

OMAR ROSENDO LLERENA PIZARRO

Modelagem e Dimensionamento de Sistemas Híbridos de
Geração de Energia: Caso para as Ilhas Galápagos

Guaratinguetá

2021

Omar Rosendo Llerena Pizarro

**Modelagem e Dimensionamento de Sistemas Híbridos de
Geração de Energia: Caso para as Ilhas Galápagos**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
do Campus de Guaratinguetá, Universidade
Estadual Paulista, para a obtenção do título de
Doutor em Engenharia Mecânica na área de
Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Co-orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna

Guaratinguetá

2021

P695m	Pizarro, Omar Rosendo Llerena Modelagem e dimensionamento de sistemas híbridos de geração de energia: caso para as ilhas Galápagos / Omar Rosendo Llerena Pizarro – Guaratinguetá, 2021. 144 f. : il. Bibliografia: f. 95-109 Tese (doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2021. Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira Coorientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna 1. Energia – Fontes alternativas. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Otimização matemática. 4. Modelos matemáticos. I. Título. CDU 620.91(043)
-------	---

Luciana Máximo

Bibliotecária-CRB-8/3595



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

OMAR ROSENDO LLERENA PIZARRO

ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“DOUTOR EM ENGENHARIA MECÂNICA”

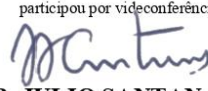
PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO: DOUTORADO

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Ivonete Ávila
Coordenadora

BANCA EXAMINADORA:


PROF. DR. JOSE LUZ SILVEIRA
Orientador / UNESP/FEG
participou por videoconferência


PROF. DR. JULIO SANTANA ANTUNES
UNESP/FEG
participou por videoconferência


PROF. DR. TEOFILO MIGUEL DE SOUZA
UNESP/FEG
participou por videoconferência


PROF. DR. NESTOR PROENZA PÉREZ
CEFET
participou por videoconferência


PROF. DR. JOSÉ RUI CAMARGO
UNITAU
participou por videoconferência

Fevereiro de 2021

Publicações Científicas:

✓ Publicações em periódicos internacionais:

Electricity sector in the Galapagos Islands: Current status, renewable sources, and hybrid power generation system proposal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 108, n. February, p. 65–75, 2019.

A PSO-BPSO Technique for Hybrid Power Generation System Sizing. *Latin America Transactions*, v. 18, June, p. 1362–1370, 2020.

✓ Publicações em congressos internacionais:

A Technical Study of a Hybrid Solar-Wind-Biogas Power System. *The 13th Latin-American congress on electricity generation and transmission - CLAGTEE 2019*, October, 2019.

✓ Publicações em eventos nacionais:

Dimensionamento de um Sistema Híbrido gerador de Energia para as Ilhas Galápagos. *III Workshop de Engenharia Mecânica e de Produção*, FEG-UNESP, outubro, 2019.

Assessing the Current Status of the Electricity Sector of the Galapagos Islands. *18th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT 2020*, novembro, 2020.

DADOS CURRICULARES

OMAR ROSENDO LLERENA PIZARRO

NASCIMIENTO	12.09.1987 – PELILEO/EQUADOR
FILIAÇÃO	Narlon Geofre Llerena Ramos Lourdes Dolores Pizarro Ramón
2005/2009	Curso Técnico, Tecnólogo em Eletrônica, <i>Universidad Politécnica Salesiana</i> , Cuenca, Equador.
2009/2012	Curso de Graduação em Engenharia Eletrônica na <i>Universidad Politécnica Salesiana</i> , Cuenca, Equador.
2015/2017	Curso de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, nível de Mestrado, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista, Brasil.
2017/2021	Curso de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, nível de Doutorado, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista, Brasil.

de modo especial, aos meus pais
Narlon e Lourdes pelo apoio dado ao longo dos
meus estudos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela força e sabedoria, e também, por ter colocado as pessoas certas que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho;

ao meu orientador, Prof. Dr. José Luz Silveira, pela confiança, amizade e orientação para que este trabalho fosse concluído;

ao meu co-orientador, Prof. Dr. Celso Tuna, pelo auxílio no desenvolvimento desta tese de doutorado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior- Brasil (CAPES) - código de financiamento 001.

"Quem nunca errou nunca experimentou nada novo"

Albert Einstein

RESUMO

O setor elétrico das Ilhas Galápagos é dependente dos combustíveis fósseis para a geração de eletricidade, utilizando apenas 15% das fontes renováveis existentes no arquipélago. Portanto, neste cenário, torna-se importante a realização de estudos que visem a implementação de Sistemas Híbridos de Geração de Energia (SHGE) que incrementem a participação de tais recursos renováveis, de modo a diversificar a sua matriz energética, diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, e promover o desenvolvimento sustentável nas Ilhas. O dimensionamento adequado destes SHGE traz benefícios técnicos, econômicos e ambientais. Neste contexto, este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta para a modelagem matemática, simulação, e dimensionamento de SHGE. Para tal finalidade, desenvolveu-se um algoritmo de otimização multi-objetivo no MATLAB®. As variáveis de decisão contínuas (número de componentes) e as variáveis de decisão discretas (modelos/tipos dos componentes) envolvidas no projeto do SHGE são tratadas independentemente pelo *Particle Swarm Optimizer* (PSO) e pelo *Binary Particle Swarm Optimizer* (BPSO), respectivamente. O objetivo da otimização é minimizar o valor presente líquido dos custos, e maximizar a confiabilidade operacional do sistema. O algoritmo misto proposto (PSO-BPSO) é utilizado para dimensionar sistemas solar-bateria-diesel e solar-bateria-biogás para as Ilhas Galápagos. Os resultados mostram que a técnica proposta apresentou igual, e em alguns casos, melhor desempenho que os outros métodos comparados. Nos resultados, observa-se que os SHGE que combinam painéis fotovoltaicos (PV), baterias (BT) e geradores à diesel (DG) são as configurações ótimas com um custo de US\$ 116.681,20 para a Ilha Floreana e um custo de US\$ 856.878,46 para a Ilha San Cristóbal. Por outro lado, as configurações PV-BT implicam custos mais elevados devido à necessidade do uso de bancos de baterias maiores. No caso dos sistemas solar-baterias-biogás, estes resultaram ser aproximadamente 30% mais baratos. Finalmente, conclui-se que o PSO-BPSO proposto neste trabalho mostrou ser uma ferramenta simples e eficaz para o dimensionamento de SHGE tanto para abordagens mono-objetivo, quanto para abordagens multi-objetivo.

PALAVRAS-CHAVE: SHGE. PSO-BPSO. otimização multi-objetivo. energia renovável. Galápagos.

ABSTRACT

The electrical sector in the Galapagos Islands is dependent on fossil fuels for electricity generation, using only 15% of the renewable sources in the archipelago. Therefore, in this scenario it is important to carry out studies aimed at the implementation of Hybrid Power Generation Systems (HPS) which increase the participation of such renewable resources in order to diversify islands' energy matrix and reduce the dependence on fossil fuels thus promoting sustainable development. The adequate sizing of the HPS brings technical, economic, and environmental benefits. In this context, this work presents the development of a tool for mathematical modeling, simulation, and sizing of the HPS. For this purpose, a multi-objective optimization algorithm was developed in MATLAB®. The continuous decision variables (number of components) and discrete decision variables (models/types of components) involved in the HPS project are handled independently by the Particle Swarm Optimizer (PSO) and the Binary Particle Swarm Optimizer (BPSO), respectively. The purpose of optimization is to minimize the net present value of costs, and to maximize the operational reliability of the system. The proposed mixed algorithm (PSO-BPSO) is used to design solar-battery-diesel and solar-battery-biogas systems for the Galapagos Islands. The results show that the proposed technique presented the same, and in some cases, better performance than the other compared methods. The results reveal that the HPS configuration which combines photovoltaic panels (PV), batteries (BT) and diesel generators (DG) is the optimal configuration with a cost of US \$ 116,681.20 for Floreana Island and a cost of US \$ 856,878.46 for San Cristóbal Island. On the other hand, PV-BT configurations incur higher costs due to the need OF larger battery banks. Solar-batteries-biogas systems turned out to be approximately 30% cheaper. Finally, the PSO-BPSO proposed in this work proved to be a simple and effective tool for the sizing of HPS for both mono-objective and multi-objective approaches

KEYWORDS: HPS sizing. PSO-BPSO. Multi-objective optimization. Renewable energy. Galapagos.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Proposta do Sistema Híbrido de Geração de Energia Renovável para as Ilhas Galápagos.	27
Figura 2. Localização das Ilhas Galápagos.	35
Figura 3. Matriz de geração de energia elétrica de Galápagos em 2016.....	39
Figura 4. Demanda elétrica e número de usuários no período (2013 – 2025).	43
Figura 5. Preços médios aplicados aos clientes da E. E. Galápagos.....	44
Figura 6. Histórico e previsão da cobertura de energia elétrica.	47
Figura 7. Perdas elétricas anuais (histórico e previsão) no sistema de distribuição.	47
Figura 8. Configuração do sistema de energia híbrido solar-bateria-diesel.....	50
Figura 9. Configuração do sistema de energia híbrido solar-bateria-biogás.....	51
Figura 10. Proposta do algoritmo de otimização baseado em simulação.	52
Figura 11. Passos 1 e 2 do algoritmo de otimização baseado em simulação.	53
Figura 12. Algoritmo de otimização e simulação.	54
Figura 13. Potencial total de biogás nas Ilhas Galápagos.	62
Figura 14. Estratégia de operação do SHGE com <i>back up</i> a diesel.	64
Figura 15. Estratégia de operação do SHGE com <i>back up</i> a biogás.	64
Figura 16. Problema de otimização.....	68
Figura 17. Formação do vetor final para o PSO-BPSO.	70
Figura 18. Funcionamento do método sem preferência de função objetivo.	75
Figura 19. Perfil diário de irradiação solar (a) de junho a novembro e (b) de maio a dezembro. c) Perfil horário da irradiação solar durante um ano.	77
Figura 20. Perfil de carga CA: (a) San Cristóbal em um ano, (b) San Cristóbal em um dia, (c) Floreana em um dia e (d) Floreana em um ano.....	78
Figura 21. Evolução do algoritmo: (a) para a Ilha Floreana, (b) para a Ilha San Cristóbal.	85
Figura 22. Simulação da configuração solar-bateria para a Ilha Floreana.	86
Figura 23. Simulação da configuração solar-bateria-diesel para a Ilha Floreana.	87
Figura 24. Fronteira de Pareto ótima para uma configuração solar-bateria-diesel: (a) Floreana e (b) San Cristóbal.	88
Figura 25. Modelo de circuito equivalente de um diodo.	123
Figura 26. Curvas características I-V e P-V.....	124
Figura 27. Associação de painéis fotovoltaicos em série.....	126

Figura 28. Associação de painéis fotovoltaicos em paralelo.	127
Figura 29. Potencial total de biogás nas Ilhas Galápagos.	136

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Revisão de literatura das abordagens do algoritmo PSO para o dimensionamento de SHGE.....	29
Tabela 2. Características gerais das ilhas povoadas.....	36
Tabela 3. Potência nominal Instalada do Setor Elétrico de Galápagos.....	38
Tabela 4. Usuários/ Energia Disponível/ Energia Faturada no ano 2016.	42
Tabela 5. Preço de compra segundo o tipo de energia.....	45
Tabela 6. Fatores de emissão utilizados na análise de emissões do ciclo de vida.	72
Tabela 7. Variáveis de decisão contínuas e discretas do problema de otimização.	79
Tabela 8. Características técnicas dos componentes.....	79
Tabela 9. Valores utilizados para calcular o NPVc.....	81
Tabela 10. Resultados da abordagem mono-objetivo.	83
Tabela 11. Resultados da abordagem multiobjetivo.	89
Tabela 12. Resultados do sistema solar-bateria-biogás.....	91
Tabela 13. Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos utilizados.	118
Tabela 14. Investimento inicial dos módulos PV.....	118
Tabela 15. Especificações técnicas das baterias utilizadas.	119
Tabela 16. Investimento inicial das baterias.	119
Tabela 17. Especificações técnicas dos grupos motores geradores à biogás.	120
Tabela 18. Investimento inicial dos grupos motores geradores a biogás.....	120
Tabela 19. Especificações técnicas dos inversores.	121
Tabela 20. Investimento inicial dos inversores.....	121
Tabela 21. Resumo dos custos utilizados na análise econômica.	122
Tabela 22. Potencial de biogás nas Ilhas Galápagos por digestão anaeróbica do esterco animal.	134
Tabela 23. Matéria Orgânica Produzida em Galápagos.....	135
Tabela 24. Potencial de biogás nas Ilhas Galápagos a partir dos RSM.	136
Tabela 25. Composição química do biogás.....	137
Tabela 26. Diferença de entalpia, entalpia de formação e massa molar dos elementos da combustão.....	138
Tabela 27. Poder calorífico inferior do biogás.....	140

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Símbolo	Descrição	Unidade
A	Fator de idealidade modificado	-
AB	Biodigestor anaeróbico	-
AG	Algoritmo genético	-
ARCBQG	Agência de Regulação e Controle de Biossegurança e Quarentena de Galápagos	-
ARCONEL	Agência de Regulamentação e Controle de Eletricidade	-
BG	Gerador a Biogás	-
BPSO	<i>Binary Particle Swarm Optimizer</i>	-
BS	Armazenamento de biogás	-
BT	Banco de Baterias	-
BUG	<i>Back up generator</i>	-
CA	Corrente Alternada	-
CC	Corrente Contínua	-
CC/CA	Corrente Contínua – Corrente Alternada	-
C/I	Conversor bidirecional ou inversor	-
CO ₂	Dióxido de carbono	-
CONV	Conversor Bidirecional	-
DA	Digestão Anaeróbica	-
DG	Gerador Diesel	-
DG/BG	Gerador Diesel – Gerador Biogás	-
Diesel-ORC	<i>Diesel - Organic Rankine Cycle</i>	-
DMOPSO	<i>Dynamic multi-objective Particle Swarm Optimization Algorithm</i>	-
DOD	<i>Depth of discharge</i>	[%]
DST	Armazenamento Diesel	-
EBC	Espaço de busca contínua	-
EF	Estratégia de funcionamento do SHGE	-
E.E.GALAPAGOS S.A.	Companhia Provincial de Eletricidade de Galápagos	-
E-PSO	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>	-

FMIk	Frequência de Interrupção Média	-
FT	Função de transferência	-
G	Melhor posição	-
GBEST	Melhor global	-
GB	Gerador biogás	-
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>	-
GA-PSO	<i>Genetic Algorithm - Particle Swarm Optimizer</i>	-
GSEP	<i>Global Sustainable Electricity Partnership</i>	-
GSA	<i>Global Solar Atlas</i>	-
HOMER	<i>Hybrid Optimization Model for Energy Resources</i>	-
I	Iteração	-
INEC	Instituto de Estatística e Censos do Equador	-
INECEL	Instituto de Eletrificação do Equador	-
I.V.A	Imposto sobre valor agregado	[%]
INV1	Inversor de 3kW até 30kW	-
INV2	Inversor de 30kW até 72kW	-
LBM	<i>Lifetime Battery Model</i>	[-]
L _{CA}	Carga CA	-
LED	<i>Light-emitting diode</i>	-
LF	Load Following	-
LOSPEE	Lei Orgânica do Serviço Público de Energia Elétrica	-
MCI	Motor de Combustão Interna	-
MEER	Ministério da Eletricidade e Energia Renovável	-
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>	-
MOPSO	<i>Multi- Objective Particle Swarm Optimization</i>	-
MPSO	<i>Modified Particle Swarm Optimization</i>	-
n	Número de módulos fotovoltaicos em série/paralelo	-
N _{BT}	Número de baterias	-
nd	Fator de idealidade do diodo	-
N _{INV1}	Número de inversores de 3kW até 30kW	-
N _{INV2}	Número de inversores de 30kW até 72kW	-
N _{GB}	Número de geradores biogás	-
noI	Número de iterações	-

noP	Número de partículas	-
N _{PV}	Número de módulos fotovoltaicos	-
N _s	Número de células em série	-
P	Potência	[W]
PBEST	Melhor pessoal	-
PCE	Projeto Cozinha Eficiente	-
PG	Plano de Galápagos	-
PLANEE	Plano Nacional de Eficiência Energética	-
PLANREP	Plano de Redução de perdas de Energia Elétrica	-
PME	Plano Mestre de Eletrificação	-
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento	-
PPV	Potência nominal do painel fotovoltaico	[Wp]
PSO	<i>Particle Swarm Optimizer</i>	-
PSO-BPSO	Otimizador por enxame de partículas contínuo e binário	-
PSO-GWO	<i>Particle Swarm Optimization - Grey Wolf Optimizer</i>	-
PSO e QP	<i>Particle Swarm Optimizer - Quadratic programming</i>	-
RSM	Resíduos Sólidos Municipais	-
PV	Painel fotovoltaico	-
S	Forma da função de transferência	-
SEG	Setor Elétrico de Galápagos	-
SHGE	Sistema Híbrido Gerador de Energia	-
SNI	Sistema Nacional Interligado	-
SOC	State of charge	[%]
Swarm	Vetor de decisão	-
TEP	<i>Tonelada Equivalente de Petróleo</i>	-
TTIk	Tempo Total de Interrupção	-
UGPV	Unidade Geradora de Energia Fotovoltaica	-
VDC	Variável de decisão contínua	-
VDD	Variável de decisão discreta	-
WT	<i>Wind Turbine</i>	-
ZCFIG	Zero Combustíveis Fósseis nas Ilhas Galápagos	-

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição	Unidade
c	Taxa de capacidade	-
CBT	Capacidade energética nominal da bateria	[Wh]
$C_{i,BT}$	Custo da bateria	[US\$]
$C_{i,GB}$	Custo do moto-gerador biogás	[US\$]
$C_{i,INV1}$	Custo do inversor de 3kW até 30kW	[US\$]
$C_{i,INV2}$	Custo do inversor de 30kW até 72kW	[US\$]
$C_{i,PV}$	Custo do painel fotovoltaico	[US\$]
C_{i,TOT_INV1}	Investimento inicial nos inversores de 3kW até 30kW	[US\$]
C_{i,TOT_INV2}	Investimento inicial nos inversores de 30kW até 72kW	[US\$]
$C_{i,UGB}$	Investimento inicial na unidade geradora biogás	[US\$]
$C_{i,UGBT}$	Investimento inicial na unidade geradora com baterias	[US\$]
$C_{i,UGPV}$	Investimento inicial da unidade geradora fotovoltaica	[US\$]
$Co\&m,BT$	Custo de operação e manutenção na unidade geradora com baterias	[US\$/ano]
$Co\&m,INV1$	Custo de operação e manutenção nos inversores de 3kW até 30kW	[US\$/ano]
$Co\&m,INV2$	Custo de operação e manutenção nos inversores de 30kW até 72kW	[US\$/ano]
$Co\&m,PV$	Custo de operação e manutenção na unidade geradora fotovoltaica	[US\$/ano]
$Co\&m,UGB$	Custo de operação e manutenção na unidade geradora biogás	[US\$/h]
$C_{sub,INV1}$	Custo de substituição nos inversores de 3kW até 30kW	[US\$]
$C_{sub,INV2}$	Custo de substituição nos inversores de 30kW até 72kW	[US\$]
$C_{sub,UGB}$	Custo de substituição da unidade geradora biogás	[US\$]
$C_{sub,UGBT}$	Custo de substituição da unidade geradora com baterias	[US\$]
$C_{sub,UGPV}$	Custo de substituição da unidade geradora fotovoltaica	[US\$]
$c1$	Constante positiva	-
$c2$	Constante positiva	-
E	Quantidade total de energia do BT	[kWh]

E_1	Energia disponível no início do processo de carga/descarga da bateria	[kWh]
E_2	Energia quimicamente ligada no início do processo de carga/descarga da bateria	[kWh]
$E_{1,i+1}$	Energia disponível no final do processo de carga e descarga da bateria	[kWh]
$E_{2,i+1}$	Energia quimicamente ligada no final do processo de carga/descarga	[kWh]
$EMCO_2$	Quantidade máxima de CO_{2-eq} emitido na operação do SHGE	[kg/ano]
F_c	Consumo de combustível diesel	[L/h]
f_{PV}	Fator de redução de potência (perdas não dependentes da temperatura)	[%]
F_0	Coeficiente de interceptação da curva de combustível	[L/h/kW _{-rated}]
F_1	Slop da curva de combustível	[L/hr/kW]
$f_1(\vec{x})$	Função objetivo 1	-
$f_2(\vec{x})$	Função objetivo 2	-
$g_j(\vec{x})$	Restrição igual ou maior que	-
$\vec{G}^t$	Melhor posição global no enxame na iteração t	-
$h_k(\vec{x})$	Restrição de igualdade	-
I	Corrente	[A]
I_L	Corrente foto-gerada	[A]
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo	[A]
I_T	Irradiação solar incidente no painel fotovoltaico	[kW/m ²]
I_{Total}	Corrente total do arranjo	[A]
$I_{T,STC}$	Irradiação solar incidente em condições de teste padrão	[kW/m ²]
k	Constante de Condutância	[1/h]
$\dot{m}_{biogás}$	Fluxo mássico de biogás no motor de combustão interna	[kg/s]
N_{max_BT}	Número máximo de baterias	-
N_{max_CONV}	Número máximo de conversores	-
N_{max_PV}	Número máximo dos painéis solares fotovoltaicos	-
$N_{max_DG/BG}$	Número máximo de geradores a diesel ou geradores a biogás	-

NPV _c	Valor Presente Líquido dos Custos (<i>Net Present Value of costs</i>)	[US\$]
LPSP	Probabilidade de Perda no Fornecimento de Energia (<i>Loss of Power Supply Probability</i>)	[%]
P	Potência entregue, ou, fornecida pelas baterias	[kW]
$PCI_{biogás}$	Poder calorífico inferior do biogás	[kJ/kg]
P _{DG}	Saída do gerador diesel	[kW]
P _{DGN}	Potência nominal do gerador diesel	[kW]
P _{ex}	Excesso de potência	[kW]
P _{GB}	Potência do moto-gerador biogás	[W]
P _{INV}	Potência do inversor	[kW]
P _{PV}	Potência Fotovoltaica	[kW]
P _{out}	Potência de saída CC	[kW]
P _{inv, rated}	Potência nominal de CC	[kW]
$\vec{p}_i^t$	Melhor posição individual das partículas	-
Q	Carga eletrônica	[C]
r	Número aleatório entre 0 e 1	-
R _s	Resistência em série	[Ω]
R _{sh}	Resistência em paralelo	[Ω]
r1	Número aleatório entre 0 e 1	-
r2	Número aleatório entre 0 e 1	-
t	Tempo	h
T _a	Temperatura ambiente	[°C]
T _c	Temperatura da célula fotovoltaica	[°C]
T _{c,STC}	Temperatura da célula fotovoltaica em condições de teste padrão	[°C]
Total _{energy}	Energia Total	[kWh]
$T(\vec{V}_i^{t+1})$	Função de transferência sigmoide	-
t_{max}	Número total de iterações	-
V	Tensão	[V]
V _i	Tensão do painel i	[V]
V _i	Trajetória da partícula	-

V_{Max}	Velocidade máxima	-
V_{Min}	Velocidade mínima	-
$\overrightarrow{V}_t^t$	Velocidade na iteração t	-
$\vec{V}_i^{t+1}$	Velocidade das partículas na iteração (t + 1).	-
V_{Total}	Tensão total do arranjo	[V]
w	Número variável entre 0,2 e 0,9	-
W_{Max}	Inércia máxima	-
W_{Min}	Inércia mínima	-
W_{out}	Potência elétrica produzida no moto-gerador	[kW]
X_i	Posição atual	-
$\vec{X}_i$	Vetor de decisão	-
x_L	Limites inferior do vetor de decisão	-
x_U	Limites superior do vetor de decisão	-
x_1	Quantidade de painéis fotovoltaicos no vetor de decisão	-
x_2	Quantidade de baterias no vetor de decisão	-
x_3	Quantidade de conversores ou inversores no vetor de decisão	-
x_4	Quantidade de unidades geradoras no <i>back up</i>	-
x_5	Modelo dos painéis fotovoltaicos	-
x_6	Modelo das baterias	-
x_7	Modelo dos conversores ou inversores	-
x_8	Modelo das unidades geradoras no <i>back up</i>	-
x_{51} a x_{82}	Variáveis de decisão discretas.	-
$\overrightarrow{X}_t^{t+1}$	Posição da partícula (X_i) na iteração (t+1)	-
Y_{PV}	Potência de saída sob condições de teste padrão	[kW]

LISTA DE LETRAS GREGAS

Símbolo	Descrição	Unidade
α_p	Coeficiente de potência/temperatura	[%/°C]
η_{Elec_MCI}	Eficiência de geração de eletricidade do MCI	[%]
$\Omega_c - d$	Porcentagem de perdas de carregamento/descarregamento	[%]
Ω_{pv}	Perdas por fiação e dispersão	[%]

SUMÁRIO

1	CAPÍTULO 1: CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
1.1	INFORMAÇÕES GERAIS	23
1.2	DIMENSIONAMENTO DE SHGE E ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO	28
1.3	MOTIVAÇÕES	31
1.4	OBJETIVOS DE PESQUISA.....	32
1.5	APRESENTAÇÃO INICIAL	33
2	CAPÍTULO 2: SETOR ELÉTRICO DE GALÁPAGOS.....	35
2.1	PERFIL DAS ILHAS GALÁPAGOS	35
2.2	O SETOR ELÉTRICO DE GALÁPAGOS	37
2.2.1	Evolução do Setor Elétrico de Galápagos.....	37
2.2.2	A matriz elétrica de Galápagos	38
2.2.3	Usinas termelétricas nas Ilhas Galápagos	39
2.2.4	Usinas de energia renovável.....	40
2.2.5	Usuários e demanda de eletricidade na província de Galápagos	42
2.2.6	Tarifas de energia elétrica nas Ilhas Galápagos	44
2.2.7	Preços de venda pela E. E. Galápagos	44
2.2.8	Preços de compra pela E. E. Galápagos	45
2.2.9	Infraestrutura de subtransmissão/distribuição e cobertura.....	46
2.2.10	Perdas no sistema de distribuição	47
2.2.11	Qualidade do serviço técnico	48
2.2.12	Programas de eficiência energética em Galápagos.....	49
3	CAPÍTULO 3: METODOLOGIA.....	50
3.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO GERADOR DE ENERGIA	50
3.2	ABORDAGEM PARA O DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS GERADORES DE ENERGIA	51
3.3	PRÉ-DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO.....	55
3.4	SIMULAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA HÍBRIDO.....	56
3.4.1	Modelagem da unidade geradora de energia solar fotovoltaica.....	56
3.4.2	Modelagem da unidade de armazenamento.....	59
3.4.3	Unidade geradora de energia (<i>back-up</i>).....	60
3.4.4	Conversor CA/CC (CONV)	62
3.4.5	Irradiação solar e carga CA	63
3.5	ESTRATÉGIA DE FUNCIONAMENTO (EF)	63

