarrow \vec{x}$$

3. O algoritmo inicializa, para cada partícula, a velocidade $\vec{v} \in \mathbb{R}$ para valores aleatórios:

$$\vec{v} \sim \bigcup(-\vec{d}, \vec{d})$$

onde $\vec{d} = |\overrightarrow{b_{up}} - \overrightarrow{b_{lo}}|$.

4. O algoritmo inicializa a melhor posição conhecida do enxame \vec{g} para o \vec{x} o qual $f(\vec{x})$ é o mínimo.
5. Até que um critério de parada seja atendido, o algoritmo repete os seguintes passos:

- a. Escolha dois números aleatórios: $r_p, r_g \sim U(0,1)$
- b. Atualize a velocidade de cada partícula \vec{v} da seguinte forma:

$$\vec{v} \leftarrow \omega \vec{v} + \phi_p r_p (\vec{p} - \vec{x}) + \phi_g r_g (\vec{g} - \vec{x})$$

Onde ω, ϕ_p, ϕ_g são os parâmetros comportamentais definidos pelo usuário.

- c. Limite a velocidade, ou seja, para todas as dimensões i atualiza v_i :

$$v_i \leftarrow \text{limite}(v_i, -d_i, d_i)$$

- d. Mova a partícula para sua nova posição adicionando sua velocidade:

$$\vec{x} \leftarrow \vec{x} + \vec{v}$$

- e. Limite a posição, isto é, para todas as dimensões i atualiza x_i :

$$x_i \leftarrow \text{limite}(x_i, b_{lo_i}, b_{up_i})$$

- f. Se $f(\vec{x}) < f(\vec{p})$, atualiza a melhor posição conhecida da partícula:

$$\vec{p} \leftarrow \vec{x}$$

- g. Se $f(\vec{x}) < f(\vec{g})$, atualiza a melhor posição conhecida do enxame:

$$\vec{g} \leftarrow \vec{x}$$

h. O algoritmo mantém a melhor posição encontrada \vec{g} no espaço de busca.

Uma vantagem da utilização desse método é que ele possui menos parâmetros de ajuste quando comparado ao GA, ou seja, o GA requer mais ajustes em relação aos operadores para cruzamento, mutação e seleção das melhores soluções [62].

A.3. PARTTEN SEARCH

A busca direta *partten search* (PS) objetiva solucionar um problema de otimização contínua sem recorrer ao emprego de gradientes ou direções descendentes. Segundo [120], o PS caracteriza-se por uma série de movimentos exploratórios considerando o comportamento da função objetivo em um conjunto de soluções em torno da corrente, dispostas em grades, como mostra a Figura A.2. O procedimento desses métodos utiliza dois tipos distintos de movimentos [121]:

- Movimento exploratório – nesta etapa busca adquirir conhecimento da função. Tal conhecimento pode ser classificado como sucesso ou fracasso, sem considerar nenhuma avaliação quantitativa dos valores funcionais. As informações de sucesso ou fracasso são armazenadas e combinadas em um padrão que indica a provável direção para o movimento bem-sucedido. Esse movimento é ilustrado na Figura A.2a até A.2c
- Movimento padrão – utilizando as informações adquiridas na etapa de movimentos exploratórios, nesse momento utiliza-se o padrão projetado para realizar a minimização real da função movendo-se em um padrão estabelecido. A Figura A.2d até A.2h representa este movimento.