3.6	MODELAGEM MATEMÁTICA DO ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO	65
3.6.1	Otimização por enxame de partículas (PSO)	65
3.6.2	Otimização por enxame de partículas binário (BPSO)	67
3.7	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	68
3.7.1	Vetor de decisão	69
3.7.2	Tamanho real do vetor de decisão	69
3.7.3	Funções objetivo	71
3.7.4	Restrições.....	72
3.8	ABORDAGEM MULTI-OBJEIVA	73
4	CAPÍTULO 4: ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	77
4.1	DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR E CARGA CA	77
4.2	DADOS DE ENTRADA	79
4.3	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS COMPONENTES.....	79
4.4	VALORES PARA O CÁLCULO DO NPVC	80
4.5	RESULTADOS DO PSO-BPSO	82
4.6	RESULTADOS DA ABORDAGEM MONO-OBJETIVO	82
4.7	RESULTADOS DA ABORDAGEM MULTI-OBJETIVO.....	87
4.8	RESULTADOS DO DIMENSIONAMENTO DO SHGE SOLAR-BATERIA- BIOGÁS	91
5	CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES.....	92
5.1	CONCLUSÕES SETOR ELÉTRICO DE GALÁPAGOS.....	92
5.2	CONCLUSÕES DO ALGORITMO PSO-BPSO PROPOSTO	93
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	Erro! Indicador não definido.
	APÊNDICE A – Pré-dimensionamento do sistema híbrido gerador de energia solar- bateria-biogás.....	110
	APÊNDICE B – Código gerado no MATLAB®.....	116
	APÊNDICE D – Modelo de circuito equivalente.....	123
	APÊNDICE E – Associações de Módulos Fotovoltaicos em Série e Paralelo	126
	APÊNDICE F – Modelagem econômica.....	128
	APÊNDICE G – Estimativa do potencial do biogás nas Ilhas Galápagos.....	132
	APÊNDICE H - Detalhes dos algoritmos apresentados no Capítulo 1, Tabela 1.....	141

1 CAPÍTULO 1: CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1 INFORMAÇÕES GERAIS

Declaradas em 1978 pela UNESCO como Patrimônio Natural da Humanidade, as Ilhas Galápagos, localizadas no território equatoriano, enfrentam desafios demográficos, ambientais e energéticos. De 2010 a 2015, segundo o Instituto Nacional de Estatística e Censos do Equador (INEC), a população das ilhas cresceu 9,5%, causando um crescimento médio anual de 5,58% no número de usuários que acessam o serviço elétrico e de 13,34% na demanda da energia elétrica, sendo esta última também como resultado do crescimento turístico e comercial do arquipélago (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). Assim, o Setor Elétrico de Galápagos (SEG) tem sido constantemente desafiado, uma vez que deve crescer de forma diligente e sustentável em uma região biogeográfica considerada única no mundo, devido ao elevado número de espécies endêmicas existentes no arquipélago. De acordo com o Ministério da Eletricidade e Energia Renovável (MEER), o SEG demandará 73 GWh no ano de 2025, 1,4 vezes mais que em 2016. Com o intuito de atender a essa demanda de eletricidade, surge a oportunidade de crescimento da geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis não convencionais. Nesse contexto, o MEER está apostando nos sistemas autônomos baseados em energias renováveis, e prevê um investimento de aproximadamente 144 milhões de dólares até o ano de 2025, para a implementação de seis usinas fotovoltaicas, quatro usinas eólicas e uma usina híbrida (térmica-fotovoltaica-baterias) (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

Segundo a Agência de Regulamentação e Controle de Eletricidade (ARCONEL), o SEG é composto por quatro sistemas elétricos isolados, um sistema para cada uma das ilhas povoadas (Santa Cruz, São Cristóbal, Isabela e Floreana); e é altamente dependente dos combustíveis de origem fóssil, uma vez que 85% da energia elétrica gerada por este setor depende de termelétricas a diesel, o que as torna indispensáveis em termos de confiabilidade na prestação do serviço elétrico no arquipélago (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

A dependência destes combustíveis fósseis coloca as ilhas em constantes riscos porque eles representam um perigo constante de poluição por vazamentos quando transportados por via marítima. Eles também contribuem para o aumento das emissões de gases de efeito estufa,

causando danos irreversíveis a esta Reserva da Biosfera¹. Por exemplo, o caso do barco Jessica de propriedade da Acotamar, em janeiro de 2001, que encalhou na entrada de Puerto Baquerizo Moreno, na Ilha de São Cristóbal. O navio transportava aproximadamente 600 toneladas (160.000 galões) de diesel e 300 toneladas (80.000 galões) de gasolina. Em decorrência do acidente, sete leões-marinhos e 17 aves (pelicanos e patolas-de-pés-azuis) foram afetados. Enquanto que na Ilha de Santa Fé, também foram danificados vários leões-marinhos, e 62% das iguanas morreram após um ano do vazamento (SANDERSON; TIERCELIN; VILLANUEVA, 2001). Outro acidente semelhante ocorreu em junho de 2011, quando 700 galões de diesel foram derramados em uma baía da Ilha de Santa Cruz, a Ilha de Galápagos mais visitada por turistas. Felizmente, neste caso, o vazamento foi controlado graças à colocação de uma barreira protetora ao redor do naufrágio, evitando danos à flora e à fauna (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

A partir de 2007, o governo equatoriano, profundamente preocupado com a viabilidade ecológica, econômica e social das Ilhas Galápagos, lançou a iniciativa “Zero Combustíveis Fósseis nas Ilhas Galápagos (ZCFIG)”, que visa erradicar o uso de destilados de petróleo nesta área altamente sensível, e explorar os recursos renováveis existentes no arquipélago. Assim, o cuidado com a biodiversidade das ilhas passou a ter a máxima prioridade, de acordo com os compromissos assumidos pelo Estado equatoriano com a comunidade internacional. Para isso, várias iniciativas foram estabelecidas pelo governo equatoriano como parte do programa Zero Combustíveis Fósseis nas Ilhas Galápagos, tais como: a inserção de veículos elétricos no arquipélago, bem como, a inserção de fogões por indução (ELECGALAPAGOS, 2021a). Outra iniciativa que merece destaque é o programa “RENOVA”, que visa restaurar geladeiras ineficientes. O impacto que a inserção dessas novas iniciativas causou na rede de distribuição elétrica foi amplamente avaliado por (MORALES et al., 2017). As principais desvantagens da adoção dessas políticas de baixo carbono foram apresentadas por (JAKOB, 2017). Além disso, desde o lançamento desta nova política (Zero Combustíveis Fósseis nas Ilhas Galápagos), o Setor Elétrico de Galápagos tem sido fortemente beneficiado com instalações de geração de energia não convencionais, principalmente usinas eólicas e fotovoltaicas.

De acordo com a Assembleia Nacional do Equador 2016-2040, o governo equatoriano pretende estabelecer uma política energética sustentável para os próximos anos em Galápagos. Para isso, todas as fontes alternativas de energia do arquipélago devem ser exploradas. No

¹ As reservas da biosfera são áreas de ecossistemas costeiros terrestres e marinhos que são reconhecidos internacionalmente no âmbito do programa Homem e Biosfera da UNESCO.

entanto, o SEG atualmente utiliza apenas pequenas quantidades de energia solar, eólica e biocombustíveis à base de óleo de palma, portanto, aumentar o uso desses recursos é mais que uma necessidade no arquipélago nos próximos anos. Por outro lado, a energia baseada no biogás, assim como a energia geotérmica e a energia das ondas, são fontes de energia que ainda não foram exploradas em Galápagos.

Em relação ao recurso solar nas ilhas, Galápagos está anualmente exposta a uma quantidade significativa de luz solar, principalmente nas costas da Ilha de Santa Cruz, na faixa costeira da Ilha Baltra, ao norte e ao sul da Ilha Floreana, grande parte da Ilha de São Cristóbal e, por último, o porto de Villamil, no sul da Ilha Isabela (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). De acordo com o *Global Solar Atlas* (GSA), os valores de irradiância horizontal global (GHI) em Galápagos variam entre 1.650 e 2.250 kWh/m²/ano (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). Esses valores de GHI são maiores do que aqueles encontrados em alguns países europeus, tais como: Alemanha (900 – 1.250 kWh/m²/ano), França (900 – 1.650 kWh/m²/ano) e Espanha (1.200 – 1.850 kWh/m²/ano), países onde as usinas solares estão sendo amplamente utilizadas (NASCIMENTO, 2017). Mesmo com essa grande quantidade de luz solar, as Ilhas Galápagos possuem apenas 2,5 MWp desse tipo de energia, o que representa apenas 4,1% da potência nominal instalada no arquipélago (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

Por outro lado, em 2015 foram gerados 8.823 toneladas de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) nas Ilhas Galápagos, um valor que representa aproximadamente 324 kg per capita por ano. Desses RSU, 1.252 toneladas não são recicláveis (CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS, 2016), devendo ser descartados ou utilizados de maneira adequada. A Digestão Anaeróbica (DA) é uma solução satisfatória para a realização desse descarte, além de gerar biogás como principal produto (SANTOS et al., 2018). Embora a DA seja uma tecnologia avançada e amplamente utilizada no mundo, essa tecnologia ainda não foi aplicada nas Ilhas Galápagos e uma das principais razões é devido ao alto investimento e algumas experiências negativas em outras províncias do Equador (HERRERO et al., 2017).

Outra fonte de geração de biogás que não foi utilizada ou estudada em Galápagos é o esterco bovino. De acordo com a Agência de Regulação e Controle de Biossegurança e Quarentena de Galápagos (ARCBQG), o arquipélago possui cerca de 10.000 cabeças de gado distribuídas em suas quatro ilhas povoadas, o que possibilitaria o aproveitamento desse recurso em cada uma delas (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). Os resíduos sólidos produzidos por esses animais variam de 10 a 15 kg/dia; a taxa de conversão de metano por digestão anaeróbica para este tipo de resíduo é de 0,04 m³ CH₄/kg (SALOMON; LORA, 2009). Portanto, no melhor

dos casos, com a utilização de um digestor tubular, o arquipélago teria capacidade para produzir 9.450 m³/dia de biogás, que poderia ser utilizado para a produção de eletricidade. Além do biogás, esse processo de digestão anaeróbica geraria 16.500 m³/mês de bio-fertilizante, que poderia ser comercializados no mercado agrícola (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

Com base nos recursos renováveis subexplorados (solar) e não explorados (biogás) nas Ilhas Galápagos, um sistema híbrido de geração solar-bateria-biogás poderia ser uma alternativa atraente para todas as ilhas povoadas do arquipélago. No entanto, a inserção de um Sistema Híbrido de Geração de Energia (SHGE) não seria novidade para as ilhas, uma vez que dois desses sistemas já se encontram em funcionamento no arquipélago. Por exemplo, o parque eólico da Ilha de São Cristóbal trabalha em conjunto com uma termelétrica a diesel, formando um sistema híbrido eólico-diesel, que combina as duas fontes mais utilizadas na maioria dos sistemas híbridos instalados na América Latina e Caribe (BORGES NETO et al., 2010). Outro exemplo de sistema híbrido instalado no arquipélago é a central híbrida localizada na Ilha Isabela, que tem uma capacidade instalada de 0,92 MWp de energia fotovoltaica, 1.625 MW de dupla energia térmica (óleo vegetal/diesel) e 258 kWh de capacidade de armazenamento em baterias de íons de lítio (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). Conforme observado, nos dois SHGE instalados nas Ilhas Galápagos, os combustíveis fósseis estão sempre presentes, pois o uso desses combustíveis representa confiabilidade em termos de geração de eletricidade.

Portanto, o estudo e dimensionamento de um sistema híbrido de geração de energia que utiliza apenas recursos renováveis (solar e biogás), proposto neste trabalho, seria inovador nas Ilhas Galápagos. Além disso, esta proposta inovadora iria colaborar diretamente com a iniciativa zero combustíveis fósseis no arquipélago. O biogás poderia ser armazenado e usado para produzir eletricidade. O bio-fertilizante, subproduto da digestão anaeróbica, poderia ser utilizado em atividades agrícolas. A venda deste fertilizante poderia ajudar a manter os preços da eletricidade mais atraentes em comparação com os cobrados pelos sistemas tradicionais geradores de energia. A energia gerada pelos painéis fotovoltaicos poderia alimentar as bombas d'água utilizadas por este mesmo setor agrícola para irrigação. Além disso, qualquer energia excedente poderia ser armazenada em um banco de baterias para o uso posterior, seja em estações de carregamento de veículos elétricos, ou para atender à demanda estimada para 2025.

Por outro lado, esta proposta também poderia acelerar a implementação de projetos que ainda não foram lançados em Galápagos, uma vez que esses projetos aumentam a demanda de eletricidade (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2013a; ELECGALAPAGOS, 2021a). Por exemplo, o projeto que incentiva o uso de veículos elétricos no arquipélago; apenas 362 carros elétricos e 786 motocicletas elétricas foram permitidas nas ilhas até 2020, conforme

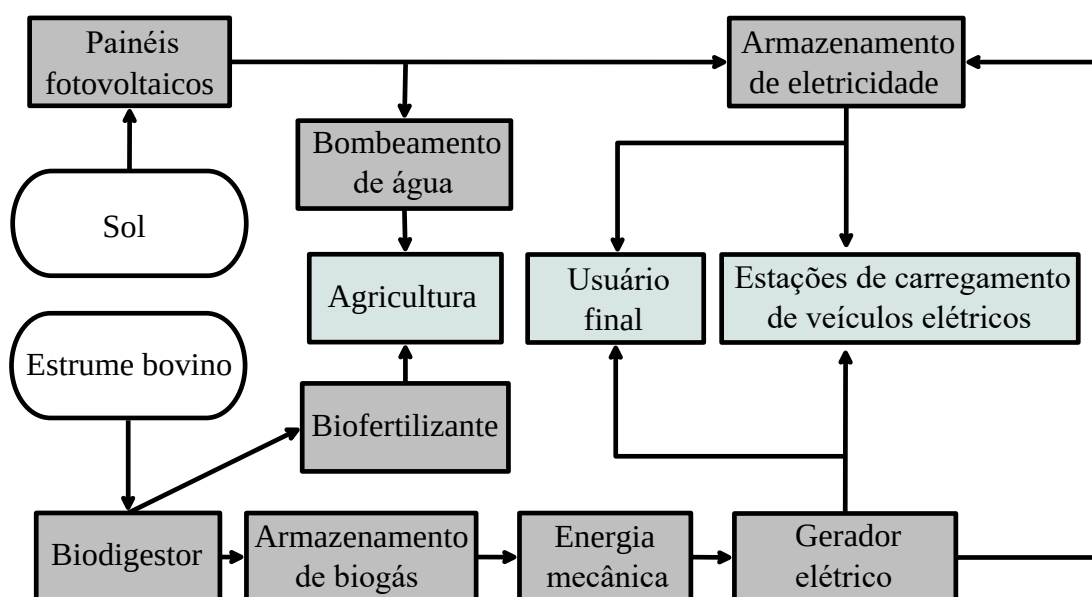
a situação atual. Outro exemplo é o Projeto Cozinha Eficiente (PCE), que visa a substituição dos fogões a gás por elétricos (ELECGALAPAGOS, 2021b).

Ainda, esta proposta permitiria um plano mais ambicioso em termos de mobilidade no setor marítimo (barcos elétricos), já que este setor é o maior consumidor de combustíveis fósseis nas ilhas (CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS, 2021a). Os barcos elétricos poderiam ser carregados em estações de carregamento solar-biogás instaladas nos portos. Esse tipo de tecnologia não seria novidade nas ilhas, pois já existe um estudo que mostra que a utilização de embarcações movidas a energia solar fotovoltaica no arquipélago de Galápagos é tecnicamente viável, uma vez que essa tecnologia traz benefícios ambientais, econômicos e sociais para a população do arquipélago (JARA-ALVEAR et al., 2013).

Por fim, esta proposta, além de ser um mecanismo de geração de energia elétrica, pode ser considerada como um modelo para promover o desenvolvimento local nas ilhas, uma vez que permitiria a adoção de novas tecnologias no arquipélago (veículos e fogões elétricos), gerando empregos e aumentando a renda dos habitantes. Além disso, a proposta de um sistema híbrido gerador de energia considerando apenas fontes de energia renovável, é um mecanismo de desenvolvimento limpo, o que a torna mais atraente para investidores privados em busca de novas oportunidades de negócios.

A proposta do sistema híbrido solar-bateria-biogás é apresentada na Figura 1.

Figura 1. Proposta do Sistema Híbrido de Geração de Energia Renovável para as Ilhas Galápagos.



Fonte: Elaboração própria.

1.2 DIMENSIONAMENTO DE SHGE E ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO

O dimensionamento adequado do SHGE apresentado na Figura 1, traz benefícios técnicos, econômicos e ambientais. No entanto, encontrar esta configuração adequada não é uma tarefa fácil, principalmente devido ao comportamento estocástico da demanda de energia CA e dos recursos renováveis, e também devido ao grande número de variáveis envolvidas no projeto do sistema (TEZER; YAMAN; YAMAN, 2017). Portanto, o dimensionamento ideal do SHGE deve ser altamente justificado em termos econômicos, técnicos e ambientais, razão pela qual tal dimensionamento requer uma abordagem multi-objetivo. Neste contexto, várias técnicas para o dimensionamento ótimo (técnicas de otimização) de um SHGE foram implementadas e apresentadas na literatura especializada, as quais estão divididas principalmente em: probabilísticas (GAZIJAANI; RAVADANEH; SALEHI, 2018), analíticas (BERNAL-AGUSTÍN; DUFO-LÓPEZ, 2009) e iterativas (RAJBONGSHI; BORGOHAIN; MAHAPATRA, 2017).

Dentre essas técnicas de otimização, a Otimização por Enxame de Partículas (PSO, *Particle Swarm Optimizer*) apareceu como uma ferramenta simples, mas com excelente desempenho na solução de problemas de otimização. Este algoritmo é comumente utilizado em problemas de um único objetivo (BONYADI; MICHALEWICZ, 2008). No entanto, com algumas modificações técnicas, esta ferramenta simples tem a capacidade de tratar adequadamente os problemas de otimização multi-objetivo (PARSOPOULOS; VRAHATIS, 2002). Portanto, o PSO tem sido amplamente utilizado para o dimensionamento de SHGE considerando uma abordagem multi-objetiva. Este evidente sucesso do algoritmo se deve principalmente à sua fácil implementação de código, robustez, soluções convergentes estáveis e desempenhos semelhantes aos Algoritmos Genéticos (AG) (BORHANAZAD et al. 2014).

Além disso, para melhorar os resultados obtidos com o PSO, várias combinações deste algoritmo com outros algoritmos evolutivos foram implementadas e apresentadas na literatura especializada. A Tabela 1 resume as diferentes abordagens do algoritmo PSO para o dimensionamento do SHGE, incluindo a abordagem a ser implementada nesta tese de doutorado. Os detalhes dos algoritmos são apresentados no Apêndice H.

Tabela 1. Revisão de literatura das abordagens do algoritmo PSO para o dimensionamento de SHGE.

SHGE					Algoritmo de Otimização	Referência
Unidade Renovável		Unidade Não Renovável	Unidade de Armazenamento			
PV	WT		Bateria	Hidrogênio		
-	√	-	-	√	PSO	(HAKIMI; TAFRESHI; RAJATI, 2007)
√	√	-	√	-	GA-PSO	(GHORBANI et al. 2018)
√	√	Gerador diesel	√	-	MOPSO	(BORHANAZAD et al. 2014)
√	√	-	√	√	PSO	(GARCÍA-TRIVIÑO et al. 2014)
√	√	-	√	√	PSO	(ATHARI; ARDEHALI, 2016)
√	√	-	√	-	MPSO	(MALEKI; AMERI; KEYNIA, 2015)
√	√	-	√	-	PSO	(ASKARZADEH; COELHO, 2015)
√	√	Microturbina	√	-	PSO e QP	(MORADI; ESKANDARI; HOSSEINIAN, 2015)
√	√	-	√	-	DMOPSO	(SHARAFI; ELMEKKAWY; BIBEAU, 2015)
√	-	Diesel-ORC	√	-	PSO	(NOGUERA et al. 2018)
√	√	Gerador diesel	√	√	PSO-GWO	(ABDELSHAFY; HASSAN; JURASZ, 2018)
√	√	-	√	-	E-PSO	(LORESTANI; ARDEHALI, 2018)
√	-	Gerador diesel	√	-	PSO-BPSO	Este tese de doutorado

Fonte: Elaboração própria.

Problemas da vida real, como o desenho de um SHGE, contêm variáveis de decisão contínuas (número de componentes) e variáveis de decisão discretas (modelo dos componentes) e, devido à natureza de otimização contínua da versão simples do PSO, as soluções encontradas pelo algoritmo podem estar longe de ser aplicáveis na vida real. Por exemplo, as soluções podem não ser compatíveis com os modelos dos componentes existentes (painéis fotovoltaicos, baterias, geradores a diesel ou a biogás) no mercado local.

Para resolver este importante problema, conforme mostrado na Tabela 1, alguns autores combinam o algoritmo PSO com outros algoritmos de otimização, como por exemplo os Algoritmos Genéticos (GHORBANI et al., 2018), que é um excelente algoritmo para problemas com variáveis discretas (KACHITVICHYANUKUL, 2012). Essa combinação permite ter uma abordagem realista do problema, além de melhorar o desempenho do algoritmo PSO. No entanto, essa combinação também tem um impacto direto no custo computacional, o que é prejudicial, especialmente na otimização baseada em simulação, onde o algoritmo tem que simular o SHGE várias vezes antes de encontrar uma solução ideal. Deste ponto de vista, o PSO perde sua utilidade, uma vez que perdeu seu caráter simples, e porque os problemas de otimização poderiam ser resolvidos apenas com o algoritmo com o qual o PSO foi combinado.

Neste contexto, este trabalho de doutorado propõe manter a simplicidade do algoritmo PSO combinando a versão original do algoritmo com sua versão binária (BPSO, *Binary Particle Swarm Optimizer*) (KENNEDY; EBERHART, 1997). A função de transferência é a principal diferença entre estes dois algoritmos, PSO e BPSO, e neste trabalho é proposto utilizar uma Função de Transferência de tipo S para trabalhar com as variáveis discretas (MIRJALILI et al. 2011). Ambos algoritmos serão implementados no mesmo código no ambiente computacional MATLAB®. O uso do PSO e do BPSO, simultaneamente, complica a codificação do algoritmo. Porém, essa abordagem permite um dimensionamento do Sistema Híbrido mais realista, mantendo o custo computacional baixo, evitando soluções prematuras e com resultados próximos a outros algoritmos de alto custo computacional. Além da convergência mais rápida, em comparação com a versão original do PSO, devido ao reduzido espaço de busca do BPSO.

Portanto, na proposta do algoritmo PSO-BPSO, as variáveis de decisão contínuas e discretas são processadas de forma independente, e nenhum trabalho semelhante foi relatado na literatura com esta abordagem para o dimensionamento de sistemas geradores de energia. Sendo essa a principal contribuição desta tese de doutorado. Para a validação do algoritmo, as soluções encontradas pelo PSO-BPSO serão comparadas com os resultados de outros trabalhos apresentados na literatura especializada, bem como, com os resultados do programa computacional HOMER® (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*). Por fim, será

testado o desempenho do algoritmo desenvolvido inicialmente no dimensionamento de sistemas híbridos geradores de energia solar-bateria-diesel, e após a verificação do correto funcionamento do algoritmo proposto, os SHGE solar-bateria-biogás para as Ilhas Galápagos, no Equador, serão dimensionados.

1.3 MOTIVAÇÕES

No trabalho de doutorado “Análise Econômica e Ambiental de Sistemas de Geração Alternativa para Suprimento Energético de Carros Elétricos”, foi apresentada uma metodologia para o dimensionamento e análise de um sistema híbrido gerador de energia solar-biogás (CASTRO, 2018). Os resultados obtidos nesse trabalho mostram, principalmente, as vantagens do uso dessas duas fontes renováveis, tanto do ponto de vista econômico quanto do ponto de vista ambiental. No entanto, esse trabalho não inclui uma metodologia de otimização para dimensionar esses tipos de usinas. O próprio autor recomenda o uso de ferramentas de otimização, com intuito de melhorar os benefícios econômicos e ambientais apresentados nos resultados dessa tese de doutorado.

Por outro lado, no trabalho de doutorado “Otimização de Sistemas Híbridos de Geração de Energia Solar-Eólico-Diesel através de Métodos Metaheurísticos e Função Multi-objetivo”, foi apresentada uma abordagem determinística e probabilística para a otimização de sistemas híbridos geradores de energia, utilizando algoritmos genéticos (ROBERTS, 2016). Porém, o algoritmo apresenta altos tempos de convergência mesmo na abordagem determinística. Além disso, este algoritmo não permite a inserção de uma nova fonte renovável como o biogás. O próprio autor recomenda o uso de novas fontes de energia renovável, e hipotetiza que a implementação de outros algoritmos de otimização poderiam trazer resultados promissores e melhorar os tempos de convergência do algoritmo.

Os dois trabalhos acima apresentados são a base e a primeira motivação do presente trabalho de doutorado. O principal desafio desta tese de doutorado foi o desenvolvimento de um algoritmo capaz de projetar um sistema híbrido gerador de energia ótimo com uma abordagem realista, que satisfaça a demanda da carga CA, considerando a natureza variável das fontes de energia renovável (solar-biogás), as variações na demanda de eletricidade, e todas as variáveis contínuas e discretas que estão envolvidas no dimensionamento do sistema. Além disso, alcançar os mesmos resultados com menores tempos de convergência aos apresentados no trabalho de Roberts (ROBERTS et al., 2018; ROBERTS, et al., 2017; ROBERTS, 2016).

O *Particle Swarm Optimizer* e o *Binary Particle Swarm Optimizer* são as metaheurísticas escolhidas para este trabalho. A motivação para a escolha dessas duas metaheurísticas foi amplamente justificada na subseção anterior, e se deve basicamente à falta de trabalhos na literatura especializada que utilize essa abordagem mista no dimensionamento de sistemas híbridos geradores de energia.

A terceira motivação tem a ver com o local escolhido, as Ilhas Galápagos. A falta de pesquisas sobre questões energéticas em um lugar de importância mundial, e os atuais incentivos do governo equatoriano para explorar novas fontes de geração de energia neste arquipélago, foram a principal motivação para escolher o arquipélago como eixo principal desta tese de doutorado.