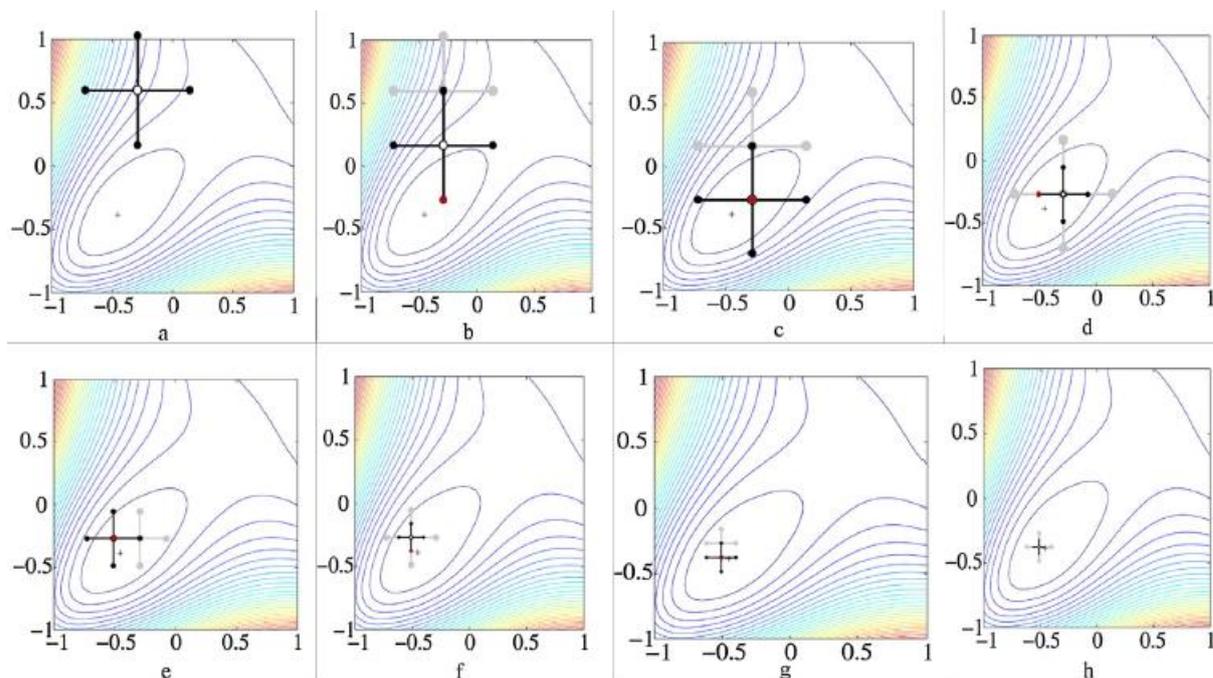


Figura A.2 - Passo a passo do PS [122]

Após um movimento caracterizado como bem-sucedido, o PS realiza uma série de movimentos exploratórios ao redor deste ponto buscando encontrar um resultado melhor. O movimento exploratório ocorre alterando somente uma coordenada, analisando se o movimento bem-sucedido pode ser aumentado ou diminuído. Caso alcançado o objetivo, o valor é alterado para a coordenada explorada, caso contrário o valor original é restaurado.

No caso de o movimento padrão falhar, o PS recomeça a busca utilizando o último ponto base da série de movimentos exploratórios, e conseqüentemente estabelece um padrão novo [123].

Os passos do algoritmo PS são [124]:

1. O algoritmo escolhe aleatoriamente o ponto de partida $x^{(0)}$, fator de aceleração a , vetor de perturbação inicial P e vetor de tolerância da perturbação T ;
2. O algoritmo inicia a exploração do entorno de $x^{(0)}$ busca encontrar um ponto melhor $x^{(1)}$ que tenha um valor de função objetivo melhor;
 - a. Se todas as explorações fracassam ($x^{(1)}$ pior do que $x^{(0)}$), então P é diminuído pela metade;

- b. Se $x^{(1)}$ é melhor que $x^{(0)}$, o valor de P volta no seu valor original e o processo continua;
3. O algoritmo calcula $x^{(2)}$ a partir de $x^{(0)}$ passando por $x^{(1)}$;
4. Obtém-se $x^{(2)}$ final a partir da exploração no entorno desse ponto;
 - a. Se $f(x^{(2)})$ é melhor que $f(x^{(1)})$, os pontos são atualizados $x^{(1)} \rightarrow x^{(0)}$, sendo $x^{(1)}$ é melhor ponto até agora, e volta para o passo 2;
 - b. Se $f(x^{(2)})$ é pior que $f(x^{(1)})$, os pontos são atualizados $x^{(1)} \rightarrow x^{(0)}$ e $x^{(2)} \rightarrow x^{(1)}$ e retorna ao passo a;
5. O algoritmo para quando um dos critérios de parada é atendido.

O PS apresenta resultados favoráveis, especialmente para a localização de mínimos globais em funções. Isso porque, como este método busca o padrão, assim esse padrão se move diretamente para baixo e, aproxima-se rapidamente do mínimo [123].