Assim, as principais contribuições desta tese de doutorado são:

O desenvolvimento de uma ferramenta simples, rápida e eficaz para o dimensionamento ideal de sistemas híbridos geradores de energia, utilizando um método metaheurístico híbrido PSO-BPSO (LLERENA-PIZARRO et al., 2020);

Os códigos em MATLAB® do PSO-BPSO e dos modelos matemáticos das unidades geradoras de energia;

O levantamento completo do Setor Elétrico de Galápagos junto com a proposta de um sistema híbrido solar-bateria-biogás, que já foi publicado pela revista internacional *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

1.4 OBJETIVOS DE PESQUISA

O presente trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma ferramenta simples, capaz de dimensionar e simular Sistemas Híbridos de Geração de Energia, priorizando o aproveitamento dos recursos energéticos locais das Ilhas Galápagos; visando o menor Valor Presente Líquido dos Custos (NPVc – *Net Present Value*), a maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e o menor impacto ambiental. Para tanto, alguns objetivos específicos devem ser alcançados:

Levantar o estado atual do Setor Elétrico das Ilhas Galápagos;

Estudar o potencial de energia solar fotovoltaica e de biogás nas Ilhas Galápagos;

Revisar as técnicas para o dimensionamento de sistemas híbridos geradores de energia, através de métodos metaheurísticos e funções multi-objetivo;

Desenvolver uma metodologia passo-a-passo para a implementação do algoritmo híbrido PSO-BPSO para o dimensionamento do SHGE;

Modelar matematicamente e simular cada uma das unidades geradoras de energia que compõem o SHGE.

1.5 APRESENTAÇÃO INICIAL

O conteúdo desta tese de doutorado está estruturado em cinco capítulos, conforme a seguir:

O CAPÍTULO 1: CONSIDERAÇÕES INICIAIS, apresenta as informações gerais sobre o estado da arte do assunto estudado (Setor Elétrico de Galápagos e os métodos metaheurísticos para o dimensionamento dos Sistemas Híbridos), apresenta também as principais motivações e contribuições deste trabalho. Ainda neste capítulo, os principais objetivos a serem alcançados são apresentados. Por fim, apresenta a estrutura desta tese de doutorado.

O CAPÍTULO 2: SETOR ELÉTRICO DE GALÁPAGOS, apresenta em detalhes o estado atual de cada um dos sistemas elétricos que compõem o Sistema Elétrico de Galápagos, bem como, o perfil das Ilhas Galápagos. Ainda neste capítulo, são apresentadas também as projeções futuras do SEG até o ano de 2025. Por fim, analisa minuciosamente os principais recursos renováveis explorados e não explorados no arquipélago.

O CAPÍTULO 3: METODOLOGIA, apresenta em detalhes a metodologia aplicada para o pré-dimensionamento, dimensionamento e otimização do SHGE, bem como, todo o equacionamento necessário para implementar os modelos econômicos, técnicos e ambientais. Finalmente, este capítulo apresenta o passo a passo do desenvolvimento do algoritmo PSO-BPSO.

O CAPÍTULO 4: ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS, apresenta os resultados de desempenho do algoritmo desenvolvido. Em primeiro lugar, para validar o algoritmo proposto (PSO-BPSO), foram projetados sistemas híbridos geradores de energia solar-bateria e solar-bateria-diesel. Os resultados destes primeiros testes foram comparados com os resultados dos artigos apresentados na literatura especializada e com os resultados do *software* de computador HOMER®. Esta primeira parte também apresenta uma análise crítica dessas comparações. Uma vez validado o algoritmo, na segunda parte deste capítulo, são apresentados os resultados do sistema proposto nesta tese de doutorado (solar-bateria-biogás).

O **CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES**, apresenta as contribuições mais relevantes a partir dos resultados obtidos neste estudo, bem como, as conclusões. Sugestões de trabalhos futuros também são apresentadas neste capítulo.

Após as conclusões, todas as referências consultadas e citadas são apresentadas em ordem alfabética. Por fim, como última parte deste documento, são apresentados todos os anexos, bem como, os códigos completos gerados no MATLAB®.

Nesta província vivem 25.244 pessoas, com uma taxa anual de crescimento populacional de 1,8%. Onde 83% desta população está localizada na área urbana e 17% na área rural das ilhas. Além disso, a população está distribuída principalmente em cinco ilhas: 30% na região de San Cristóbal, na Ilha Floreana e na Ilha San Cristóbal; 61% na região de Santa Cruz na Ilha Santa Cruz e na ilha Baltra; e 9% na região de Isabela na ilha com o mesmo nome (INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS, 2015). A Tabela 2 apresenta as características gerais das ilhas povoadas.

Tabela 2. Características gerais das ilhas povoadas.

Ilha	Características
Floreana	Localizada na área centro-sul do arquipélago, possui uma área de 172 km ² , com altitude máxima de 640 metros acima do nível do mar. A idade da ilha é estimada em aproximadamente 1,5 milhão de anos.
Isabela	Posicionada a oeste do arquipélago, é a maior ilha da província com uma área de 4.588 km ² , representando 60% da área total de Galápagos. Esta ilha é uma das mais novas, com menos de um milhão de anos. Finalmente, esta ilha é uma das ilhas com maior atividade vulcânica, pois está localizada em um ponto quente.
San Cristóbal	Situada a leste do arquipélago, mais distante do ponto quente, esta ilha tem uma área de 558,09 km ² e sua altitude é de 730 metros acima do nível do mar. San Cristóbal é a ilha mais antiga com uma idade aproximada de 2,8 a 5,8 milhões de anos.
Santa Cruz	Localizada no centro do arquipélago. É uma das maiores ilhas, com uma área de 986 km ² e uma altitude máxima de 864 metros acima do nível do mar. Estima-se que tenha 3,6 milhões de anos.
Baltra	Localizada também no centro do arquipélago, perto da Ilha Santa Cruz. A área é de 72 km ² e tem uma altitude máxima de 100 metros acima do nível do mar.

Fonte: Consejo de Gobierno del Régimen Especial de Galápagos (2016).

Em termos de temperatura, o clima das Ilhas Galápagos inclui uma estação quente que varia entre 26 °C e 28 °C, ocorrendo entre janeiro e abril. A estação fria ocupa o resto do ano, com temperaturas abaixo de 24 °C; certos lugares do oeste experimentam temperaturas de apenas 14 °C. Durante os meses da estação chuvosa (junho a novembro), a temperatura ambiente média na região costeira das ilhas é de 21 °C (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

Por fim, devido à sua vasta biodiversidade e altos níveis de endemismo, as Ilhas Galápagos são reconhecidas internacionalmente por suas múltiplas áreas protegidas e suas consequentes designações, tais como: Parque Nacional de Galápagos, Santuário da Biosfera e da Baleia, Reserva Marinha de Galápagos e Patrimônio Natural da Humanidade (CONSEJO

DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS, 2014; LANSDALE et al., 2015). Assim, como resultado de sua biodiversidade, Galápagos tornou-se um ícone do turismo, gerando uma série de efeitos econômicos, ambientais, sociais e culturais.

2.2 O SETOR ELÉTRICO DE GALÁPAGOS

2.2.1 Evolução do Setor Elétrico de Galápagos

Segundo a Agência de Controle e Regulamentação de Energia Elétrica (ARCONEL, na sigla em espanhol), o Setor Elétrico de Galápagos é composto por quatro sistemas elétricos isolados do Sistema Nacional Interligado (SNI) (um para cada ilha habitada). Do ponto de vista operacional, sua evolução pode ser dividida em três períodos (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2015).

O período de 1961 a 1999 foi marcado pelo surgimento da energia elétrica nas Ilhas Galápagos. No início deste período, apenas a capital e a Estação Charles Darwin tinham eletricidade. Em 1967, com a ajuda do Corpo de Paz dos Estados Unidos, instalou-se um gerador de eletricidade à gasolina no arquipélago, e assim, as poucas ruas das ilhas eram iluminadas por algumas horas todas as noites. Em 1971, o Instituto de Eletrificação do Equador (INECEL, por sua sigla em espanhol) iniciou as operações necessárias para fornecer energia elétrica à região insular e, em 1974, iniciou-se a construção de uma rede elétrica local (ELECGALAPAGOS, 2017). Já para o ano de 1980, as ilhas possuíam três geradores elétricos, dois de 50 kW e um de 80 kW. O combustível necessário para alimentar esses geradores era transportado por barcos uma vez por mês a partir da província de Guayas. No final deste período, a INECEL foi extinta e substituída pela Companhia Provincial de Eletricidade de Galápagos (E. E. GALAPAGOS S.A.) (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 1999). Esta empresa é responsável pela geração, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade na província de Galápagos desde então.

A era exclusivamente dos combustíveis fósseis nas Ilhas Galápagos foi de 1999 a 2007. A partir de 2001, a E. E. GALAPAGOS conseguiu fornecer eletricidade às ilhas 24 horas por dia. Em 2007, o SEG atingiu uma potência instalada de 6,29 MW. No entanto, todo esse período foi marcado pelo uso tradicional de combustíveis fósseis para gerar energia elétrica (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2015). Esta forte dependência de combustíveis fósseis causou impactos ambientais significativos nas ilhas. Pois, além de aumentar as emissões de gases de efeito estufa, esses combustíveis fósseis representam uma

ameaça constante ao arquipélago, porque quando transportados por via marítima, existe o risco de contaminação devido a vazamentos.

No período de 2007 a 2016, iniciou-se o uso dos recursos renováveis existentes nas Ilhas Galápagos. No início deste período, o governo equatoriano, preocupado com a viabilidade ecológica, econômica e social das Ilhas, decidiu iniciar o programa Zero Combustíveis Fósseis, que visa erradicar o uso de destilados de petróleo e aproveitar os recursos renováveis existentes no arquipélago. Desde então, o SEG foi influenciado pela entrada de usinas de geração de energia não convencionais, principalmente eólica e fotovoltaica. Assim, atualmente, o SEG é composto por usinas fotovoltaicas, eólicas e térmicas (biocombustível-diesel) (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

2.2.2 A matriz elétrica de Galápagos

O setor de energia elétrica das Ilhas Galápagos depende amplamente dos combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica. De acordo com o Plano de Galápagos (PG) 2015 - 2020, aproximadamente 85% da energia gerada nas ilhas é produzida através do consumo de diesel, usando mais de três milhões de galões por ano, com uma taxa de crescimento anual de 4,4%. Quanto aos 15% restantes, essa eletricidade é gerada por meio de fontes de energia renováveis, como a eólica, fotovoltaica e biocombustíveis (CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS, 2016). Segundo o Plano Mestre de Eletrificação (PME) 2016 - 2025, a geração de energia renovável evitou a emissão de aproximadamente 26,7 mil toneladas de CO₂. Isso representou uma economia de 2,73 milhões de dólares no período de 2007 a 2016 (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). A potência instalada nominal em cada ilha em 2016 é apresentada na Tabela 3.

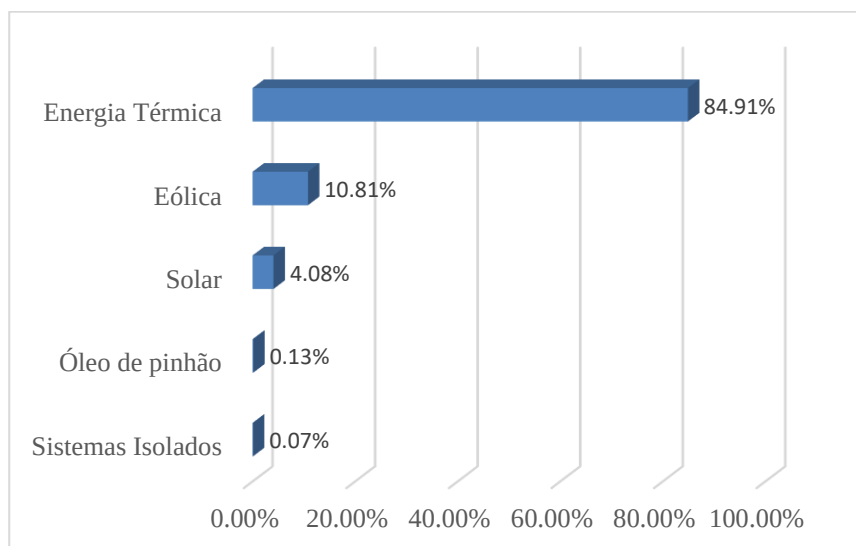
Tabela 3. Potência nominal Instalada do Setor Elétrico de Galápagos.

Ilha	Térmica (kW)		Renovável (kW)		TOTAL (kW)
	Diesel	Biocombustível	Eólica	Solar	
San Cristóbal	9.450	-	2.400	12	11.862
Santa Cruz	14.950	-	2.250	1.575	18.755
Isabela	3.250	-	-	930	4.180
Floreana	-	138	-	26	164
Total	27.650	138	4.650	2.543	34.981

Fonte: Adaptado de Llerena-Pizarro et al., (2019).

Na Figura 3, a matriz de geração de energia elétrica da província de Galápagos é apresentada de acordo com o tipo de fonte de energia.

Figura 3. Matriz de geração de energia elétrica de Galápagos em 2016.



Fonte: Adaptado de Llerena-Pizarro et al., (2019); Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2017).

Pode-se ver claramente na Figura 3 que a contribuição das usinas termelétricas é vital para a confiabilidade na operação do sistema energético de Galápagos. No entanto, uma mudança drástica está prevista para os próximos anos. De acordo com a PME 2016 - 2025, uma potência adicional de 28,5 MW utilizando exclusivamente fontes renováveis será instalada no SEG até 2025 (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

2.2.3 Usinas termelétricas nas Ilhas Galápagos

A Ilha San Cristóbal possui uma usina termelétrica de 9,4 MW de potência nominal instalada, composta por nove geradores elétricos. A capacidade de geração dessas unidades varia entre 650 kW e 1.700 kW, e seu desempenho médio é de 13,04 kWh/galão de combustível. No ano de 2016, o consumo de combustível na geração térmica nesta ilha foi de 1.020,68 TEP de diesel. Por outro lado, as Ilhas Baltra - Santa Cruz possuem uma termelétrica de 15 MW de potência nominal, composta por 11 unidades geradoras (7 de 1.700 kW e 4 de 650 kW). O desempenho médio desses geradores é de 13,77 kWh/galão. Ainda em 2016, o consumo de combustível na geração térmica nesta ilha foi de 1.948,78 TEP de diesel. A Ilha Isabela possui uma usina termelétrica com capacidade nominal de 3.250 kW, composta por cinco geradores elétricos. A capacidade de geração dessas unidades varia entre 510 kW e 1.000 kW, e seu

desempenho médio é de 13,21 kWh/galão. Neste mesmo ano, o consumo de combustível na geração térmica nesta ilha foi de 384,30 TEP de diesel. Por fim, a Ilha Floreana possui uma usina termelétrica com duas unidades movidas a óleo vegetal e/ou diesel com capacidade nominal de 138 kW, e duas unidades com capacidade nominal de 160 kW abastecidas apenas com diesel. A capacidade de geração dessas unidades varia entre 75 kW e 105 kW, e seu rendimento médio é de 11,47 kWh/galão. Em 2016, o consumo de combustível na geração térmica nesta ilha foi de 19,72 TEP de diesel (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018a; CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS, 2011).

2.2.4 Usinas de energia renovável

2.2.4.1 Energia solar fotovoltaica

O uso de painéis fotovoltaicos para produzir eletricidade distribuída atraiu cada vez mais interesse no arquipélago. Atualmente, Galápagos possui sistemas de pequeno, médio e grande porte em suas diferentes ilhas. A capacidade instalada da usina Santa Cruz Solar Puerto Ayora de 1,52 MW corresponde a 6,48% da demanda anual de eletricidade na ilha. A eletricidade gerada é transmitida para a subestação E. E. GALAPAGOS através de uma linha de transmissão de 13,8 kV, e de aproximadamente 0,7 km (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). A despesa do projeto foi de cerca de oito milhões de dólares; o financiamento foi feito por uma cooperação entre a Agência de Cooperação Internacional Coreia-KOICA, o Ministério da Eletricidade e Energia Renovável (MEER, por sua sigla em espanhol), e a E. E. GALAPAGOS (ELECGALAPAGOS, 2021c).

A usina Baltra Solar de 70 kW possui um sistema de armazenamento de baterias recarregáveis de Li-ion (500 kW, 268 kWh) e chumbo-ácido (500 kW, 4.000 kWh); este sistema de acumulação híbrida é único na América Latina e aumentou a inserção de fontes renováveis em 6% nas Ilhas Galápagos (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

Finalmente, a usina Perla Solar na Ilha Floreana tem uma potência de 20 kW, enquanto a planta da Solar Eolicsa na Ilha San Cristóbal tem uma capacidade instalada de 10 kW. Além desses sistemas públicos, o arquipélago conta com sistemas isolados privados nas Ilhas Santa Cruz, Isabela e Floreana, com uma capacidade de potência de 10 kW em cada ilha (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018a). Outros projetos

fotovoltaicos anunciados pelo governo equatoriano para 2025 incluem sete usinas solares fotovoltaicas com capacidade total de 12,9 MWp, localizadas principalmente nas Ilhas San Cristóbal e Isabela (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

2.2.4.2 Energia eólica

Embora, em Galápagos, a distribuição do vento não seja tão favorável e não exista um mapa eólico para fins energéticos, duas usinas eólicas foram instaladas com sucesso.

A primeira está localizada na montanha El Tropezón (-0,892639 °, -89,498806 °) na Ilha San Cristóbal. Em 2015, neste setor, os ventos atingiram uma velocidade média de 5,6 m/s, sendo que no mês de maio foi atingida a máxima velocidade do ano (12,8 m/s). A capacidade instalada deste parque eólico é de 2,4 MW (três turbinas AE-59 de 800 kW). O custo foi de 10 milhões de dólares, e foi financiado principalmente através de um subsídio das empresas-membro da Parceria Global de Energia Sustentável (GSEP, sigla em inglês) (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). Este foi o primeiro projeto eólico no Equador, e está em operação desde outubro de 2007 (PONCE-JARA et al., 2018). Em 2016, esse sistema gerou 16 GWh de energia. Ele atende a 32% da demanda anual da ilha, permitindo uma economia de 301.681 galões de diesel por ano, totalizando três milhões de galões economizados no período de 2007 a 2017. Finalmente, o governo anunciou que dois projetos eólicos serão instalados nesta ilha em 2021 e 2023, com uma capacidade de 2,25 MW cada e um custo total de 18 milhões de dólares (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

O segundo parque eólico de Galápagos está localizado na Ilha Baltra. Esta usina tem capacidade instalada nominal de 2,25 MW (três turbinas de 750 kW). Este parque eólico foi implementado com um acordo entre o MEER e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD); seu custo foi de 10 milhões de dólares (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). Esta usina eólica atende a 17,3% da demanda de energia da Ilha Baltra e da Ilha Santa Cruz. Está interligada à subestação de Puerto Ayora (Ilha Santa Cruz) através de linhas de transmissão de 34,5 kV de 50 km de extensão, com segmentos aéreos, subterrâneos e submersos. A implantação deste parque eólico permite a economia de 99.763 galões de diesel por ano, que chegam a quase trezentos mil litros de diesel no período de 2014 a 2017. Até 2025, esta usina terá uma capacidade adicional de 9,5 MW (LLERENA-PIZARRO et al., 2019; MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

2.2.4.3 Óleos

Por meio da iniciativa Zero Combustíveis Fósseis nas Ilhas Galápagos, que também busca substituir o uso de diesel por biodiesel nas ilhas, estão sendo desenvolvidos projetos pilotos para a produção de óleo de pinhão. Este projeto tem o apoio do governo da Alemanha. Duas unidades com capacidade nominal de 138 kW foram instaladas na Ilha Floreana. O óleo vegetal é obtido a partir da atividade agroindustrial na província de Manabí (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2018a). Atualmente, estudos de viabilidade para a produção de biocombustível a partir do óleo de palma também estão sendo realizados (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2013a). Os óleos vegetais têm uma participação mínima no Sistema Elétrico de Galápagos, compreendendo apenas 20% do combustível usado na Ilha Floreana (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

2.2.5 Usuários e demanda de eletricidade na província de Galápagos

Em 2016, a província de Galápagos atingiu o segundo maior consumo de energia per capita no Equador (1.558 kWh/habitante), alcançando um faturamento de 47,00 GWh dos 51,76 GWh disponíveis no SEG (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018a). A energia demandada naquele ano foi 30,5% maior do que a esperada no PME 2007 - 2016 (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2007). Em relação ao número de usuários, em 2016 a Empresa Elétrica de Galápagos teve 11.234 usuários, dos quais, 8.825 residenciais; 1.834 comerciais; 178 industriais; 28 de iluminação pública; e 369 outros, o que representa 39% a mais que em 2010 (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2010). A Tabela 4 apresenta a energia consumida e a energia disponível, bem como o número de usuários por ilha em 2016.

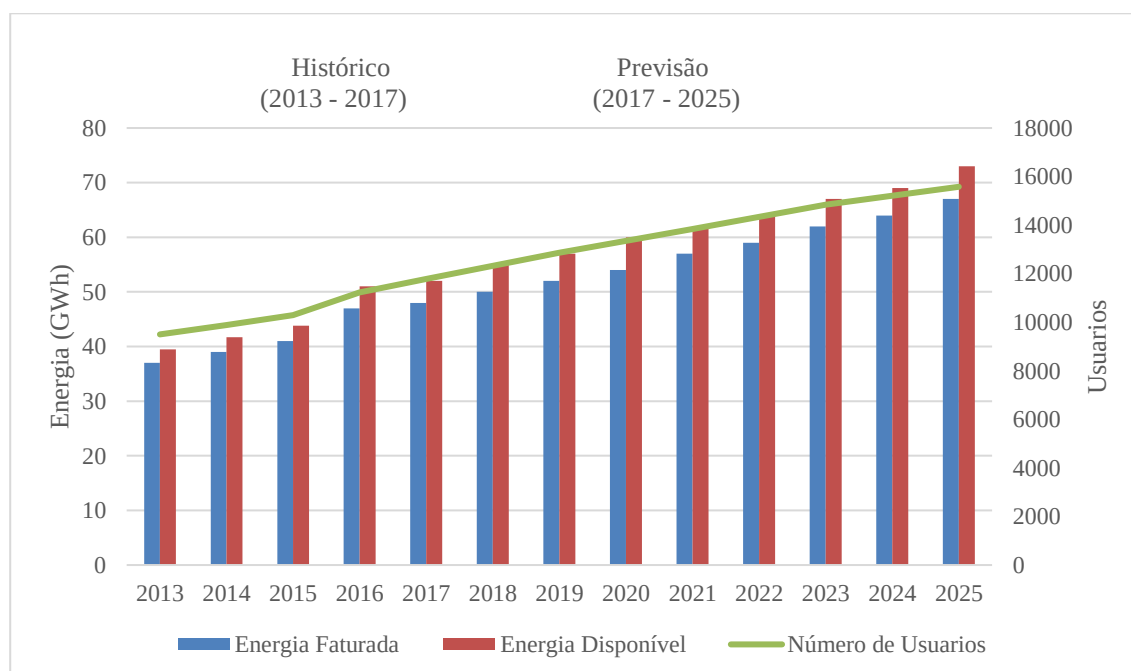
Tabela 4. Usuários/ Energia Disponível/ Energia Faturada no ano 2016.

Ilha	Usuários	Energia Disponível GWh/ano	Energia Faturada GWh/ano
San Cristóbal	3.292	14,6	14,41
Santa Cruz	6.642	31,9	27,86
Isabel	1.224	5	4,55
Floreana	76	0,26	0,19
TOTAL	11.234	51,76	47,01

Fonte: Adaptado de Llerena-Pizarro. et al., (2019); Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2017).

Por outro lado, de março de 2017 a fevereiro de 2018, o SEG apresentou um consumo de 49,46 GWh dos 53,79 GWh disponíveis. Em abril de 2017 teve a maior demanda (5,38 GWh), e em dezembro do mesmo ano, teve a menor demanda (3,41 GWh). O segundo semestre de 2017 teve a menor demanda de energia elétrica (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018b). De acordo com o PME 2016 - 2025, a demanda por energia elétrica prevista para o ano de 2025 será de 41,20% maior que em 2016 (de 47,01 GWh para 73,01 GWh). Isabela será a ilha com o maior aumento (82,34%), seguida pela Ilha Santa Cruz com um crescimento de 47,51%. As Ilhas San Cristóbal e Floreana terão a menor variação, com apenas um leve aumento de 13,66% e 7,94%, respectivamente (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). Em relação aos usuários, a partir de fevereiro de 2018, a E. E. GALAPAGOS possui 11.876 usuários (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018c), e há uma previsão de um incremento de 18% até 2025 (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). A Figura 4 apresenta a evolução da demanda de energia elétrica e o número de usuários nos últimos cinco anos, bem como, a previsão até o ano de 2025.

Figura 4. Demanda elétrica e número de usuários no período (2013 – 2025).



Fonte: Produção do próprio autor com dados de Consejo Nacional de Electricidad (2013b); Llerena-Pizarro, et al., (2019).

Como pode ser observado na Figura 4, até 2025, serão necessários 73 GWh nas Ilhas Galápagos, o que representa 1,4 vezes a mais do que no ano de 2016.

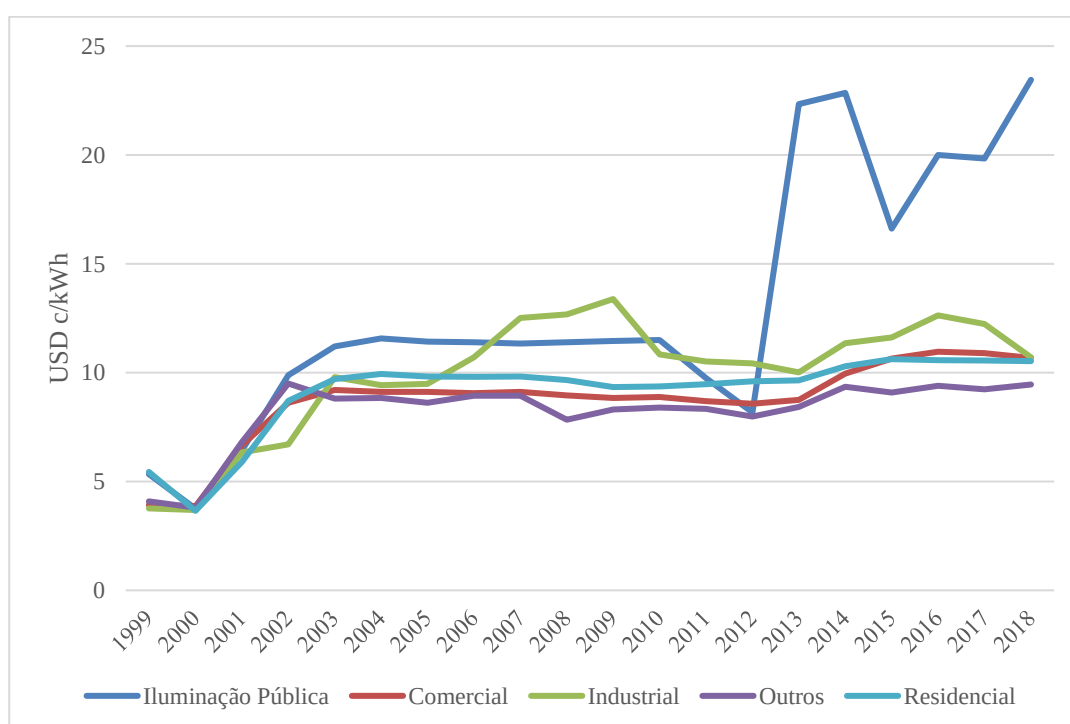
2.2.6 Tarifas de energia elétrica nas Ilhas Galápagos

A ARCONEL, em conformidade com o Artigo 15. - Atribuições e Deveres da Lei Orgânica do Serviço Público de Energia Elétrica (LOSPEE), tem o poder de realizar estudos e análises técnicas, econômicas e financeiras para a elaboração de regulamentações, especificações tarifárias e ações de controle para o serviço público de energia elétrica e para o serviço de iluminação pública geral (ASAMBLEA NACIONAL, 2015).

2.2.7 Preços de venda pela E. E. Galápagos

Em 2016, o preço médio de venda na província de Galápagos foi de US \$0,10 por kWh. As receitas para esse ano chegaram a 5,11 milhões de dólares (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018a), 108% a mais do que em 2010. Além disso, a E. E. Galápagos também oferece um incentivo para usuários que consomem menos de 130 kWh/mês; nesse caso, o preço da energia é de US \$0,04 por kWh consumido (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). A Figura 5 apresenta a evolução dos preços médios aplicados aos diferentes tipos de usuários da E. E. Galápagos.

Figura 5. Preços médios aplicados aos clientes da E. E. Galápagos.



Fonte: Produção do próprio autor com dados de Agencia de Regulación y Control de Electricidad (2018f).

Como visto na Figura 5, observa-se que a tendência dos preços da E. E. Galápagos é atingir um preço igual para o setor comercial, industrial, residencial e “outros”. Por outro lado, 2009 foi o ano mais caro para o setor industrial, com custos de US \$0,13 por kWh. O preço no setor de iluminação pública cresceu desde 2012. Em 2018, este setor teve o maior preço da história da E. E. Galápagos, com um valor de US \$0,23 por kWh. Isso tem o objetivo de motivar uma mudança de iluminação de alto consumo para uma mais eficiente. Os preços médios em 2018 para os demais setores são: comercial US \$0,110 por kWh; industrial US \$0,107 por kWh; residencial US\$ 0,105 por kWh; e outros US \$ 0,095 por kWh (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

2.2.8 Preços de compra pela E. E. Galápagos

Para atender à demanda dos clientes finais, a E. E. Galápagos adquiriu um total de 1,09 GWh dos sistemas privados isolados em 2016, o equivalente a US \$140.000. O preço médio de compra naquele ano foi de US \$0,13 por kWh, sendo este o maior preço de compra em todo o Equador (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018a). A Tabela 5 apresenta os preços médios de compra por tipo de energia, de acordo com o Regulamento CONELEC - 009/06. Os preços aplicam-se especificamente à província de Galápagos e são válidos até dezembro de 2020 (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2009).

Tabela 5. Preço de compra segundo o tipo de energia.

Centrais	Preço (USD/kWh)
Eólicas	0,12
Fotovoltaicas	0,57
Biomassa e biogás	0,11
Geotérmicas	0,10
Pequenas centrais hidrelétricas até 5MW	0,06
Pequenas centrais hidrelétricas maiores a 5MW até 10MW	0,06

Fonte: Adaptado de Llerena-Pizarro et al. (2019).

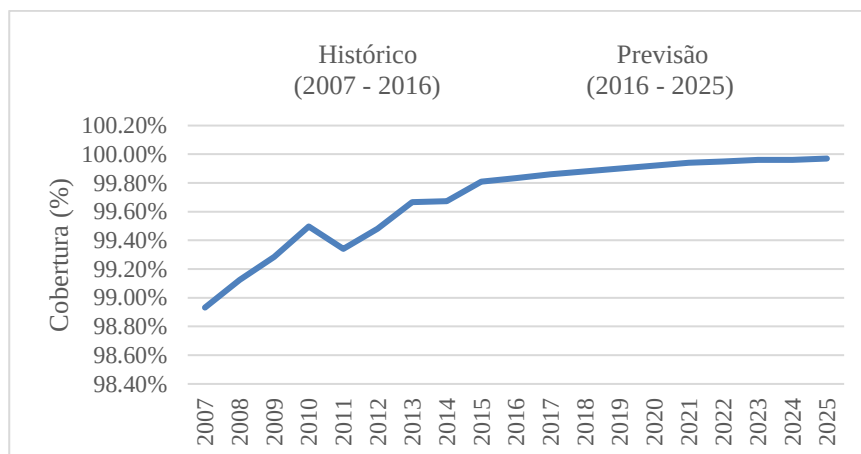
2.2.9 Infraestrutura de subtransmissão/distribuição e cobertura

O atual sistema isolado de Galápagos possui nove subestações (8 de elevação e 1 de redução) com capacidade de 41,3 MVA e um total de 51,47 km de linhas de transmissão. Além disso, nos níveis de distribuição, este sistema consiste em: 268,52 km de linhas de média tensão (146,62 km de 13,2 kV e 121,90 km de 13,8 kV); 207,28 km de linhas de baixa tensão (189,62 km monofásico, 1,06 km de duas fases e 16,61 km trifásicos); 854 transformadores (718 monofásicos e 136 trifásicos) com capacidade de transformação de 28,97 MVA (monofásico de 18,46 MVA e 10,52 MVA trifásico); e 11.221 aparelhos de medição (1.157 monofásicos, 9.859 bifásicos e 205 de trifásicos). De acordo com o PME 2016 - 2025, até 2025 haverá um total de 308 km de linhas de média tensão, 357 km de linhas de baixa tensão, 1.136 transformadores e 15.821 dispositivos de medição; não sendo necessário aumentar o número de linhas de transmissão (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

Em relação à cobertura de eletricidade, a província de Galápagos teve a maior cobertura em todo o país em 2016 e um aumento de 1% desde 2007 (de 98,83% para 99,83% em 2016) (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018a). Nos últimos anos, a E. E. Galápagos trabalhou em projetos para manter uma cobertura de mais de 99% e alcançar os setores habitados mais remotos do arquipélago. Por exemplo, o projeto *Media Luna* na área rural de Santa Cruz, que envolve a expansão da rede da ilha com a construção de 1,1 km de linhas de média tensão, 0,3 km de linhas de baixa tensão e instalação de dois transformadores de 25 kVA e oito aparelhos de medição. Outro projeto, foi a Construção de Redes de Distribuição de *El Cura* e *El Papal* na Ilha Isabela. O projeto teve um investimento de US\$ 219.512,63 e permitiu atingir 100% de cobertura de todas as áreas povoadas da ilha, tanto urbanas quanto rurais. Finalmente, um projeto para fortalecer as redes de eletricidade nos setores rurais na Ilha San Cristóbal, que beneficiou 62 usuários do setor (LLERENA-PIZARRO, et al. 2019).

O governo equatoriano está comprometido em fortalecer o serviço de eletricidade nas Ilhas Galápagos e continuará a fazer investimentos para melhorar a cobertura de eletricidade (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2014b). De acordo com o PME 2013 - 2022, a meta para o ano de 2025 é atingir uma cobertura elétrica correspondente a 99,97% (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2013c). A Figura 6 ilustra o histórico e a previsão da cobertura de energia elétrica nas Ilhas Galápagos.

Figura 6. Histórico e previsão da cobertura de energia elétrica.

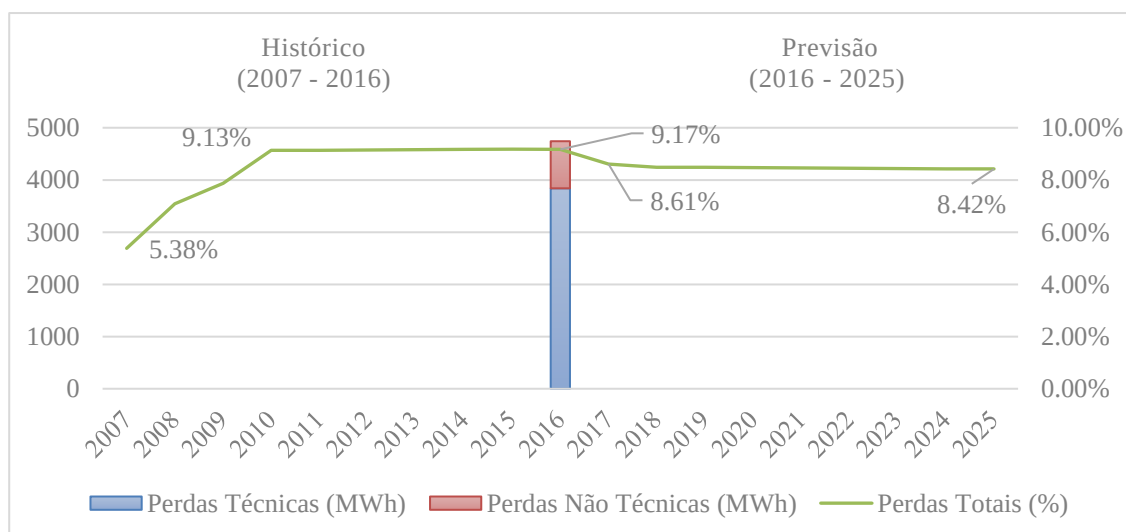


Fonte: Produção do próprio autor com dados de Agencia de Regulación y Control de Electricidad (2018d).

2.2.10 Perdas no sistema de distribuição

Existem dois tipos de perdas de energia no sistema de distribuição: as perdas técnicas, que são causadas pela dissipação de calor nos elementos que compõem a rede elétrica (condutores, transformadores, luzes e medidores, entre outros), e as perdas não técnicas, que geralmente são causadas pela falta de registro de assinantes e pela falta de medição e pagamento de consumidores (que são supridos de eletricidade ilegalmente ou cujos sistemas de registro foram danificados ou manipulados) (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2013a). A Figura 7 apresenta o comportamento das perdas elétricas totais anuais (históricas e previstas) no sistema de distribuição do SEG.

Figura 7. Perdas elétricas anuais (histórico e previsão) no sistema de distribuição.



Fonte: Produção do próprio autor com dados de Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2017).

Como pode ser observado na Figura 7, em 2016, as perdas totais de energia apresentaram o maior nível no período analisado (9,17%). Nota-se que 7,42% dessas perdas foram técnicas e ocorreram nas seguintes etapas: 3,60% na baixa tensão, nível das redes secundárias, 1,90% na transformação de média-baixa tensão, 1,44% na alta tensão no nível de transmissão, e apenas 0,47% na média tensão no nível dos circuitos primários.

Por outro lado, em 2017, as perdas totais (técnicas e não técnicas) atingiram 8,61%, o que representa 3,75 GWh da energia total disponível (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018b); o que representa 0,52% a menos que no ano de 2010 (9,13%) (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2013b).

A partir de 2018, a meta da E. E. Galápagos é continuar a reduzir as perdas em 0,01% ao ano até atingir o percentual de 8,42% nas perdas totais, no ano de 2025; o que representa 0,19% a menos que as perdas de 2017 (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). O Plano de Redução de Perdas de Energia Elétrica (PLANREP, por sua sigla em espanhol) é o guia para atingir esse objetivo (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2018c).

Por fim, é importante ressaltar que no período de 2007 a 2014, o país investiu US\$ 256 milhões em projetos voltados à redução das perdas de energia elétrica em nível nacional (BANCO INTERAMERICANO DE DESAROLLO, 2017). Importa ainda salientar que, por cada ponto percentual na diminuição das perdas de energia, o Equador recupera cerca de 20 milhões de dólares por ano (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2014a).

2.2.11 Qualidade do serviço técnico

A qualidade do serviço técnico é medida usando dois indicadores: a Frequência de Interrupção Média (FMIk, por sua sigla em espanhol) e o Tempo Total de Interrupção (TTIk, por sua sigla em espanhol) por kVA instalado. De acordo com o regulamento N°. CONELEC - 004/01, os limites admissíveis para FMIk e TTIk são 4 vezes/ano e 8 horas/dia, respectivamente (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2012). Em 2010, a E. E. Galápagos sofreu um FMIk de 17,4 e um TTIk de 13,4, fornecendo assim um serviço abaixo dos limites admissíveis; as previsões para 2021 não são favoráveis, uma vez que parece alcançar apenas um FMIk de 10 e um TTIk de 8. O FMIk ainda se desviará de seus limites em 150%.

No que diz respeito à qualidade do serviço comercial, o objetivo é atingir apenas 1% nos erros de faturamento (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2013d; LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

2.2.12 Programas de eficiência energética em Galápagos

Em termos de eficiência energética, nas Ilhas Galápagos, diversas iniciativas são promovidas para o uso racional da energia. Um exemplo é o programa RENOVA, que visa renovar equipamentos ineficientes. Entre 2012 e 2016, foram substituídos 1.109 refrigeradores, o que representa uma economia de energia de 137,71 MWh/ano e evitou emissões de 602,67 toneladas de CO₂. Os beneficiários deste programa são clientes residenciais cujo consumo de eletricidade não excede 200 kWh/mês (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018g). De acordo com o PME 2013 - 2022, em 2022 o programa RENOVA impedirá o consumo de 2.342 kWh nas Ilhas Galápagos (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2013a).

Atualmente, inicia-se a segunda fase deste programa, que propõe a substituição de refrigeradores e ares-condicionados domésticos nos setores hoteleiro, residencial e comercial, nos próximos seis anos (MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017).

Outra iniciativa para o uso eficiente de energia em Galápagos é a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas economizadoras de energia. Segundo o Plano Nacional de Eficiência Energética (PLANEE) 2016 - 2035, entre os anos de 2008 e 2013, 25.000 unidades foram substituídas em Galápagos, obtendo uma economia de energia de 400 MWh/ano e evitando a emissão de 268 toneladas de CO₂ (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

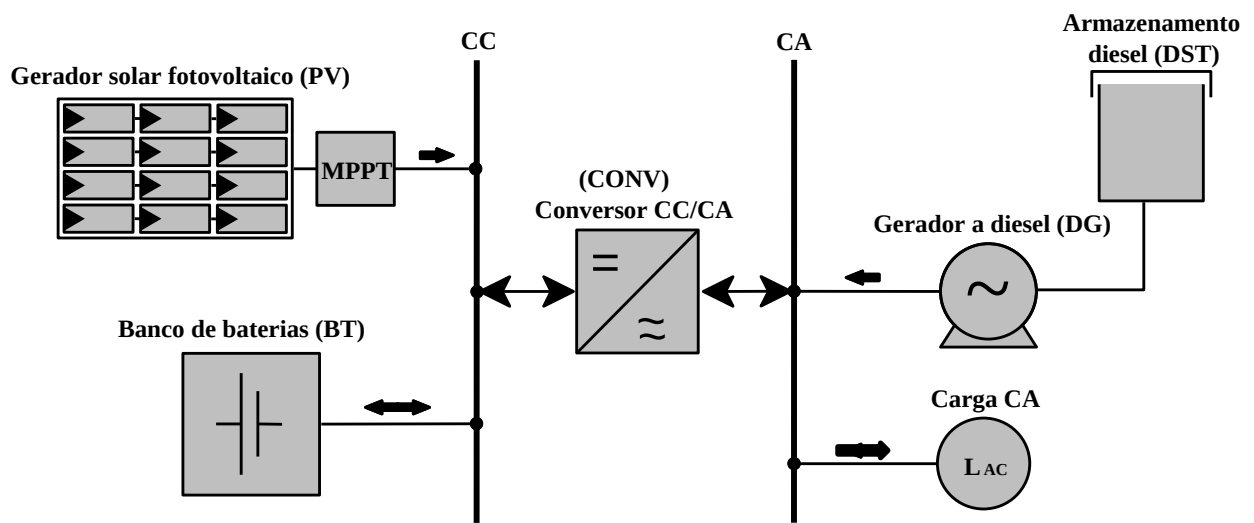
Em termos de iluminação pública, Galápagos possui 3.279 instalações, com uma potência total instalada de 0,35 MW. Em 2012, com um investimento de US\$ 410.000, foram substituídas 1.250 lâmpadas ineficientes, gerando uma economia de 109,50 MWh/ano, evitando a emissão de 73,36 toneladas de CO₂ por ano. Para essa iniciativa, o Japão doou 189 lâmpadas LEDs do tipo de iluminação pública para serem instalados em locais públicos nas ilhas de San Cristóbal, Santa Cruz e Isabela (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2018e). Estas novas instalações representaram uma economia total de 91,10 MWh/ano. Isso se traduz em uma redução de quase 7.000 galões de diesel por ano, evitando a emissão de 50,99 toneladas de CO₂ (LLERENA-PIZARRO et al., 2019).

3 CAPÍTULO 3: METODOLOGIA

3.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO GERADOR DE ENERGIA

Uma vez que as necessidades do Setor Elétrico de Galápagos foram entendidas, a configuração do sistema híbrido a ser dimensionado com o algoritmo desenvolvido nesta tese de doutorado é apresentada na Figura 8.

Figura 8. Configuração do sistema de energia híbrido solar-bateria-diesel.



Fonte: Elaboração própria.

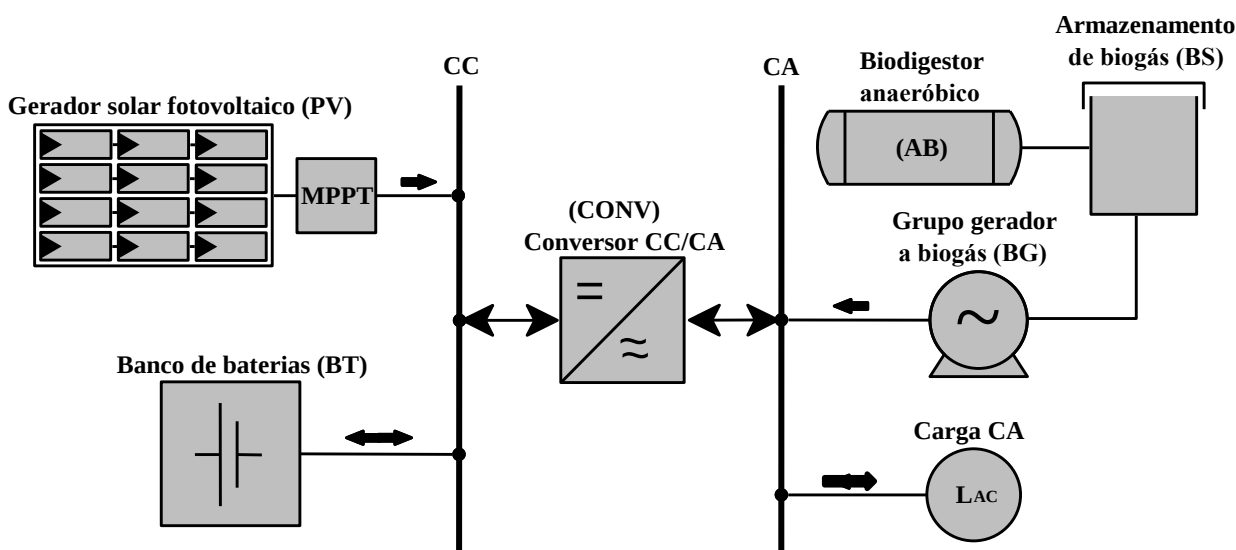
No lado esquerdo, o gerador solar fotovoltaico (PV) e o sistema de armazenamento de energia (banco de baterias) são conectados ao barramento CC, enquanto no lado direito, a carga CA e o gerador a diesel (DG) estão conectados ao barramento de corrente alternada (CA). No SHGE da Figura 8 a unidade de geração a diesel é considerada como a unidade de *back-up*. Ambos barramentos, o CC e o CA, são conectados em conjunto com um conversor bidirecional (CONV). Além disso, um MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) é incorporado ao gerador solar fotovoltaico. Finalmente, uma unidade de armazenamento de combustível (diesel) é apresentada na Figura 8.

Com a finalidade de comparação, e com o intuito de validar o algoritmo PSO-BPSO implementado neste trabalho, o sistema apresentado na Figura 8 é dimensionado como primeiro passo. Os resultados serão comparados primeiramente com o programa computacional HOMER®, e posteriormente com trabalhos similares apresentados na literatura especializada, tais como: *Dimensionamiento de sistemas híbridos de generación de energía* (ROBERTS et

al., 2017); Otimização de sistemas híbridos de geração de energia solar-eólico-diesel através de métodos metaheurísticos e função multi-objetivo (ROBERTS, 2016); e Robust multi-objective optimization of a renewable based hybrid power system (ROBERTS et al., 2018), entre outros.

Após a avaliação do PSO-BPSO, o sistema gerador híbrido de energia renovável apresentado na Figura 9 será dimensionado. Nesta nova configuração, o gerador a diesel será substituído por uma unidade de geração de energia a biogás (BG), resultando no sistema solar-bateria-biogás, que é o principal foco do presente trabalho. Além disso, neste sistema, um biodigestor anaeróbico para a produção será considerado na hora do dimensionamento.

Figura 9. Configuração do sistema de energia híbrido solar-bateria-biogás.

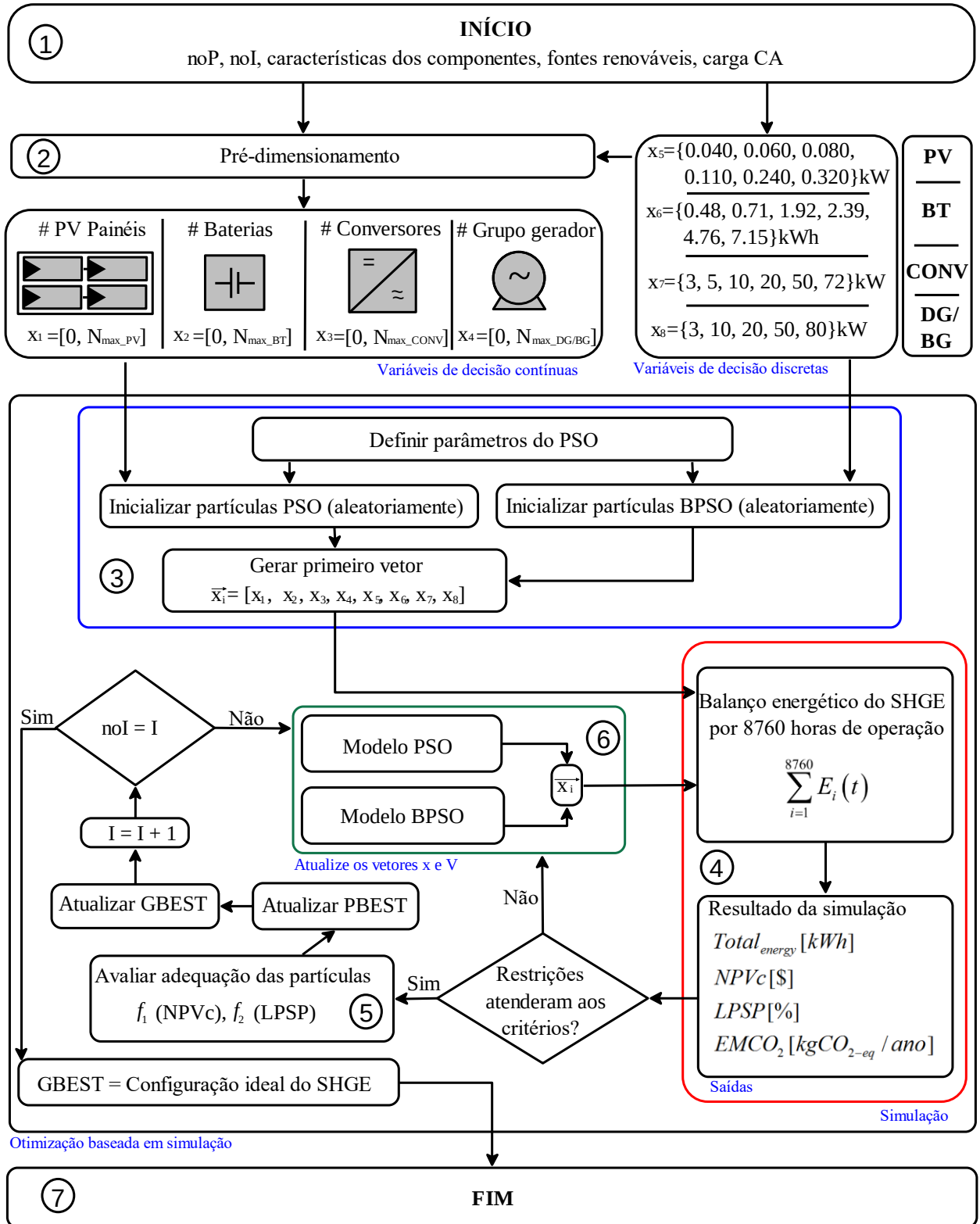


Fonte: Elaboração própria.

3.2 ABORDAGEM PARA O DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS GERADORES DE ENERGIA

Todos os componentes anteriormente mencionados na Figura 8 e na Figura 9, somados à demanda da carga CA e aos recursos renováveis, geram um impacto direto no NPVc (valor presente líquido), no EMCO₂ (quantidade máxima de CO₂-eq) e na confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Com intuito de minimizar esses três parâmetros, um método de otimização híbrido baseado em simulação é proposto neste trabalho, o qual é formado principalmente por três algoritmos: algoritmo de pré-dimensionamento, algoritmo de simulação e algoritmo de otimização, conforme apresentado na Figura 10.

Figura 10. Proposta do algoritmo de otimização baseado em simulação.

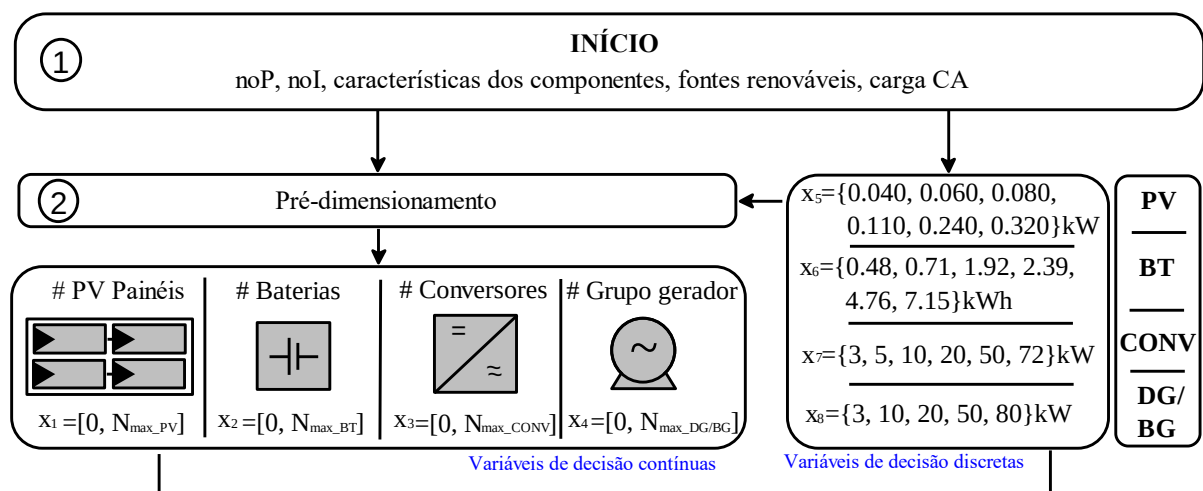


Fonte: Elaboração própria.

3.2.1. Algoritmo de pré-dimensionamento

O primeiro algoritmo a ser executado na proposta de otimização da Figura 10 é o algoritmo de pré-dimensionamento (algoritmo 1). Nesta etapa são envolvidos os passos 1 e 2, e os modelos dos componentes (variáveis de decisões discretas), obtendo como resultado as variáveis de decisão contínuas (número máximo de componentes necessários), conforme apresentado na Figura 11.

Figura 11. Passos 1 e 2 do algoritmo de otimização baseado em simulação.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 11, no passo 1, os parâmetros de entrada são fornecidos para o algoritmo de otimização baseado em simulação (PSO-BPSO): número de partículas (noP), número de iterações (noI), características dos componentes, irradiação solar e carga CA a ser atendida. Já no passo 2, o algoritmo de pré-dimensionamento é inicializado e executado por uma única vez durante todo o processo de otimização com o intuito de encontrar o limite do espaço de busca do problema de otimização (variáveis de decisão contínuas). Para tal fim, este algoritmo utiliza as variáveis de decisão discretas e os seguintes parâmetros de entrada: carga CA a ser atendida, características dos componentes e irradiação solar. Resumindo, o número máximo de componentes necessários (painéis, geradores e baterias) para atender a carga CA é calculado por este algoritmo de pré-dimensionamento.

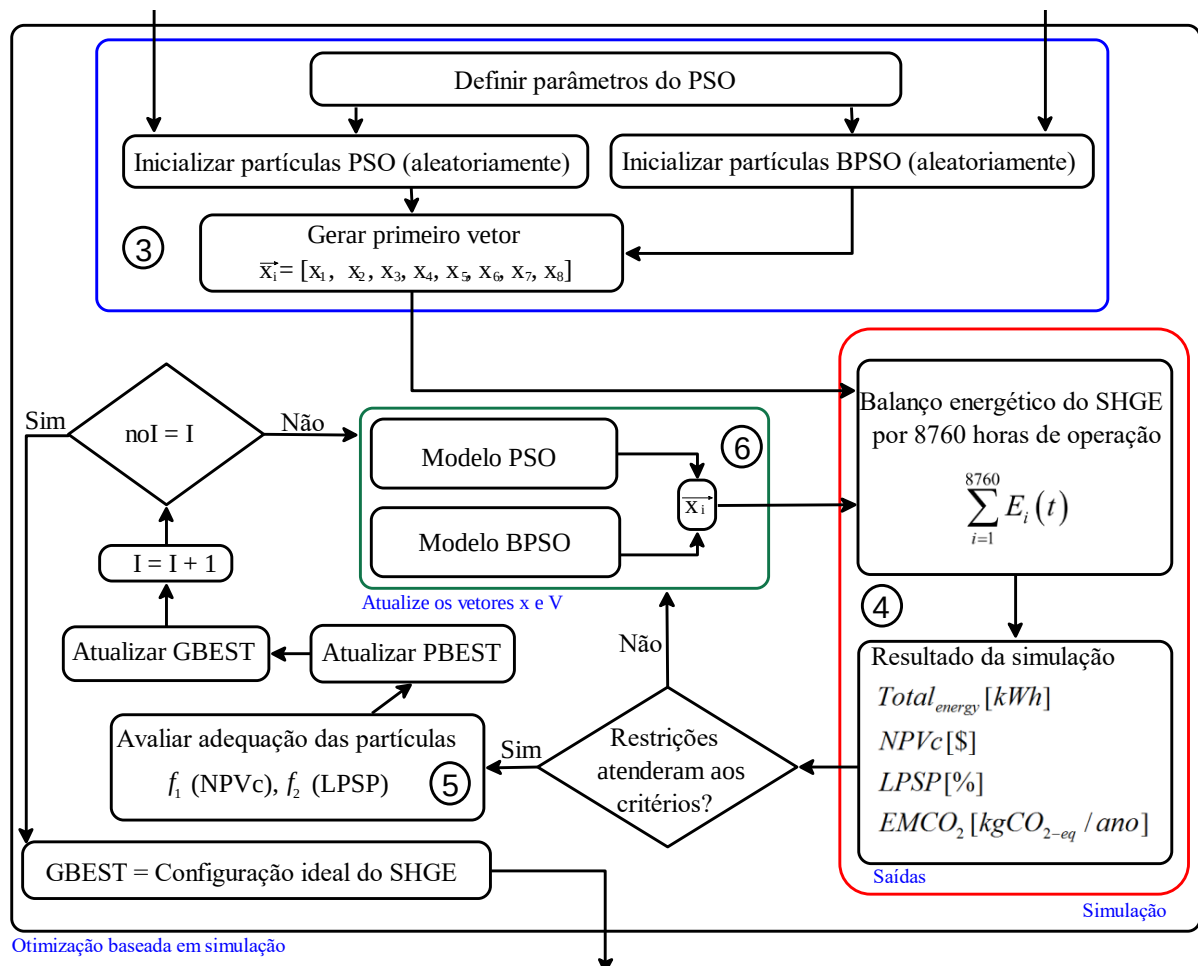
Neste algoritmo de pré-dimensionamento é adotada a metodologia apresentada por Pinho (PINHO, 2008). Os detalhes das equações utilizadas nesta metodologia podem ser consultados no Apêndice A, bem como, o código gerado em MATLAB® pode ser consultado no Apêndice

B, por fim, as especificações técnicas dos componentes utilizados podem ser consultadas no Apêndice C.

3.2.2. Algoritmo de simulação e algoritmo de otimização

O algoritmo de simulação (algoritmo 2) depende do algoritmo de otimização (algoritmo 3) e vice-versa, motivo pelo qual, estes em conjunto, formam um algoritmo de otimização baseada em simulação, conforme mostrado na Figura 12.

Figura 12. Algoritmo de otimização e simulação.



Fonte: Elaboração própria.

Nesta etapa (passos 3 e 4), o número de execuções tanto do algoritmo de otimização quanto do algoritmo de simulação é igual ao número de iterações (noI) anteriormente definidos nos parâmetros de entrada. Enquanto o algoritmo de simulação (passo 4) é responsável por calcular principalmente a energia total produzida em um ano, o algoritmo de otimização (passo

3) é responsável por buscar a melhor configuração do sistema híbrido gerador de energia. Neste contexto, no algoritmo de otimização, primeiramente são definidos os parâmetros do PSO e do BPSO: w_{Max} , w_{Min} , $c1$, $c2$, v_{Max} , v_{Min} . Posteriormente, ainda neste algoritmo, as partículas do PSO e BPSO são inicializadas aleatoriamente; e para finalizar, neste algoritmo, o primeiro vetor de decisão é gerado. Já no passo 4, cada vetor de decisão é simulado pelo algoritmo 2 (algoritmo de simulação), assim, neste algoritmo, são calculados a energia total produzida em um ano, bem como, o NPVc (valor presente líquido), o EMCO₂ (quantidade máxima de CO₂-eq) e o LPSP (Probabilidade de Perda no Fornecimento de Energia).

Continuando com o desenvolvimento do algoritmo, o NPVc e o LPSP, são definidas como funções objetivo. Já o EMCO₂ é definido como uma restrição, e caso o sistema dimensionado não cumpra com esta restrição estabelecida (valor máximo de EMCO₂), o algoritmo passa diretamente ao passo 6. Caso contrário, todas as partículas (informações do sistema dimensionado) serão avaliadas no passo 5. Neste passo, o PBEST, que nada mais é que a melhor solução local, e o GBEST, que é a melhor solução global, serão atualizados. Após esta atualização, se os critérios de parada forem atendidos (número de iterações definidas = número de iteração executadas), o algoritmo considerará as informações guardadas no GBEST como a melhor configuração do sistema.

Por outro lado, se o critério de parada não for atendido ($noI \neq I$), o algoritmo continua para o passo 6. Neste passo, os vetores de posição e velocidade serão atualizados conforme os modelos matemáticos do PSO e BPSO, e um novo vetor de decisão é gerado e simulado. Essa sequência é repetida até que os critérios de parada sejam atendidos.

Finalmente, no passo 7, o algoritmo apresenta a melhor configuração do sistema híbrido gerador de energia (GBEST).

O passo a passo do equacionamento, tanto do algoritmo de simulação quanto o de otimização, serão discutidos detalhadamente nas seguintes subseções deste capítulo.

3.3 PRÉ-DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO

O pré-dimensionamento das unidades geradoras de energia que compõem o SHGE ajuda a definir o intervalo das variáveis de decisão contínuas (VDC). No caso específico deste trabalho, esta etapa permite definir o número máximo: dos painéis solares fotovoltaicos (N_{max_PV}), das unidades de armazenamento (baterias de chumbo-ácido) (N_{max_BT}), das unidades geradoras de *back up* (N_{max_BG} ou N_{max_DG}), e dos conversores bidirecionais (N_{max_CONV}). Segundo Roberts, limitar estas variáveis de decisão contínuas, reduz o espaço de busca no

problema de otimização, e consequentemente, o tempo de convergência do algoritmo (ROBERTS, 2016). Por outro lado, nesta mesma etapa de pré-dimensionamento, o número mínimo para cada componente é diretamente definido como zero.

Para o pré-dimensionamento, neste trabalho, é utilizada a mesma metodologia empregada por Roberts e Castro (CASTRO, 2018; ROBERTS; CASSULA, 2016). Esta metodologia foi inicialmente apresentada por Pinho e Pinho e Galindo (PINHO, 2008; PINHO; GALDINO, 2014), e permite obter o número máximo dos componentes de um SHGE a partir dos seguintes parâmetros: curva da carga, recursos renováveis disponíveis, e dados técnicos dos componentes do sistema (variáveis de decisão discreta - VDD). Sendo que estes últimos dados são encontrados nos catálogos dos fabricantes e dependem da disponibilidade no mercado, podendo mudar de país para país. O Apêndice C detalha as características dos componentes utilizados neste trabalho, bem como, os dados técnicos de cada componente.

3.4 SIMULAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA HÍBRIDO

Prévia à simulação do SHGE é necessária a implementação de vários modelos matemáticos que representem os comportamentos de cada uma das unidades geradoras de energia. Por um lado, a escolha de um modelo simples, pouco confiável e impreciso pode levar a uma estimativa errada da energia produzida, e consequentemente, ao dimensionamento inadequado da planta geradora de energia. Por outro lado, a escolha de um modelo complexo pode representar altos custos computacionais, sendo prejudicial na hora de encontrar uma solução ótima com o algoritmo de otimização baseado em simulação. Portanto, o modelo escolhido deve apresentar estas três características: ser simples, conseguir estimar a produção de energia sob condições ambientais variáveis, e ter a capacidade de representar as principais características dos componentes observados experimentalmente (HASAN; PARIDA, 2016).

Nas seguintes subseções são apresentados os modelos utilizados no algoritmo de simulação.

3.4.1 Modelagem da unidade geradora de energia solar fotovoltaica

A energia produzida pela a unidade geradora de energia fotovoltaica (UGPV) é dependente principalmente das condições ambientais e das características dos painéis fotovoltaicos. Assim, obter o modelo matemático adequado que permita inserir todas essas variáveis num ambiente virtual é de grande importância na hora do dimensionamento da usina.

A escolha acertada do modelo, permitirá atingir resultados mais próximos da realidade (KANDEMIR; CETIN; BOREKCI, 2017).

Nesse contexto, diversos modelos têm sido propostos na literatura especializada para representar as características antes mencionadas (BABU; GURJAR, 2014; BREITENSTEIN, 2014; STEIN; KLISE, 2009). Assim, pode-se observar que estes modelos classificam-se principalmente em modelos de circuito equivalente e modelos de potência. Por um lado, os modelos da primeira classificação permitem obter as curvas características $I - V$ e $P - V$ do painel, seja através de um circuito equivalente ou através de um conjunto de equações matemáticas. Por outro lado, os modelos da segunda classificação permitem estimar a energia gerada pelo painel fotovoltaico a partir das condições ambientais (irradiação solar e temperatura) (ROBERTS; MENDIBURU; MAROTTA CASSULA, 2017).

Neste trabalho, com o intuito de estimar a energia produzida pela unidade geradora de energia solar, tanto o modelo de circuito equivalente, utilizando o código apresentado por Walker (WALKER, 2001), quanto o modelo de potência apresentado no programa computacional do HOMER®, foram testados no ambiente do MATLAB®, obtendo resultados similares. Portanto, por simplicidade e economia no custo computacional, o modelo de potência é utilizado no momento da otimização. Para detalhes do modelo de circuito equivalente, veja o Apêndice D.

3.4.1.1 Modelo de potência

O modelo de potência é uma representação matemática simplificada do ponto de máxima potência do painel fotovoltaico, e dependendo da complexidade do modelo, pode-se estimar a potência com uma precisão aceitável, dependendo das diferentes condições operacionais consideradas (JONES; UNDERWOOD, 2002; ROBERTS; MENDIBURU ZEVALLOS; CASSULA, 2017).

O modelo de potência utilizado neste trabalho é o mesmo modelo utilizado no programa computacional HOMER® (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*, em inglês), e estima a potência de um painel fotovoltaico considerando o efeito da temperatura (Equação 1). Este modelo tem sido pouco difundido na literatura, e maiores detalhes do modelo podem ser encontrados no *HELP* do HOMER®.

$$P_{PV} = Y_{PV} \cdot f_{PV} \cdot \left(\frac{I_T}{I_{T,STC}} \right) \cdot \underbrace{\left[1 + \alpha_P \cdot (T_c - T_{c,STC}) \right]}_{\text{Efeito de temperatura}} \quad (1)$$

sendo,

f_{PV} – Fator de redução de potência (perdas não dependentes da temperatura) [%];

I_T – Irradiação solar incidente no painel fotovoltaico [kW/m^2];

$I_{T,STC}$ – Irradiação solar incidente em condições de teste padrão [kW/m^2];

T_c – Temperatura da célula fotovoltaica [$^{\circ}\text{C}$];

$T_{c,STC}$ – Temperatura da célula fotovoltaica em condições de teste padrão [$^{\circ}\text{C}$];

Y_{PV} – Potência de saída sob condições de teste padrão [kW];

α_P – Coeficiente de potência/temperatura [%/ $^{\circ}\text{C}$].

A temperatura da célula fotovoltaica é calculada com a Equação 2. Este método permite o cálculo desta temperatura com alta precisão e pouca informação, e foi proposto por Coskun (COSKUN et al., 2017).

$$T_c = T_a - 1,52567 + 0,01981336 \cdot I_T - 0,000003451 \cdot I_T^2 \quad (2)$$

sendo,

I_T – Irradiação solar incidente no painel fotovoltaico [kW/m^2];

T_a – Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$];

Finalmente, este modelo pode ser ainda mais simples se o projetista opta por não modelar o efeito da temperatura, pois, neste caso, o coeficiente de potência/temperatura α_P é zero.

3.4.1.2 Associação em série-paralelo dos painéis fotovoltaicos

O arranjo da unidade geradora de energia solar terá painéis fotovoltaicos associados em série e em paralelo (detalhes da associação em série e em paralelo são apresentados no Apêndice E). Os dados técnicos dos painéis utilizados neste trabalho podem ser consultados no Apêndice C.

3.4.2 Modelagem da unidade de armazenamento

Para armazenar o excesso de eletricidade gerado pela UGPV, é necessário um banco de baterias (BT). Neste trabalho, o comportamento do banco de baterias (carga-descarga) é representado matematicamente com o modelo de bateria de chumbo-ácido proposto por (MANWELL; JON, 1993). Este modelo funciona sob dois conceitos: o de energia disponível, que é a energia que está pronta para o seu uso, e o de energia quimicamente ligada, que é a energia que não está imediatamente disponível para seu uso. A representação matemática deste modelo baseia-se principalmente nas Equações 3 a 5.

$$E_{1,i+1} = E_1 \cdot e^{-k \cdot t} + \frac{(E \cdot k \cdot c - P) \cdot (1 - e^{-k \cdot t})}{k} + \frac{P \cdot c \cdot (k \cdot t - 1 + e^{-k \cdot t})}{k} \quad (3)$$

$$E_{2,i+1} = E_2 \cdot e^{-k \cdot t} + E \cdot (1 - c) \cdot (1 - e^{-k \cdot t}) + \frac{P \cdot (1 - c) \cdot (k \cdot t - 1 + e^{-k \cdot t})}{k} \quad (4)$$

$$E = E_{1,i+1} + E_{2,i+1} \quad (5)$$

sendo,

c – Taxa de capacidade [-];

E – Quantidade total de energia do banco de baterias [kWh];

E₁ e E₂ – Energia disponível e energia quimicamente ligada, respectivamente, no início do processo de carga/descarga [kWh];

E_{1,i+1} e E_{2,i+1} – Energia disponível e energia quimicamente ligada, respectivamente, no final do processo de carga/descarga [kWh];

k – Constante de condutância [1/h];

P – Potência entregue ou fornecida pelas baterias [kW];

t – Tempo [h].

Uma vez que a vida útil do BT depende da profundidade da descarga das baterias (DOD, acrônimo em inglês) e também dos ciclos de carga/descarga, um modelo que permita obter o tempo de vida útil da bateria, considerando estes dois parâmetros, é necessário para a adequada representação desta unidade de armazenamento. Para tal fim, o *Lifetime Battery Model* (LBM)

foi implementado. Este LBM permite estimar o tempo de vida esperado do BT, e como resultado, o número de substituições das baterias pode ser quantificado. Neste contexto, o modelo proposto por (BINDNER et al., 2005) é utilizado.

Os dados técnicos das baterias utilizadas neste trabalho podem ser consultados no Apêndice C.

3.4.3 Unidade geradora de energia (*back-up*)

Quando a demanda da carga CA é maior que a energia gerada pela unidade geradora de energia solar, e não há energia armazenada disponível no BT, o grupo gerador a diesel ou a biogás (dependendo do SHGE) começa a trabalhar para reduzir o LPSP (Probabilidade de Perda no Fornecimento de Energia). Este cenário geralmente é previsto em noites com alta demanda, quando a geração da unidade fotovoltaica é zero, e as baterias atingem sua profundidade de descarga máxima.

3.4.3.1 Gerador a diesel (DG)

O uso do combustível diesel no sistema de *back up*, uma fonte não renovável, gera um impacto direto no meio ambiente devido à sua queima. Para poder estimar essa quantidade de poluição, o consumo de diesel deve ser calculado. Neste contexto, o consumo de combustível (F_c) em L/h, que depende da potência de saída, é estimado com a Equação 6 (ABDELSHAFY; HASSAN; JURASZ, 2018). As características dos motores utilizados neste trabalho podem ser consultadas no Apêndice C.

$$F_c = F_0 \cdot P_{DGN} + F_1 \cdot P_{DG} \quad (6)$$

sendo,

F_0 – Coeficiente de interceptação da curva de combustível [L/h/kW_{-rated}];

F_1 – *Slop* da curva de combustível [L/hr/kW];

P_{DG} – Saída do DG [kW];

P_{DGN} – Potência nominal do DG [kW].

3.4.3.2 Gerador a biogás (BG)

Para a unidade geradora de energia a biogás se utilizará um moto-gerador de combustão interna (MCI). O modelo matemático para estimar o consumo de biogás nesta unidade geradora é apresentado na Equação 7 (BRIZI et al., 2014). As características dos motores a biogás utilizados neste trabalho podem ser consultadas no Apêndice C.

$$\dot{m}_{biogás} = \frac{W_{out}}{\eta_{Elec_MCI} \times PCI_{biogás}} \quad (7)$$

sendo,

$\dot{m}_{biogás}$ – Fluxo mássico de biogás no motor de combustão interna [kg/s];

$PCI_{biogás}$ – Poder calorífico inferior do biogás [kJ/kg];

W_{out} – Potência elétrica produzida no moto-gerador [kW];

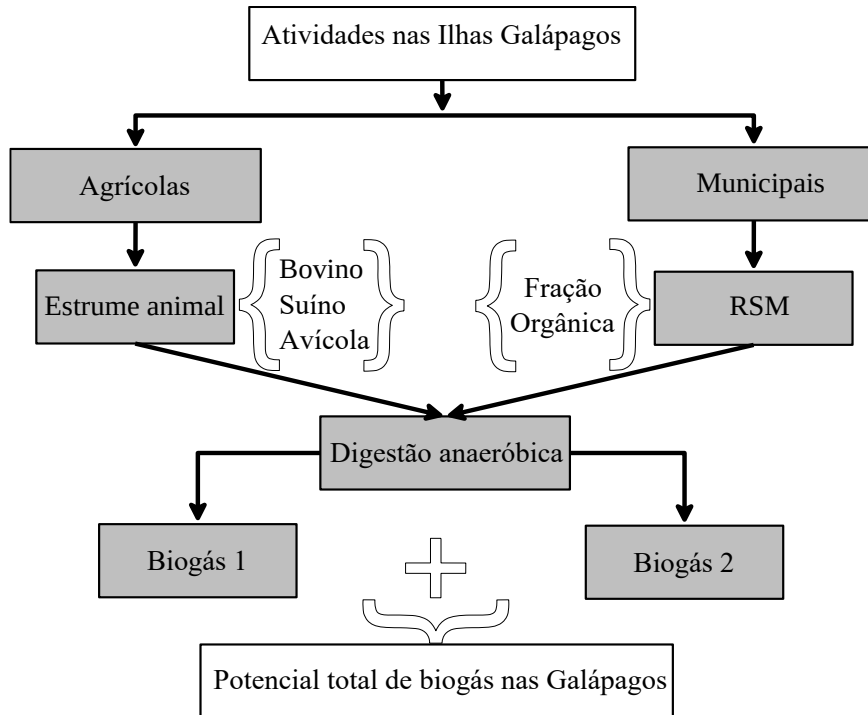
η_{Elec_MCI} – Eficiência de geração de eletricidade do MCI [%].

Segundo a literatura especializada, a eficiência de geração de eletricidade deste tipo de gerador varia entre 25% a 28,45% (BRIZI et al., 2014; YINGJIAN et al., 2014). Neste trabalho, adotou-se um valor médio de 26,73% para estimar o consumo de combustível.

3.4.3.3 Potencial e características do biogás nas Ilhas Galápagos

Neste trabalho, duas fontes de biogás nas Ilhas Galápagos são consideradas. A primeira é o biogás produzido a partir do estrume dos animais, e a segunda é o biogás produzido a partir dos Resíduos Sólidos Municipais (RSM), conforme representado na Figura 13.

Figura 13. Potencial total de biogás nas Ilhas Galápagos.



Fonte: Elaboração própria.

Assim, considerando unicamente essas duas fontes de biogás, as Ilhas Galápagos têm uma capacidade máxima de produção de $1.260.300 \text{ m}^3/\text{ano}$, que serão aproveitados para geração de energia elétrica. Os detalhes dos cálculos do potencial de biogás, bem como o PCI do biogás são apresentados no Apêndice G.

3.4.4 Conversor CA/CC (CONV)

O conversor CA/CC liga os barramentos de corrente alternada e corrente contínua. Este dispositivo eletrônico converte a eletricidade CC em eletricidade CA e vice-versa. O modelo do conversor é baseado na eficiência, que é calculada com a Equação 8.

$$\eta_{\text{CONV}} = \frac{P}{P - P_0 - kP^2} \quad (8)$$

sendo,

$P = P_{\text{out}}/P_{\text{inv, rated}}$ [-];

$P_{\text{inv, rated}}$ – Potência nominal de CC [kW];

P_{out} – Potência de saída CC [kW];

k e P_0 são diferentes para cada dispositivo, e os parâmetros necessários para seu cálculo são fornecidos pelos fabricantes (BORHANAZAD et al., 2014).

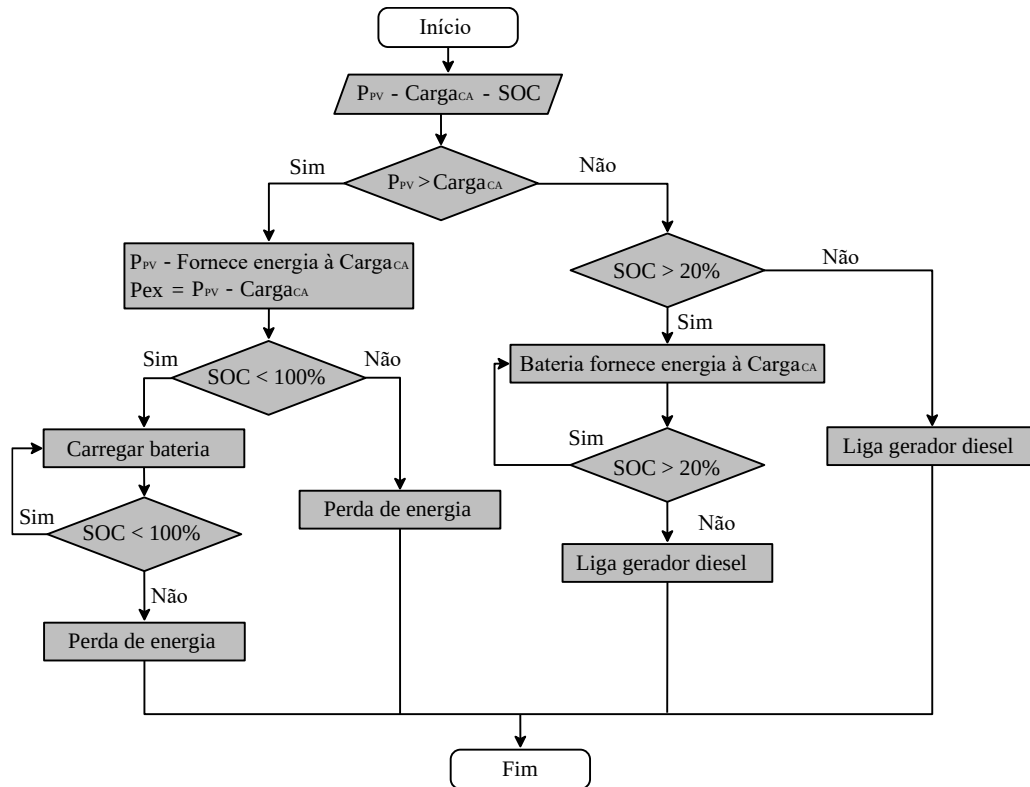
3.4.5 Irradiação solar e carga CA

Uma vez que a origem dos dados (meteorológicos e carga CA) não afetam o desempenho do algoritmo, dados horários para a irradiação solar e para a carga CA foram gerados no programa computacional HOMER® para cada estudo de caso. Os detalhes dos dados gerados serão apresentados no Capítulo 4.

3.5 ESTRATÉGIA DE FUNCIONAMENTO (EF)

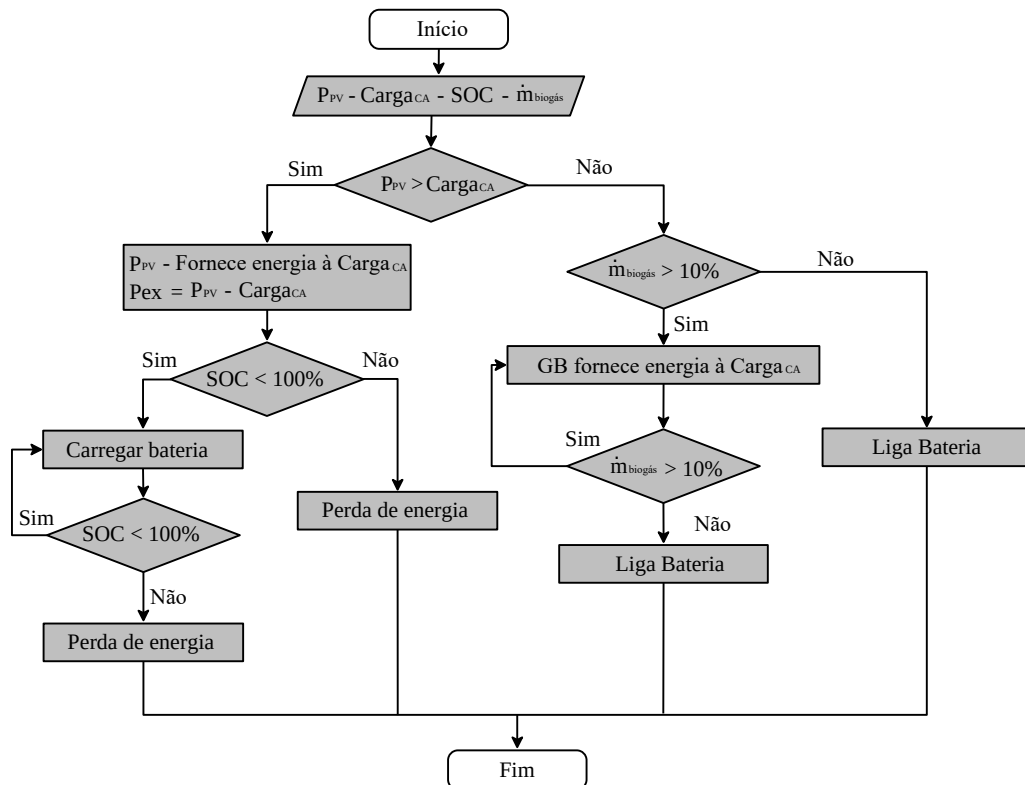
A estratégia de funcionamento, também conhecida como estratégia operacional, são as regras seguidas pelos geradores e pelas baterias para fornecimento de energia à carga CA. Neste contexto, a estratégia operacional *Load Following* (LF) é aplicada neste trabalho para o sistema híbrido que contém como *back up* o gerador a diesel (BARLEY; WINN, 1996). Nesta estratégia, o grupo gerador a diesel opera estritamente quando o gerador fotovoltaico e a unidade de armazenamento de energia não conseguem atender a carga CA. Uma vez que o uso de diesel é um grande problema nas Ilhas Galápagos, o valor mínimo de operação dos geradores a diesel é adotado como zero. Assim, o BT somente será carregado com a energia adicional gerada pela unidade solar fotovoltaica. Neste caso, se a energia fotovoltaica exceder a capacidade máxima do BT, essa energia será perdida. A estratégia de operação utilizada para este SGHE é apresentada na Figura 14. Já para o caso da unidade geradora de energia a biogás, a estratégia é diferente. Neste caso, é adicionado uma restrição, na qual se considera a quantidade máxima de biogás produzido nas ilhas. Portanto, quando a usina solar não consegue fornecer a energia necessária para carga CA, o sistema a biogás entrará em funcionamento sempre quando exista uma reserva mínima de biogás maior que 10% da máxima produção. Caso não exista biogás, será o banco de baterias que fornecerá a energia necessária para a carga CA. É importante mencionar que, para este caso, o banco de baterias será dimensionado de tal maneira que sempre tenha um SOC (estado de carga) suficiente para fornecer a energia requerida (ver Figura 15).

Figura 14. Estratégia de operação do SHGE com *back up* a diesel.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 15. Estratégia de operação do SHGE com *back up* a biogás.



Fonte: Elaboração própria.

3.6 MODELAGEM MATEMÁTICA DO ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

3.6.1 Otimização por enxame de partículas (PSO)

O algoritmo de otimização por exame de partículas (PSO, acrônimo em inglês) tem sido amplamente utilizado para a solução de problemas matemáticos complexos (GARG, 2016). Este algoritmo foi desenvolvido e apresentado pela primeira vez pelos pesquisadores *Eberhart* e *Kennedy* (EBERHART; KENNEDY, 1995; KENNEDY; EBERHART, 1995). No entanto, a proposta original deste algoritmo foi complementada pelos pesquisadores *Shi* e *Eberhart* em 1998. Em contraste com as técnicas de computação evolucionárias, que são motivados pela evolução da natureza (algoritmos genéticos, por exemplo), o PSO é um algoritmo inspirado na imitação do comportamento de um bando de aves ou um cardume (SHI; EBERHART, 1998).

Da mesma maneira que nos algoritmos genéticos (AG), o PSO consta de uma população inicial de indivíduos, que são chamados de partículas. Cada uma destas partículas (pontos multidimensionais) representa uma potencial solução dentro de um conjunto de soluções (espaço de busca). Assim, a estratégia de otimização do PSO está baseada no comportamento destas partículas (avaliar, comparar e imitar) (KENNEDY, 1998).

Avaliar – Uma população de partículas é inicializada com posições (X_i) e trajetórias (V_i) aleatórias. Cada posição (X_i) é testada na função objetivo, e posteriormente avaliada. Se a posição atual for melhor que a posição anterior (menor para um problema de minimização e maior para um problema de maximização), então a posição atual (X_i) é armazenada em um vetor (P_i). Assim, a melhor posição encontrada de cada partícula é guardada em cada iteração.

Comparar – Antes da seguinte iteração, todas as partículas comparam suas melhores posições. Este comportamento permite identificar a partícula com o melhor desempenho. A melhor posição encontrada de todas as partículas é guardada em um vetor (G). Deste modo, o vetor G contém a melhor posição encontrada por todos os indivíduos na iteração i_{th} (solução do problema em caso de ser a última iteração).

Imitar – As partículas ajustam suas trajetórias em direção às suas próprias e melhores posições anteriores, e em direção à melhor posição anterior encontrada por qualquer membro de uma vizinhança topológica (imitar). Assim, a trajetória de cada um dos indivíduos é influenciada pelo melhor indivíduo, permitindo ao algoritmo convergir em regiões ótimas do espaço do problema.

Matematicamente, o enxame de partículas é inicializado aleatoriamente sobre o espaço de busca e se move através do espaço (D – dimensional) para procurar novas soluções. Assim,

a posição e velocidade de cada partícula é manipulada e atualizada em cada iteração de acordo com o modelo matemático representado pela Equação 9.

$$PSO \left\{ \begin{array}{l} \vec{X}_i^{t+1} = \vec{X}_i^t + \vec{V}_i^{t+1} \\ \vec{V}_i^{t+1} = \underbrace{w \cdot \vec{V}_i^t}_{\text{inércia}} + c_1 \cdot r_1 \cdot \underbrace{(\vec{P}_i^t - \vec{X}_i^t)}_{\text{Componente individual}} + c_2 \cdot r_2 \cdot \underbrace{(\vec{G}^t - \vec{X}_i^t)}_{\text{Componente social}} \end{array} \right. \quad (9)$$

sendo:

c_1 e c_2 – Constantes positivas;

$\vec{G}^t$ – Melhor posição global no enxame na iteração t ;

$\vec{P}_i^t$ – Melhor posição individual das partículas;

r_1 e r_2 – Números aleatórios entre 0 e 1;

$\vec{V}_i^t$ – Velocidade na iteração t ;

$\vec{V}_i^{t+1}$ – Velocidade na iteração $t+1$;

w – Número variável entre 0,2 e 0,9;

$\vec{X}_i^{t+1}$ – Posição da partícula (X_i) na iteração $(t+1)$.

Na Equação 9, no vetor de velocidade, o “componente social” representa uma colaboração entre partículas e contém a melhor localização global; o “componente individual” representa a melhor localização individual de cada partícula e, finalmente, a inércia (w) mantém a direção atual das partículas. Este último valor continua variando durante o processo de otimização para alternar a busca e a exploração, e seu ajuste apropriado tem um impacto direto no desempenho do PSO. Portanto, um modelo linearmente decrescente é usado para ajustar o valor de w (XIN; CHEN; HAI, 2009), que é calculado com a Equação 10.

$$w = w_{Max} - t \cdot \left(\frac{w_{Max} - w_{Min}}{t_{max}} \right) \quad (10)$$

sendo,

t – Iteração atual;

t_{max} – Número total de iterações;

$$w_{Max} = 0,9;$$

$$w_{Min} = 0,2.$$

3.6.2 Otimização por enxame de partículas binário (BPSO)

Em um problema real, tal como o dimensionamento de um SHGE, além das variáveis de decisão contínuas, são comumente encontradas variáveis de decisão discretas. Neste contexto, a versão original do PSO, por sua natureza contínua, não conseguiria realizar a busca em um espaço discreto, impossibilitando assim o uso direto deste algoritmo para o adequado dimensionamento do SHGE. Portanto, para poder lidar corretamente com as variáveis discretas do problema, a versão binária do PSO é utilizada de maneira conjunta com a versão original do PSO, formando assim um algoritmo híbrido PSO-BPSO.

A versão binária do PSO foi introduzida pela primeira vez por (KENNEDY; EBERHART, 1997). A função de transferência (FT) e o procedimento de atualização da posição das partículas são as principais diferenças entre o PSO e o BPSO (MIRJALILI; LEWIS, 2013). Neste trabalho, uma FT em forma de S é utilizada para mapear o espaço de busca contínua (EBC) em um espaço de busca binário; as posições dessas partículas são atualizadas entre 0 e 1 (MIRJALILI et al., 2011). Assim, o sigmoide FT em forma de S é implementado como a segunda parte do algoritmo PSO-BPSO, que é representado pela Equação 11.

$$T(\vec{V}_i^{t+1}) = \frac{1}{1 + e^{-\vec{V}_i^{t+1}}} \quad (11)$$

sendo,

$\vec{V}_i^{t+1}$ – Velocidade das partículas na iteração (t + 1).

As posições das partículas são atualizadas de acordo com a Equação 12.

$$\vec{X}_i^{t+1} = \begin{cases} 1 & \text{if } r < T(\vec{V}_i^{t+1}) \\ 0 & \text{if } r \geq T(\vec{V}_i^{t+1}) \end{cases} \quad (12)$$

sendo,

r – Número aleatório entre 0 e 1.

3.7 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

O problema de otimização para o dimensionamento do sistema híbrido gerador de energia é definido pela Equação 13, e representado na Figura 16.

$$\begin{aligned}
 &\text{Minimizar} \quad (f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x})) \\
 &\text{Sujeito a} \quad g_j(\vec{x}) \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, J \\
 &\quad \quad \quad h_k(\vec{x}) = 0 \quad k = 1, 2, \dots, K \\
 &\quad \quad \quad x_L \leq x_n \leq x_U
 \end{aligned} \tag{13}$$

sendo,

$f_1(\vec{x})$ – Função objetivo 1;

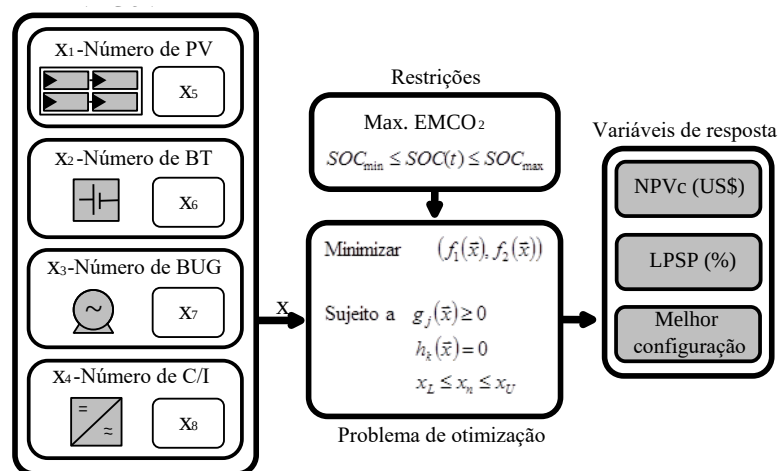
$f_2(\vec{x})$ – Função objetivo 2;

$g_j(\vec{x})$ e $h_k(\vec{x})$ – Restrição igual ou maior que, e a restrição de igualdade, respectivamente;

$\vec{x}$ – Vetor de decisão;

x_L e x_U – Limites inferior e superior do vetor de decisão.

Figura 16. Problema de otimização.



Fonte: Elaboração própria.

3.7.1 Vetor de decisão

O vetor de decisão é formado pelas variáveis de decisão contínuas e discretas. Um vetor de decisão de 8 dimensões é considerado para o problema de otimização, conforme a Equação 14.

$$\vec{x} = [x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8] \quad (14)$$

sendo,

x_1 a x_4 – Variáveis de decisão contínuas, que representam a quantidade de painéis fotovoltaicos, baterias, conversores ou inversores, e DG ou BG, respectivamente;

x_5 a x_8 – Variáveis de decisão discretas, que representam os modelos dos painéis fotovoltaicos, modelos das baterias, modelos dos conversores ou inversores, e modelos dos DG ou BG, respectivamente.

3.7.2 Tamanho real do vetor de decisão

A quantidade de modelos (variáveis de decisão discretas) de cada componente utilizado no problema de otimização afeta diretamente o tamanho real do vetor de decisão. Pois, será preciso 1 bit a mais por cada par de componentes extras utilizados. O caso mais simples é quando se trabalha com no máximo dois modelos de cada componente. Neste caso específico, se pode utilizar unicamente 1 bit para cada componente (4 bits para os 4 diferentes tipos de componentes), e assim atribuir o primeiro valor do componente para o 0 e o segundo valor do componente para o 1 (lembrando que o BPSO trabalha unicamente com valores binários, 0 ou 1). Para este exemplo, o tamanho real do vetor de decisão é igual ao vetor apresentado na Equação 14 (8 – 4 para as variáveis contínuas e 4 para as variáveis discretas). No entanto, pode-se observar na Figura 17 (seção: modelo do componente) que para o caso específico deste trabalho, tem-se seis modelos para cada um dos componentes. Portanto, neste cenário, são necessários 3 bits para cada componente, totalizando um vetor de 12 bits para os 4 componentes.

Quanto maior o número de bits utilizados para atribuir os valores discretos, maior será a complexidade na codificação no PSO-BPSO. Portanto, nesta tese, optou-se por trabalhar com no máximo 4 modelos de componentes por vez em cada processo de otimização.

Consequentemente, é preciso de apenas 2 bits para cada componente (8 bits para os 4 diferentes tipos de componentes). Logo, o tamanho real do vetor de decisão deste problema de otimização para o dimensionamento do SHGE é 12 (4 para as VDC e 8 para as VDD).

A Equação 15 apresenta o vetor de decisão final para o PSO-BPSO, e na Figura 17 detalha-se passo a passo a sua formação.

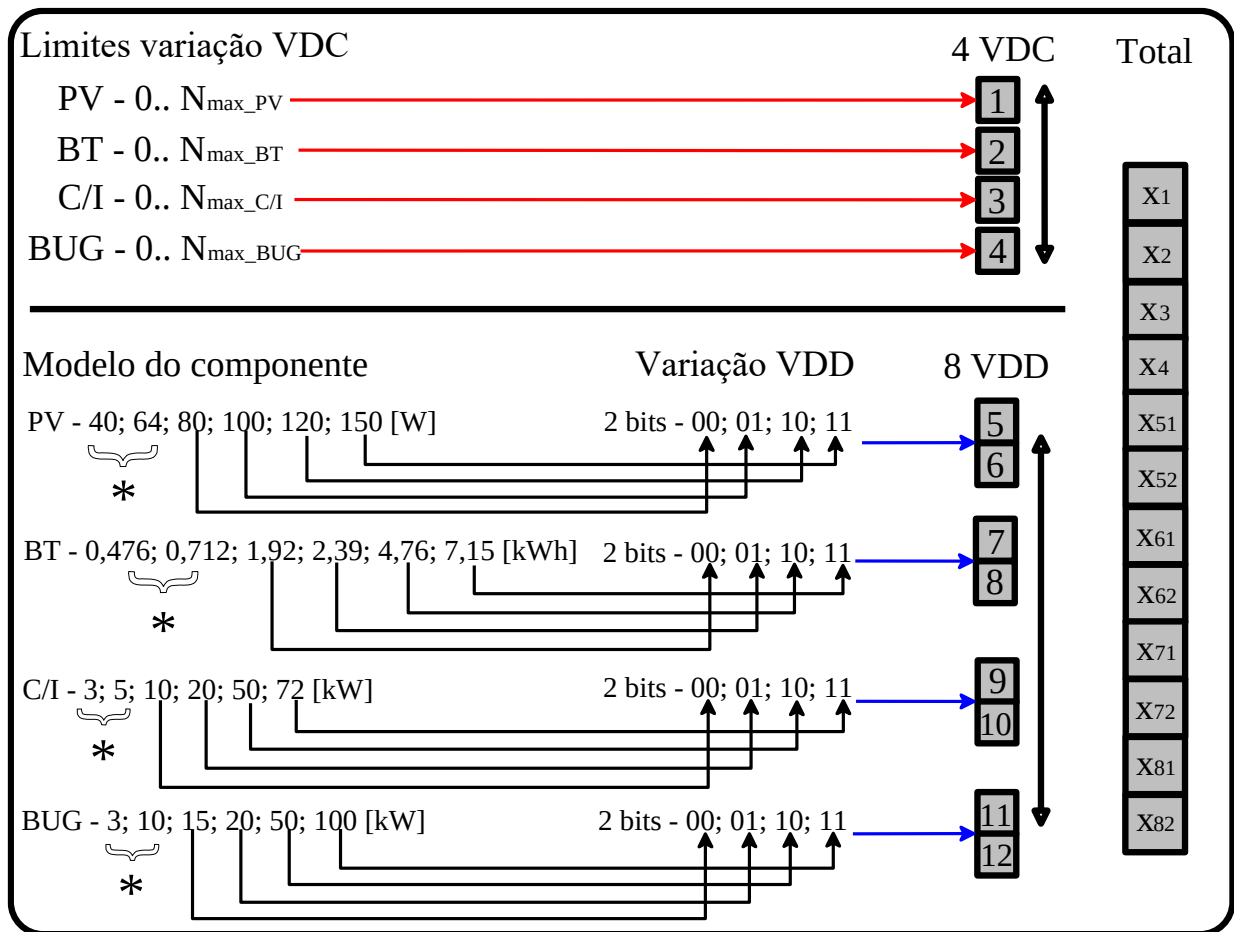
$$\bar{x}_{final} = [x_1, x_2, x_3, x_4, x_{51}, x_{52}, x_{61}, x_{62}, x_{71}, x_{72}, x_{81}, x_{82}] \quad (15)$$

sendo,

x_1 a x_4 – Variáveis de decisão contínuas;

x_{51} a x_{82} – Variáveis de decisão discretas.

Figura 17. Formação do vetor final para o PSO-BPSO.



* Elementos utilizados para o dimensionamento de SHGE de pequeno porte.

Fonte: Elaboração própria.

3.7.3 Funções objetivo

A primeira função objetivo é calculada com base no NPVc (valor presente líquido), conforme a Equação 16.

$$NPV_C = \frac{C_{TOTAL}}{CRF} \quad (16)$$

sendo,

CRF – Fator de recuperação de capital;

C_{TOTAL} – Custo total nivelado.

A metodologia completa para o cálculo destes parâmetros é apresentada no Apêndice F, e é a mesma utilizada por Galindo (GALINDO NOGUERA et al., 2018), e por Roberts (ROBERTS et al., 2018).

A segunda função objetivo é calculada com base no LPSP (Probabilidade de Perda no Fornecimento de Energia), conforme a Equação 17.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{8760} LPS(t)}{\sum_{t=1}^{8760} AC_{LOAD}(t)} \quad (17)$$

sendo,

AC – Demanda da carga (kW);

LPS – Perda de fornecimento de energia (kW), que é estimada com a Equação 18.

$$LPS = \sum_{t=1}^{8760} [AC_{LOAD}(t) - E_p(t)] \quad (18)$$

sendo,

AC_{LOAD} – Carga CA a ser atendida;

E_p – Energia total gerada pelo PV, BT, e DG ou BG.

3.7.4 Restrições

O algoritmo PSO-BPSO é um método baseado em simulação e será utilizado para dimensionar diferentes configurações de SHGE para as Ilhas Galápagos no Equador. Nesse contexto, é importante lembrar que o governo equatoriano, preocupado com a viabilidade ecológica, econômica e social das Ilhas, decidiu iniciar o programa zero combustíveis fósseis em Galápagos, que visa erradicar o uso de destilados de petróleo e aproveitar os recursos renováveis existentes no arquipélago (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). Assim, em uma região biogeográfica única no mundo, devido ao elevado número de espécies endêmicas existentes, considerar o fator econômico (NPVc), bem como, o fator de confiabilidade (LPSP) como funções objetivo no processo de otimização não é suficiente; fatores ambientais obrigatoriamente devem também ser levados em consideração no momento do dimensionamento do SHGE. Portanto, a principal restrição, neste trabalho, é a quantidade total de emissões poluentes no ciclo de vida do sistema (EMCO₂). A metodologia de análise de ciclo de vida apresentada por (TURCONI; BOLDRIN; ASTRUP, 2013) é utilizada para este propósito. Os fatores de emissão apresentados por (ROBERTS et al., 2018) foram adotados, e são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6. Fatores de emissão utilizados na análise de emissões do ciclo de vida.

Componente	Fatores de emissão	
Painel fotovoltaico ^a	0,059	kgCO _{2-eq} /kWh
Conversor/Inversor ^a	42,835	kgCO _{2-eq} /kW
Baterias ^a	59,42	kgCO _{2-eq} /kWh
Moto-gerador a diesel ^a	454,239	kgCO _{2-eq} /kW
Diesel ^a	0,530	kgCO _{2-eq} /L

Fonte: Elaboração própria com adaptação de ^a Silveira et al., (2014).

Por outro lado, o BT está sujeito à seguinte restrição, conforme a Equação 19.

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \quad (19)$$

sendo,

SOC – Estado de carga;

SOC_{max} – Capacidade máxima do BT;

$SOC_{\min}$ – 20% da capacidade máxima do BT.

3.8 ABORDAGEM MULTI-OBJEIVA

3.8.1 Fronteira ótima de Pareto

Conforme detalhado na Equação 13, o problema a ser resolvido é um problema multi-objetivo, portanto, mais de uma função objetivo deve ser considerada na otimização do sistema. Neste tipo de otimização não existe uma resposta única como existe na otimização mono-objetivo. Nesse caso, conforme descrito por Coello, existe um conjunto de soluções para um problema multi-objetivo denominado conjunto ótimo de Pareto ou fronteira ótima de Pareto. O que este conjunto faz é representar as soluções possíveis das funções objetivo (soluções ótimas de Pareto) (COELLO, 2004).

As expressões matemáticas que definem este conceito são as seguintes (CHEN; ZOU; WANG, 2011; CHIANDUSSI et al., 2012):

Solução dominante: suponha que haja dois vetores, como na Equação 20:

$$\vec{x} = (x_1, x_2, \dots, x_k) \text{ e } \vec{y} = (y_1, y_2, \dots, y_k) \quad (20)$$

Diz-se que o vetor $\vec{x}$ domina o vetor $\vec{y}$ se:

$$\forall i \in (1, 2, \dots, o)$$

$$[f_i(\vec{x}) \leq f_i(\vec{y})] \wedge [\exists i \in 1, 2, \dots, o: f_i(\vec{x}) < f_i(\vec{y})]$$

sendo,

$\vec{x}$ – vetor x;

$\vec{y}$ – vetor y;

f_i – funções objetivo.

Fronteira ótima de Pareto: Quando uma solução possível não domina outra solução possível, é criado o que se conhece como o conjunto ótimo de Pareto, e basicamente, o que este

conceito faz é mostrar as soluções possíveis que não podem ser dominadas por outra solução, e a representação matemática é a seguinte:

$$\{\vec{y} \in X | \vec{y} < \vec{x}\} \quad (21)$$

Assim, a finalidade dos algoritmos de otimização multi-objetivo é encontrar as soluções ótimas de Pareto com a maior diversidade possível. Dessa forma, haveria uma ampla gama de opções de design disponíveis para os tomadores de decisão (DEB et al., 2002).

3.8.2 Métodos para resolver problemas multi-objetivo

Existem diferentes métodos para resolver problemas multi-objetivos, porém, entre os mais reconhecidos estão (MIRJALILI; LEWIS; DONG, 2018):

Método sem preferência de função objetivo, neste método a presença de tomadores de decisão não é necessária, uma vez que não há preferência nas funções objetivo, neste caso o algoritmo toma a decisão final com base nas condições de entrada do algoritmo. Este método permite encontrar uma única solução em um problema multi-objetivo, para tal fim o que o algoritmo faz é selecionar uma possível solução da fronteira de Pareto.

Método a priori, neste método é necessário a presença de um tomador de decisão, neste caso, os tomadores de decisão devem decidir uma preferência nas funções objetivo. Essas preferências devem ser expressas antes do início do processo de otimização. Embora este método não permita encontrar a melhor solução do sistema, permite encontrar a melhor solução com base nas preferências do tomador de decisão.

Método a posteriori, este método é completamente o oposto do método a priori, neste caso, as preferências do tomador de decisão são conhecidas após iniciar o processo de otimização. Nesse caso, o tomador de decisão toma uma decisão com base nas possíveis soluções que o algoritmo oferece.

Método progressivo, neste método o tomador de decisão está envolvido no processo de otimização, ou seja, uma pessoa deve dar *feedback* ao algoritmo durante o processo de otimização.

Considerando a pouca familiaridade das pessoas que irão manipular este algoritmo no futuro, pretende-se que não haja um tomador de decisões no momento de realizar o processo de otimização, ou seja, o próprio algoritmo se encarregará de entregar automaticamente a

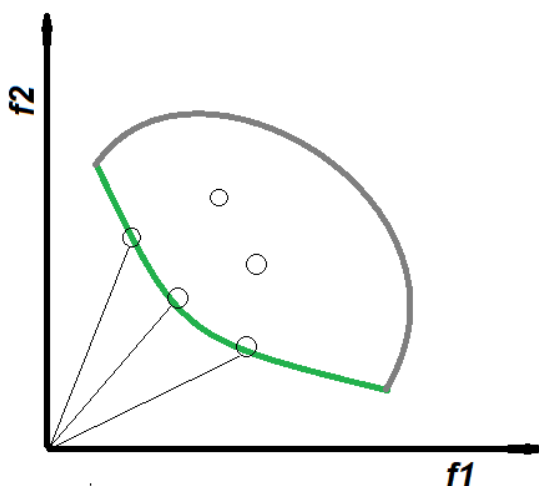
possível solução ótima com base nos parâmetros de entrada. Portanto, o **método sem preferência de função objetivo, é selecionado neste trabalho.**

3.8.2.1 Método sem preferência de função objetivo

Nesse método não há tomador de decisão, ou seja, não se conhece nenhum tipo de preferência por uma função objetivo. Neste sentido, os projetistas ou programadores do algoritmo terão que fazer vários tipos de suposições, portanto a resposta será 100% baseada na experiência do criador do algoritmo (MIRJALILI; LEWIS; DONG, 2018).

Uma representação gráfica do funcionamento deste método é representada na Figura 18.

Figura 18. Funcionamento do método sem preferência de função objetivo.



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 18 representa 2 funções objetivo que devem ser minimizadas. Qualquer solução que esteja acima da linha verde são soluções possíveis, no entanto, essas soluções possíveis já são dominadas pelas soluções que estão em cima da linha verde e que formam a fronteira de Pareto. Assim, em primeira instância o que o algoritmo deve fazer neste método é procurar as soluções ótimas de Pareto, que neste caso seriam todas as soluções não dominadas e que estariam localizadas na linha verde e que juntas formam a fronteira ótima de Pareto. Após essa etapa, o algoritmo deve procurar uma única solução que domine o resto das soluções. Nesse sentido, o que se estaria procurando é uma solução com o mínimo para f_1 e o mínimo para f_2 .

Observando esse problema do ponto de vista gráfico, pode-se perceber que a solução que dominaria todas as demais soluções é o ponto (0,0), ou seja, a origem. Assim, do ponto de vista

do algoritmo, o que deve ser feito é encontrar a distância da origem a cada um dos pontos da fronteira de Pareto, sendo que a menor distância se tornaria a solução ótima do sistema.

Matematicamente, este conceito pode ser representado com a Equação 22:

$$\text{minimizar: } ||f(\vec{x}) - z^{ideal}|| \quad (22)$$

sujeito a: $\vec{x} \in X$

sendo,

$$f(\vec{x}) = f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x}), f_3(\vec{x}), \dots, f_k(\vec{x})$$

X – o conjunto que inclui todas as soluções viáveis.

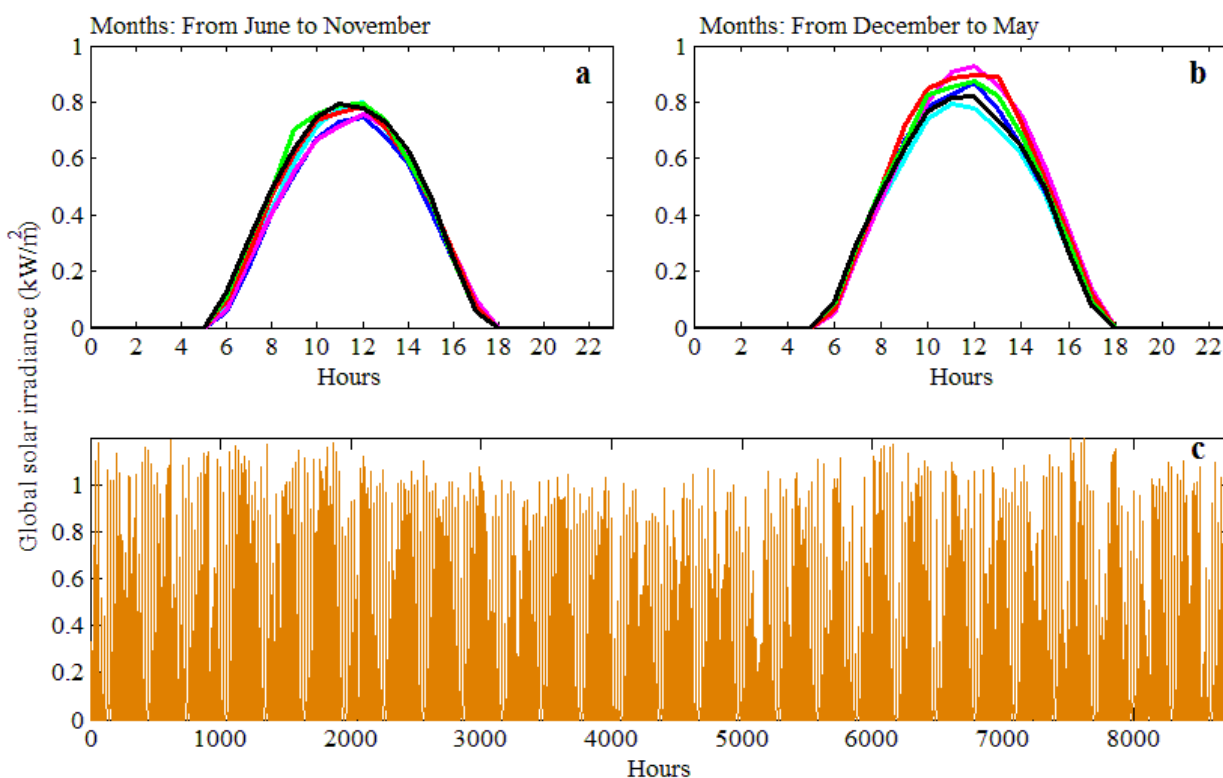
4 CAPÍTULO 4: ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

4.1 DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR E CARGA CA

4.1.1 Dados de irradiação solar

A Figura 19 apresenta o comportamento da irradiação solar para as Ilhas Galápagos. Como esperado, a irradiação solar é diferente em cada hora, dia e mês, e seu comportamento é marcado pelas duas estações nas ilhas (estação chuvosa e estação seca). A estação chuvosa começa em dezembro e termina em maio, e é nesta estação que a maior parte da energia solar fotovoltaica será gerada. O oposto ocorre na estação seca, que vai de junho a novembro. A irradiação solar média anual para as Ilhas Galápagos é de $6,04 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, a irradiação máxima é no mês de fevereiro com $6,74 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, e a mínima é no mês de julho com $5,31 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$.

Figura 19. Perfil diário de irradiação solar (a) de junho a novembro e (b) de maio a dezembro. c) Perfil horário da irradiação solar durante um ano.

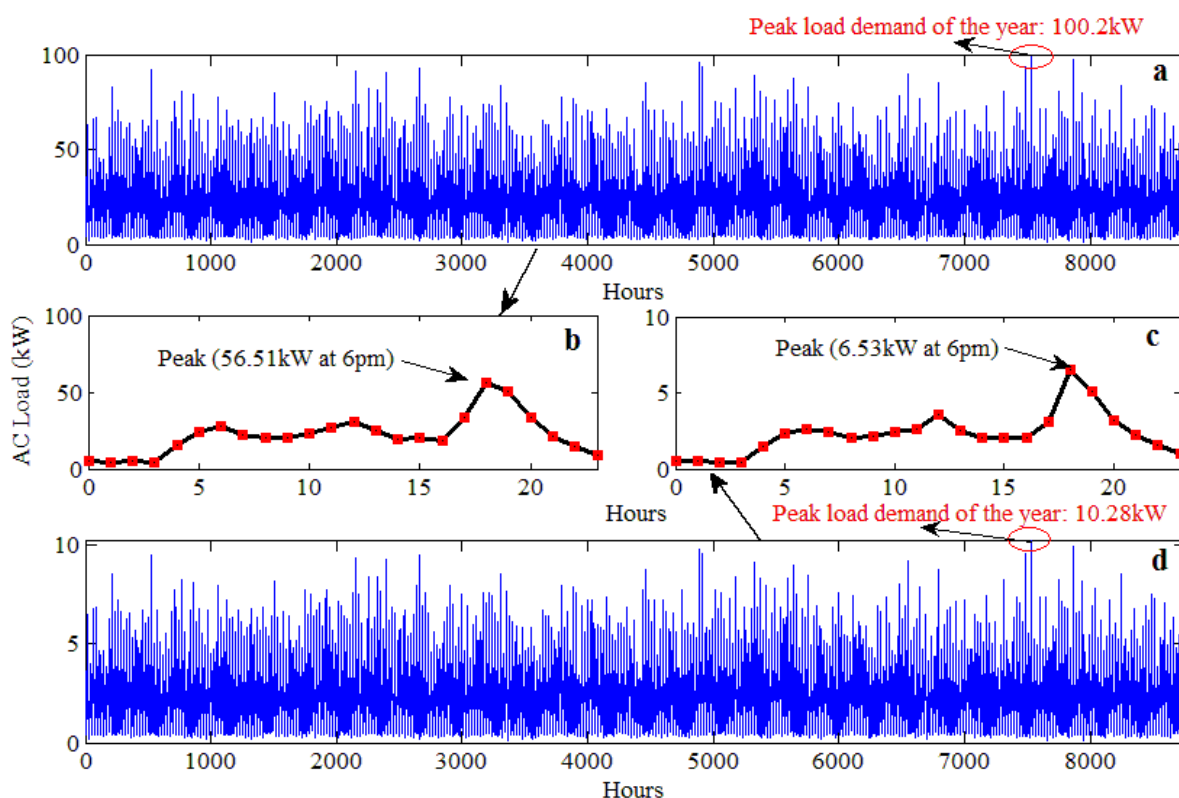


Fonte: Elaboração própria.

4.1.2 Dados de carga CA

De acordo com o Ministério de Eletricidade e Energia Renovável do Equador, para 2025, será necessária uma demanda extra diária de 55,34 kWh/dia e 5.396,43 kWh/dia para atender as Ilhas Floreana e San Cristóbal, respectivamente (MINISTERIO DE ELETRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE, 2017). Com o intuito de testar o algoritmo desenvolvido, dois sistemas híbridos são dimensionados, o primeiro sistema é dimensionado para atender 100% da demanda extra na Ilha Floreana, e o segundo é dimensionado para atender 10% da demanda extra da Ilha San Cristóbal (539,64 kWh/dia). Este último com o objetivo de criar um cenário próximo ao trabalho apresentado por (ROBERTS et al., 2018), e assim poder fazer comparações dos resultados. A partir desses dados diários, um perfil de carga horária é gerado no HOMER®. O perfil residencial disponibilizado na ferramenta, foi usado para simulação (veja Figura 20).

Figura 20. Perfil de carga CA: (a) San Cristóbal em um ano, (b) San Cristóbal em um dia, (c) Floreana em um dia e (d) Floreana em um ano.



Fonte: Elaboração própria.

4.2 DADOS DE ENTRADA

4.2.1 Variáveis de decisão contínuas e discretas

A Tabela 7 apresenta as variáveis de decisão contínuas e discretas utilizadas no dimensionamento do SHGE. Esses resultados vêm do algoritmo de pré-dimensionamento (Capítulo 3, subseção 3.2.1). Quatro modelos de cada componente foram incorporados ao algoritmo. Os modelos dos componentes são escolhidos diretamente do fabricante devido à falta de variedade no mercado local.

Tabela 7. Variáveis de decisão contínuas e discretas do problema de otimização.

Variáveis	Floreana	San Cristóbal
VDC	x_1 (PV)	[0, 320]
	x_2 (BT)	[0, 216]
	x_3 (CONV)	[0, 5]
	x_4 (DG)	[0, 4]
VDD	x_5 (PV)	{0,040; 0,060; 0,080; 0,110} kW
	x_6 (BT)	{0,476; 0,712; 1.920; 2.390} kWh
	x_7 (CONV)	{3; 5; 10; 20} kW
	x_8 (DG)	{3; 10; 20; 50} kW
Nº de combinações		265,42 x 10 ⁶
		53,91 x 10 ⁹

Fonte: Elaboração própria.

4.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS COMPONENTES

A Tabela 8 apresenta as características técnicas dos painéis fotovoltaicos, baterias, conversores e geradores adotados para as simulações das Ilhas Floreana e San Cristóbal.

Tabela 8. Características técnicas dos componentes.

Componente	Característica técnica	
PV	Potência Nominal	0,040; 0,060; 0,080; 0,110; 0,240; 0,320 kW
	Coeficiente/Temperatura/Potência	-0,0047 %/°C
	Temperatura da célula	25 °C
	LF _{PV}	25 anos
BT	Capacidade nominal	0,476; 0,712; 0,1920; 2,390; 4,760; 7,150 kWh
	Eficiência de carga e descarga	86 %
	Profundidade Máxima de Descarga	80 %
	LF throughput *	^a 572; 855; 2,340; 2,868; 5,712; 8,580 kWh ^b 762; 1,140; 3,072; 3,824; 7,616; 11,440 kWh
CONV	LF _{BT}	20 anos
	Potência Nominal	3; 5; 10; 20; 50; 72 kW

DG	Eficiência de conversão	92 %
	LF _{CONV}	10 anos
	Potência Nominal	3; 10; 20; 50; 80 kW
	LF _{DG}	10.000h
	F ₀	0,084 L/h/kW _{rated}
	F ₁	0,246 L/h/kW

* a) LF throughput para 80% de descarga; e b) LF throughput para 20% de descarga. Estes valores são obtidos aplicando o modelo de vida da bateria Bindner et al., (2005).

Fonte: Elaboração própria.

4.4 VALORES PARA O CÁLCULO DO NPVC

A Tabela 9 apresenta os valores utilizados para calcular o NPVc. Como os componentes são escolhidos diretamente do fabricante, uma taxa de transporte e impostos locais de importação foram adicionados aos preços dos fabricantes (para detalhes destes valores revisar Apêndice C). O capital inicial foi estimado usando a técnica de Boehm (BOEHM, 1987). Os custos de substituição e operação e manutenção foram obtidos da literatura (CLARKE; AL-ABDELI; KOTHAPALLI, 2015; ROBERTS et al., 2018). O preço local do diesel é de 0,66 US\$/L (diesel premium) (EP PETROECUADOR, 2018). Por fim, é adotada a taxa de juros local para o investimento público no Equador, que é de 8,58% (BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, 2018). O tempo de vida do sistema híbrido é de 25 anos.

Tabela 9. Valores utilizados para calcular o NPVc.

Componente	Capital Inicial (\$)	Substituição (\$)	Operação e manutenção
PV	$C_{i,PV} = \left(200 \cdot \left(\frac{P_{PV}}{180} \right)^{0,92} \right) \cdot N_{PV}$	$\frac{\leq 25 \text{ years}}{0}$	$C_{o\&m,PV} = 0,001 \cdot C_{i,PV} (\$/ano)$
BT	$C_{i,BT} = \left(300 \cdot \left(\frac{C_{BT}}{800} \right)^{0,80} \right) \cdot N_{BT}$	$C_{Re\ p,BT} = C_{i,BT}$	$C_{o\&m,BT} = 10 \cdot N_{BT} (\$/ano)$
DG	$C_{i,DG} = \left(11000 \cdot \left(\frac{P_{DG}}{38,000} \right)^{0,88} \right) \cdot N_{DG}$	$C_{Re\ p,DG} = C_{i,DG}$	$C_{o\&m,DG} = 0,25 (\$/h)$
CONV1 ^a	$C_{i,CONV1} = \left(1743 \cdot \left(\frac{P_{CONV1}}{6} \right)^{0,50} \right) \cdot N_{CONV1}$	$C_{Re\ p,CONV1} = C_{i,CONV1}$	$C_{o\&m,CONV1} = 0 (\$/ano)$
CONV2 ^b	$C_{i,CONV2} = \left(2200 \cdot \left(\frac{P_{CONV1}}{15} \right)^{0,80} \right) \cdot N_{CONV2}$	$C_{Re\ p,CONV2} = C_{i,CONV2}$	$C_{o\&m,CONV2} = 0 (\$/ano)$

^a Para conversores de 3 kW a 30 kW. ^b Para conversores de 30 kW a 72 kW.

Fonte: Elaboração própria.

4.5 RESULTADOS DO PSO-BPSO

Os parâmetros do algoritmo PSO-BPSO foram estabelecidos da seguinte forma: 80 partículas; 100 iterações; inércia mínima = 0,2; inércia máxima = 0,9; $c_1 = 2$; $c_2 = 2$; dimensão do problema para variáveis contínuas = 4; dimensão do problema para variáveis discretas = 8; dimensão total do problema = 12. Esta configuração tem o melhor desempenho para este caso específico de estudo. O algoritmo foi implementado no MATLAB®. O PSO-BPSO foi executado em um computador equipado com o Windows 7, 64 bits, Intel Core i5-4570 3.20GHz e 4 Gb de RAM.

4.6 RESULTADOS DA ABORDAGEM MONO-OBJETIVO

Na abordagem mono-objetivo, o valor presente líquido dos custos é minimizado. Duas configurações diferentes são consideradas (solar-bateria e solar-bateria-diesel). Um LPSP (Probabilidade de Perda no Fornecimento de Energia) de 0% é adotado em todos os casos. A Tabela 10 resume os resultados da otimização do algoritmo PSO-BPSO para as ilhas Floreana e San Cristóbal.

Tabela 10. Resultados da abordagem mono-objetivo.

Local	Configuração	Carga (kW/dia)	PV (kWp)	BT (kWh)	CONV (kW)	DG (kW)	NPVc (\$)	Ref. comparada
Floreana	PV/BT	55,34	19,40 (162x0,120)	57,36 (24x2,390)	10,00 (1x10)	-	132.128,66	Este documento
			18,00	71,00	9,09	-	129.570,00	HOMER®
	PV/BT/DG		12,00 (100x0,120)	46,08 (24x1,920)	5,00 (1x5)	10,00 (1x10)	116.681,20	Este documento
			10,20	48,00	3,92	12,00	122.633,00	HOMER®
San Cristóbal	PV/BT	539,64	191,04 (597x0,320)	514,80 (72x7,150)	100,00 (2x50)	-	1.218.614,28	Este documento
			159,80	860,70	87,10	-	1.240.000,00	HOMER®
	PV/BT/DG	539,64	141,76 (443x0,320)	343,20 (48x7,150)	50,00 (1x50)	80,00 (1x80)	856.878,46	Este documento
-		474,90	149,40	855,60	35,00	48,00	728.277,44	(ROBERTS et al., 2017)

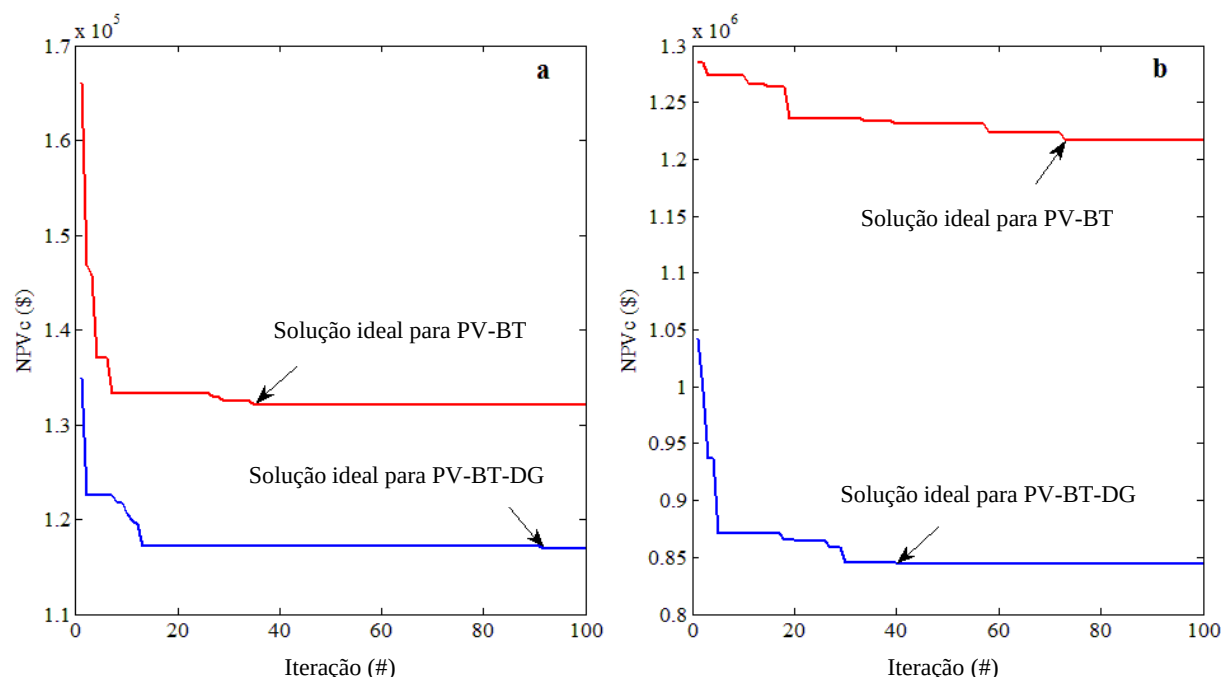
Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 10, para validar o algoritmo PSO-BPSO baseado em simulação, algumas comparações foram realizadas. O sistema solar-bateria e solar-bateria-diesel da Ilha Floreana e o sistema solar-bateria da Ilha San Cristóbal foram comparados com os resultados das simulações realizadas pelo HOMER®. Os mesmos dados de irradiação solar e carga CA foram utilizados na simulação com este programa computacional. Mostra-se que para os três casos, o NPVc é quase similar. Nas configurações solar-bateria e solar-bateria-diesel da Ilha Floreana, há uma diferença de apenas 4,62%. Enquanto isso, para o sistema solar-bateria da Ilha San Cristóbal, a diferença é de 1,72%. Da mesma forma ocorre para a potência instalada, nos três casos, a potência encontrada pelo HOMER® é praticamente a mesma à encontrada pelo PSO-BPSO. As pequenas diferenças nos resultados possivelmente se devem principalmente à grande variedade de componentes que o programa computacional HOMER® possui (o que não é uma realidade na prática). Assim, os resultados obtidos, corroboram o correto funcionamento do algoritmo proposto nesta tese de doutorado (PSO-BPSO). A principal diferença entre estes dois métodos HOMER® e PSO-BPSO é que o primeiro usa um método de busca exaustivo (HOMER ENERGY, 2021), e o segundo utiliza o método já exposto detalhadamente no Capítulo 3. Embora o HOMER® apresente um método que garanta a obtenção da solução ótima do problema, o tempo de processamento deste algoritmo é excessivamente alto, principalmente quando o espaço de busca é muito grande. Além disso, o HOMER® apresenta diretamente a potência instalada, não mostrando o modelo de componente que deve ser instalado, o que poderia acarretar num sistema mais caro quando colocados os resultados em prática. Já o PSO-BPSO apresenta tempos de conversão mais rápidos, além de não ser uma “caixa preta”, uma vez que todas as equações utilizadas foram detalhadas no Capítulo 3.

Com o intuito de continuar validando o algoritmo proposto neste trabalho, os resultados obtidos para o sistema solar-bateria-diesel são comparados com os resultados apresentados na literatura especializada (ROBERTS et al., 2017). Nesta referência, o Algoritmo Genético de Ordenação Não Dominada II (NSGA-II, acrônimo em inglês) é usado para dimensionamento do SHGE em Villa Campinas no Brasil, este algoritmo foi testado com uma abordagem mono-objetivo (ROBERTS et al., 2017). Como mostrado na última fileira da Tabela 10, a potência instalada é quase similar à potência apresentada em (ROBERTS et al., 2017). A pequena diferença nessa potência instalada deve-se à diferença na carga a ser atendida. Já com relação aos custos, o NPVc difere em 13%, principalmente devido: a diferença no preço dos componentes dos mercados locais (comparando Brasil com Equador); a diferença na taxa de juros; e a diferença de tamanho dos sistemas dimensionados, uma vez que o sistema dimensionado pelo PSO-BPSO é um pouco maior. Assim, estes resultados obtidos também

corroboram o correto funcionamento do algoritmo proposto. A principal diferença entre o NSGA-II e o PSO-BPSO é que o primeiro emprega, em média, 43 minutos para encontrar a solução ótima, enquanto o segundo converge em aproximadamente 4 minutos, mesmo utilizando recursos computacionais menores. A Figura 21 apresenta a evolução do PSO-BPSO para a abordagem mono-objetivo.

Figura 21. Evolução do algoritmo: (a) para a Ilha Floreana, (b) para a Ilha San Cristóbal.



Fonte: Elaboração própria.

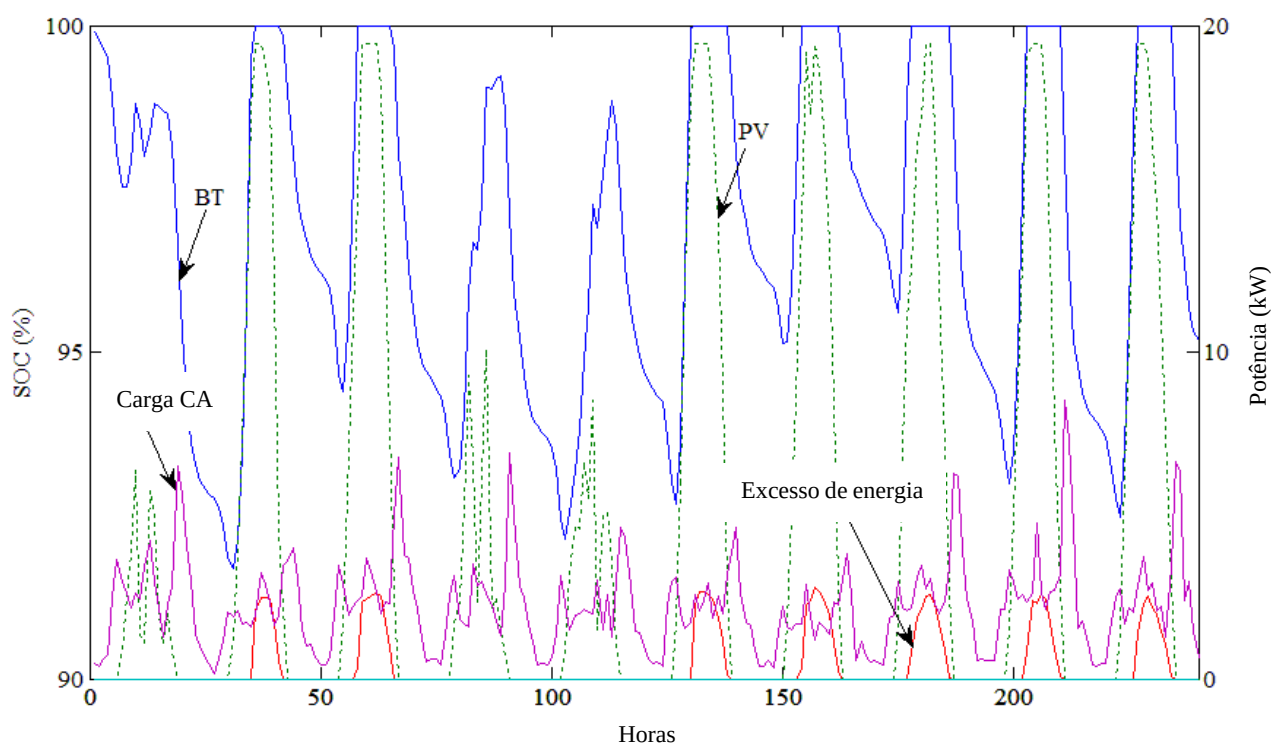
Para a Ilha Floreana (Figura 21 a), observa-se que o melhor NPVc para a configuração solar-bateria é obtido após 35 iterações, já para a Ilha São Cristóbal esta configuração ótima é encontrada aproximadamente na iteração 73. Por outro lado, na Ilha Floreana, o sistema solar-bateria-diesel obtém sua melhor configuração quase ao final das iterações (95), já para a Ilha San Cristóbal, a solução ideal é atingida na iteração 40 (Figura 20 b).

A Figura 22 (solar-bateria) e a Figura 23 (solar-bateria-diesel) apresentam a simulação da melhor solução obtida para a Ilha Floreana nos primeiros 10 dias do ano. O comportamento da simulação para a Ilha San Cristóbal é o mesmo, portanto, não é plotado neste documento.

Na Figura 22, nas primeiras 24 horas do ano (1º de janeiro) a produção do sistema solar fotovoltaico é baixa. Assim, observa-se na Figura que o banco de baterias começa a descarregar-se para poder atender a carga CA. Por outro lado, como mostrado na Tabela 10, este sistema, que inclui painéis fotovoltaicos e baterias, é mais caro do que o sistema solar-bateria-diesel, devido ao sobredimensionamento das baterias para atingir um LPSP de 0%. Este fato faz com

que as baterias permaneçam sempre carregadas, com um estado de carga (SOC) superior a 90%. Este comportamento garante uma vida útil mais longa das baterias, no entanto encarecendo o sistema. Finalmente, ainda nesta Figura, mostra-se que devido ao alto estado de carga das baterias, uma parte da eletricidade gerada pela unidade fotovoltaica não é armazenada (excesso de energia).

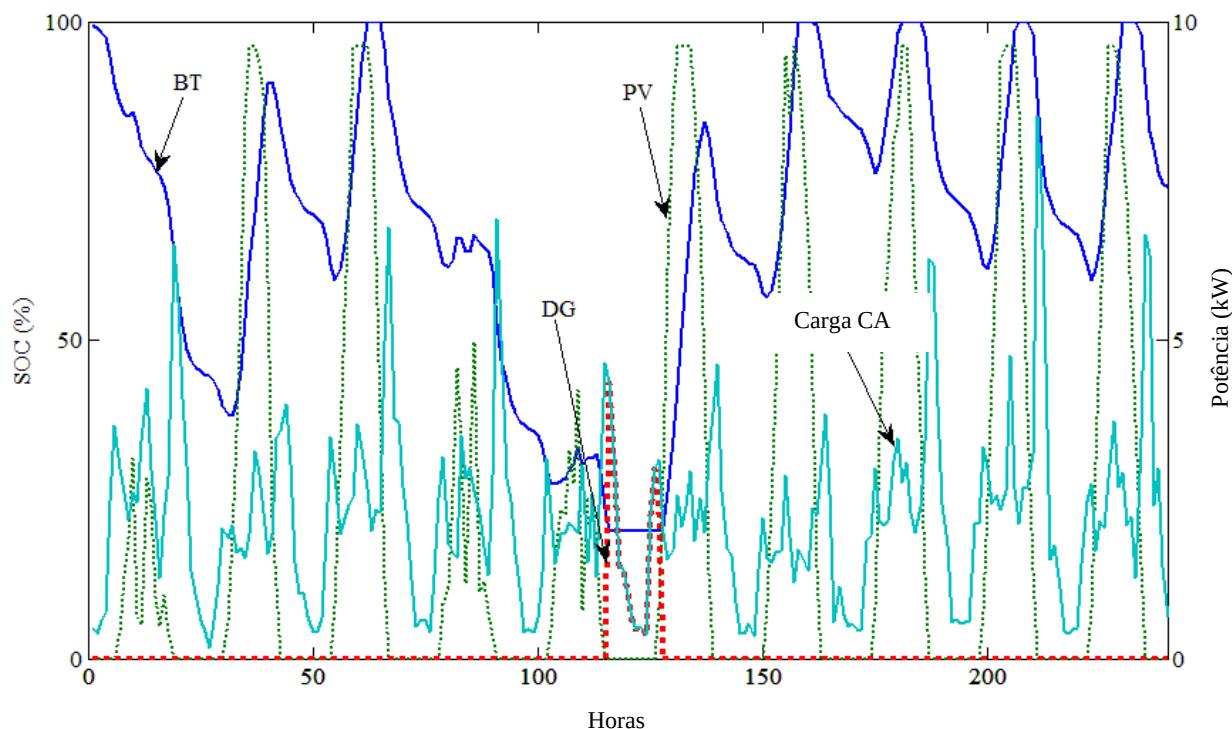
Figura 22. Simulação da configuração solar-bateria para a Ilha Floreana.



Fonte: Elaboração própria.

Já na Figura 23 o comportamento da carga CA é o mesmo da Figura 21. No entanto, como mostrado na Tabela 10, neste sistema (solar-bateria-diesel) tanto a unidade geradora fotovoltaica quanto o banco de baterias são menores. Neste contexto, as baterias são completamente descarregadas ($DOD = 80\%$ na hora 110). Assim, nos dias em que não há produção de energia solar, o gerador a diesel é ativado (*back-up*). Neste caso, este gerador acompanha exclusivamente o comportamento da carga CA (da hora 110 até a hora 130), e é desativado quando a produção de energia fotovoltaica é restaurada (hora 130). Esse comportamento causa uma vida útil mais curta das baterias, o que implica um maior número de substituições e um maior investimento nestes componentes. Mesmo assim, este sistema ainda é mais barato que a configuração solar-bateria devido à participação do grupo gerador a diesel.

Figura 23. Simulação da configuração solar-bateria-diesel para a Ilha Floreana.

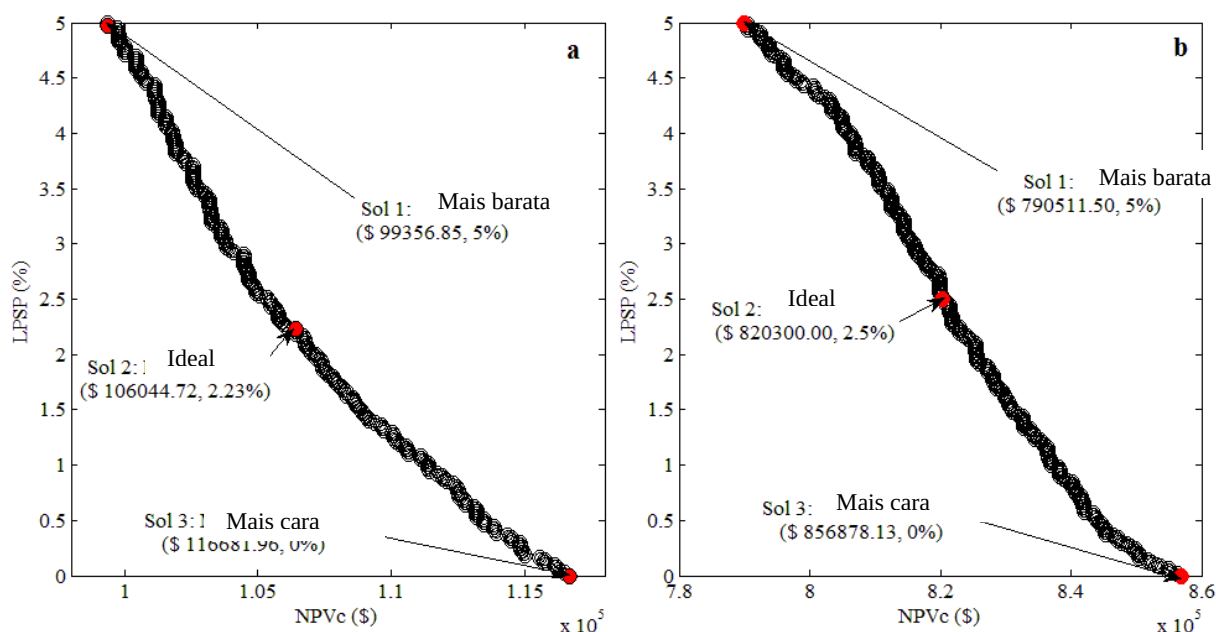


Fonte: Elaboração própria.

4.7 RESULTADOS DA ABORDAGEM MULTI-OBJETIVO

Na abordagem multio-bjetiva, as soluções na fronteira de Pareto são encontradas com o método de distância Euclidiana. Esta técnica calcula basicamente a distância entre um ponto ideal (0, 0) e as soluções não dominadas (COELLO; LECHUGA, 2002; SAYED; GHARGHORY; KAMAL, 2016). Nesta abordagem, tanto o NPVc quanto o LPSP são as funções objetivo. Nenhuma vantagem para qualquer objetivo é definida. Esta técnica é aplicada para o dimensionamento de um sistema solar-bateria-diesel para as Ilhas Floreana e San Cristóbal. O valor máximo do LPSP adotado é de 5%. Este valor de LPSP está dentro dos limites admissíveis de indicadores de confiabilidade nas Ilhas Galápagos, que são 4 vezes/ano para a frequência de interrupção e 8 hora/dia para a duração da interrupção, informações que foram apresentadas no Capítulo 2 (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 2012). A Figura 24 apresenta a fronteira ótima de Pareto e as soluções de interesse para a abordagem multio-bjetiva.

Figura 24. Fronteira de Pareto ótima para uma configuração solar-bateria-diesel: (a) Floreana e (b) San Cristóbal.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 24, os círculos pretos representam as soluções não dominadas (Fronteira ótima de Pareto), e os círculos vermelhos representam as soluções de interesse. Para a Ilha Floreana, na Figura 24 a) a solução ideal, que representa a distância mínima entre o ponto ideal e a solução não dominada, tem um NPVc de US\$ 106.044,72 e um LPSP de 2,23%. Se for desejado um sistema melhor em termos de confiabilidade, valores menores de LPSP devem ser selecionados. No entanto, isso representa um aumento no NPVc. Por exemplo, a solução mais cara para essa ilha é quando o LPSP é de 0% (NPVc é de US\$ 116.681,96). É importante mencionar que esta solução corresponde à solução encontrada na abordagem mono-objetivo, validando, uma vez mais, o correto funcionamento do algoritmo proposto.

Por outro lado, a solução mais barata apresenta um NPVc de US\$ 99.356,85 e um LPSP de 5%. No caso da Ilha San Cristóbal, na Figura 24 b), a solução ideal tem um NPVc de US\$ 820.300,00 com um LPSP de 2,5%. Nesta ilha, a solução mais barata, que é a pior em termos de confiabilidade, apresenta um custo de US\$ 790.511,50, e a mais cara, que é a melhor em termos de confiabilidade, apresenta um custo de US\$ 856.878,13, com um LPSP de 5% e 0%, respectivamente. Como esperado, na abordagem multi-objetivo, o NPVc diminui quando o LPSP aumenta. A Tabela 11 resume os resultados da abordagem multi-objetivo para as três soluções de interesse.

Tabela 11. Resultados da abordagem multiobjetivo.

Caso de estudo	Solução	PV (kWp)	BT (kWh)	CONV (kW)	DG (kW)	NPVc (\$)	LPSP (%)	Referências
Floreana	Sol 1	15,40 (140x0,110)	17,08 (24x0,712)	5,00 (1x5)	10,00 (1x10)	99.356,85	5	Este documento
	Sol 2	16,83 (153x0,110)	19,94 (28x0,712)	5,00 (1x5)	10,00 (1x10)	106.044,72	2,23	
	Sol 3	12,00 (100x0,120)	46,08 (24x1,920)	5,00 (1x5)	10,00 (1x10)	116.681,96	0	
San Cristóbal	Sol 1	134,40 (420x0,320)	114,72 (48x2,390)	50,00 (1x50)	80,00 (1x80)	790.511,50	5	Este documento
	Sol 2	137,60 (430x0,320)	228,48 (48x4,760)	50,00 (1x50)	80,00 (1x80)	820.300,00	2,25	
	Sol 3	141,76 (443x0,320)	343,20 (48x7,150)	50,00 (1x50)	80,00 (1x80)	856.878,13	0	
Vila Campinas	Sol 1	131,64	855,60	35	16	715.096,44	4,99	(ROBERTS et al., 2018)
	Sol 2	139,44	855,60	35	20	744.214,71	1,84	
	Sol 3	150,00	855,60	35	48	782.278,25	0	

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 11, observa-se que, como já esperado, a confiabilidade é altamente dependente das baterias. Quanto mais o LPSP aumenta, diminui a quantidade de baterias. Para o caso específico da Ilha Floreana, o banco de baterias apresentou um decréscimo de mais de 50% (de 46,08 para 17,08), o que representa uma variação de 5% na confiabilidade. A unidade geradora de energia fotovoltaica desta ilha é ligeiramente afetada com um aumento na potência instalada. O conversor e a unidade a diesel permanecem inalterados para a Ilha Floreana. Por outro lado, para a Ilha San Cristóbal, o banco de baterias diminuiu mais de 60%. Assim, a economia que será obtida em uma planta menos confiável (5%) alcançará o valor de US\$ 66.366,63.

Para validar a abordagem multi-objetivo do algoritmo PSO-BPSO proposto, seus resultados foram comparados com os resultados apresentados na literatura especializada (ROBERTS et al., 2018). No trabalho de Roberts, o NSGA-II é usado para o dimensionamento de um SHGE na Villa Campinas no Brasil. Além disso, nesse trabalho, uma otimização multi-objetivo determinística e probabilística é apresentada. Os resultados do método PSO-BPSO são comparados com a abordagem determinística daquele trabalho. Finalmente, a carga CA a ser atendida no trabalho de Roberts é 14% menor.

Como mostra a Tabela 11 (comparação entre San Cristóbal e Vila Campinas), o comportamento dos dois objetivos NPVc e LPSP é semelhante para as três soluções. O NPVc da Ilha San Cristóbal é maior principalmente porque a carga a ser atendida é maior, e por causa da diferença na taxa de juros. Para a potência instalada, a unidade fotovoltaica e o conversor são praticamente os mesmos. Há uma diferença na capacidade no banco de baterias e no gerador a diesel. Na referência (ROBERTS et al., 2018) com o aumento do LPSP, o banco de baterias permanece constante, enquanto a capacidade da unidade geradora a diesel aumenta. Já no algoritmo PSO-BPSO, com o aumento do LPSP, o banco de baterias diminui, enquanto a unidade geradora a diesel permanece constante. Este comportamento é devido às restrições ambientais, de modo que, é mais conveniente, em termos de emissões de CO₂, aumentar o número de baterias e manter constante o número de unidades geradoras a diesel. A principal diferença entre o PSO-BPSO e o NSGA-II, nesta abordagem multi-objetivo, é o tempo de convergência, enquanto o PSO-BPSO converge em aproximadamente 25 minutos, o NSGA-II emprega mais de uma hora.

Assim, uma vez mais, os resultados obtidos corroboram o correto funcionamento do algoritmo proposto (PSO-BPSO), somente que, neste caso, com uma abordagem multi-objetivo para o dimensionamento de sistemas híbridos geradores de energia.

4.8 RESULTADOS DO DIMENSIONAMENTO DO SHGE SOLAR-BATERIA-BIOGÁS

Uma vez validado o algoritmo PSO-BPSO com o dimensionamento dos sistemas solar-bateria-diesel, o seguinte passo é o dimensionamento dos sistemas solar-bateria-biogás. Os resultados deste dimensionamento são apresentados na Tabela 12, e estes foram comparados com simulações no programa computacional HOMER®.

Tabela 12. Resultados do sistema solar-bateria-biogás.

Caso de estudo	Solução	PV (kWp)	BT (kWh)	CONV (kW)	BG (kW)	NPV _c (\$)	LPSP (%)	Referências
Floreana	Sol 1	7,70 (70x0,110)	8,54 (12x0,712)	5,00 (1x5)	3,00 (1x3)	69.456,85	5	Este documento
	Sol 2	8,36 (76x0,110)	9,96 (14x0,712)	5,00 (1x5)	3,00 (1x3)	71.043,72	2,5	
	Sol 3	6,00 (50x0,120)	23,04 (12x1,920)	5,00 (1x5)	3,00 (1x3)	73.254,96	0	
	HOMER®	2,4	20,0	5	1,90	72.118,00	0	(LLERENA-PIZARRO et al., 2019)
San Cristóbal	Sol 1	748,80 (2340x0,320)	200,76 (84x2,390)	50,00 (1x50)	40,00 (1x20 + 2x10)	5.490.513,50	5	Este documento
	Sol 2	748,80 (2340x0,320)	399,84 (84x4,760)	50,00 (1x50)	40,00 (1x20 + 2x10)	5.720.340,00	2,5	
	Sol 3	748,80 (2340x0,320)	600,60 (84x7,150)	50,00 (1x50)	40,00 (1x20+2x10)	5.857.876,13	0	
	HOMER®	97,0	1586,0	100	300,0	6.113.545,00	0	(LLERENA-PIZARRO et al., 2019)

Fonte: Elaboração própria.

5 CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES

5.1 CONCLUSÕES SETOR ELÉTRICO DE GALÁPAGOS

O setor de energia de Galápagos planeja fazer várias mudanças do ponto de vista operacional na próxima década. Um modelo tradicional de utilização de combustíveis fósseis gerando energia elétrica será parcialmente substituído por um modelo de geração de energia sustentável.

Atualmente, as termelétricas a diesel com capacidade instalada de 27,6 MW são a principal fonte de produção de eletricidade no arquipélago, que representa 85% de sua potência nominal instalada. Os 15% restantes são gerados a partir de parques eólicos (10,8%), plantas fotovoltaicas (4,1%) e óleos vegetais (0,1%). No entanto, as fontes de energia renováveis contribuirão mais para o SEG até 2025 com a instalação de 28,5 MW de usinas solares e eólicas. Além disso, os programas de eficiência energética em Galápagos desempenharão um papel importante no estímulo à diversificação de sua matriz energética.

Com o fim de atingir o objetivo zero combustíveis fósseis para as ilhas e diversificar a sua matriz energética, a exploração de diferentes recursos renováveis, além dos já explorados (energia solar e eólica) é de vital importância para o arquipélago. Neste sentido, Galápagos tem uma importante fonte de energia para gerar biogás a partir de esterco bovino, porém, que ainda não foi utilizado. Isso se deve aos altos custos demandados pelo uso de biodigestores para produção de biogás.

Com base nos recursos renováveis já existentes no arquipélago, um sistema de geração de energia híbrida (solar-diesel e solar-biogás) usando duas fontes potenciais que são virtualmente não exploradas em Galápagos é uma proposta muito atraente para reduzir essa alta dependência de combustíveis fósseis. Essa proposta, além de ser um mecanismo gerador de eletricidade, pode ser considerada como um modelo para promover o desenvolvimento local nas ilhas, pois permitiria a adoção de novas tecnologias no arquipélago (veículos elétricos e fogões elétricos), geraria empregos e aumentaria a renda de seus habitantes. Além disso, essa proposta é um mecanismo de desenvolvimento limpo, o que a tornaria mais atraente para investidores privados que buscam novas oportunidades de negócios.

Finalmente, políticas de desenvolvimento sustentável, programas de eficiência energética e fundos de investimentos estrangeiros para realizar novos projetos, são necessários para garantir um futuro brilhante para o setor de eletricidade em Galápagos.

5.2 CONCLUSÕES DO ALGORITMO PSO-BPSO PROPOSTO

Um algoritmo PSO-BPSO baseado em simulação para dimensionamento de sistemas de energia híbridos foi desenvolvido com sucesso. O algoritmo integra dois modelos diferentes no mesmo código: a versão original do PSO, que opera com variáveis de decisão contínuas; e a versão binária do PSO, que opera com as variáveis de decisão discretas. Este método híbrido permite uma abordagem mais realista do problema. O PSO-BPSO é usado para dimensionar diferentes configurações de SHGE para as Ilhas Galápagos no Equador. O algoritmo proposto foi implementado no MATLAB®. Os resultados encontrados pela ferramenta implementada foram comparados com os resultados apresentados pelo programa computacional HOMER® e alguns trabalhos apresentados na literatura especializada.

Primeiramente, o PSO-BPSO foi avaliado em um problema mono-objetivo. Nesta abordagem, o NPVc é a função objetivo. Duas configurações (solar-bateria e solar-bateria-diesel) de sistemas híbridos geradores de energia foram dimensionadas. Os resultados mostram que o tempo de convergência do algoritmo é de aproximadamente 4 minutos, que é o melhor tempo através da literatura comparada. Os tamanhos ótimos de SHGE são encontrados com sucesso em todos os casos. Para as Ilhas Floreana e San Cristóbal, a configuração solar-bateria é a opção mais cara devido ao superdimensionamento do banco de baterias. O NPVc é de US\$ 132.128,66 e US\$ 1.218.614,28 para Floreana e San Cristóbal, respectivamente. Por outro lado, a opção mais barata para as duas ilhas é a configuração solar-bateria-diesel. Neste caso, o NPVc é inferior aos custos da configuração solar-diesel em 11,6% para Floreana e 19,6% para San Cristóbal. Isto se deve, principalmente, à participação da unidade do gerador a diesel e à redução do banco de baterias.

Na segunda etapa, o PSO-BPSO é avaliado em um problema com abordagem multi-objetivo. Neste caso, tanto o NPVc quanto o LPSP são considerados como funções objetivo. Três soluções da frente ótima de Pareto foram analisadas para a configuração solar-bateria-diesel. O tempo de convergência do algoritmo é de 20 minutos, sendo 43 minutos mais rápido que o método comparado (NSGA-II). Além disso, os resultados mostram que a configuração ideal do sistema híbrido tem um NPVc de US\$ 106.044,72 com um LPSP de 2,23% para a Ilha Floreana, e um NPVc de US\$ 820.300,00 com um LPSP de 2,25% para a Ilha San Cristóbal. No caso em que a configuração mais barata é necessária, o LPSP deve ser aumentado. Para um LPSP de 5%, quando comparada com as soluções ideais, representa uma economia de US\$ 6.687,87 para a Ilha Floreana e US\$ 29.788,50 para a Ilha San Cristóbal.

Na Tabela 12, observa-se que os sistemas solar-bateria-biogás são mais econômicos em comparação aos sistemas solar-bateria-diesel. Comparando a Solução 1 da Ilha Floreana, observa-se que existe praticamente uma economia de US\$ 30.000,00. Conclui-se que isso ocorre principalmente devido à estratégia no dimensionamento, neste caso, com o intuito de fornecer energia à carga CA, a unidade geradora a biogás opera em sua máxima capacidade até consumir toda a produção de biogás, deixando apenas o restante da demanda ainda existente (carga CA) para que seja atendida pelas unidades solar fotovoltaica e baterias. Portanto, estas duas unidades são menores, o que faz o sistema solar-bateria-biogás ser mais barato.

Nesta mesma configuração (solar-bateria-biogás), quando comparado os resultados da Solução 3 com os resultados do programa computacional HOMER®, observa-se que no que faz referência à unidade geradora a biogás, ao conversor e ao banco de baterias, praticamente não existe diferença nos resultados. No entanto, o HOMER® dá uma solução de 1,90 kW para o gerador a biogás, o qual, na prática, não é viável, pois não é um valor comercial. Já, no caso do algoritmo proposto, este entrega um valor comercial do componente (3 kW).

Ainda na Tabela 12, no caso da Ilha São Cristóbal, observa-se que para as três soluções encontradas para as unidades solar e biogás não existe nenhuma variação. Já no caso das baterias, observa-se que, conforme o LPSP vai diminuindo, a capacidade do banco de baterias vai aumentando, o que faz com que o sistema fique cada vez mais caro.

Finalmente, conclui-se que o algoritmo proposto é uma ferramenta eficiente e eficaz para o dimensionamento de sistemas híbridos geradores de energia, tanto com abordagem mono-objetivo, quanto com abordagem multi-objetivo.

REFERÊNCIAS

ABDELSHAFY, A. M.; HASSAN, H.; JURASZ, J. Optimal design of a grid-connected desalination plant powered by renewable energy resources using a hybrid PSO–GWO approach. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 173, p. 331–347, Oct. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890418308185>. Acesso em: 14 abr. 2021.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Clientes de suministro**. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/clientes-del-suministro-mensual/>. Acesso em: 8 maio 2018c.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Cobertura anual del servicio**. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/produccion-anual-2/>. Acesso em: 8 maio 2018d.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Estadística anual y multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano**. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estadística-anual-y-multianual-sector-eléctrico-2016.pdf>. Acesso em: 8 maio 2018a.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Estadística anual y multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015**. 2015. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/EstadísticaAnualyMultianual2015.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2021.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Ministerio de Electricidad y Energía Renovable recibe cooperación del gobierno de Japón**. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/ministerio-de-electricidad-y-energia-renovable-recibe-cooperacion-del-gobierno-de-japon/>. Acesso em: 2 maio 2018e.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Pérdidas mensuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)**. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/perdidas/>. Acesso em: 3 maio 2018b.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Precios medios**. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/clientes-de-suministro-anual/>. Acesso em: 8 maio 2018f.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. **Tarifa dignidad**. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/tarifa-dignidad/>. Acesso em: 8 maio 2018g.

ASAMBLEA NACIONAL. **Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica**. Quito, Pichincha: Asamblea Nacional, [2015]. Disponível em: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Ley-Org%C3%A1nica-del-Servicio-P%C3%BAblico-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrica.pdf>.

Acesso em: 14 abr. 2021.

ASKARZADEH, A.; COELHO, L. S. A novel framework for optimization of a grid independent hybrid renewable energy system: a case study of Iran. **Solar Energy**, Kidlington, v. 112, p. 383–396, Feb. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X14006045>. Acesso em: 14 abr. 2021.

ATHARI, M. H.; ARDEHALI, M. M. Operational performance of energy storage as function of electricity prices for on-grid hybrid renewable energy system by optimized fuzzy logic controller. **Renewable Energy**, Oxford, v. 85, p. 890–902, Jan. 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148115301506>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BABU, B. C.; GURJAR, S. A novel simplified two-diode model of photovoltaic (PV) module. **IEEE Journal of Photovoltaics**, Piscataway, v. 4, n. 4, p. 1156–1161, Jul. 2014. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6807517>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BANCO CENTRAL DEL ECUADOR. **Tasas de interés**. 2018. Disponível em: <https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>. Acesso em: 13 nov. 2018.

BANCO INTERAMERICANO DE DESAROLLO. **Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador**. 2017. Disponível em: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Incrementando-la-eficiencia-del-sector-el%C3%A9ctrico-Lecciones-sobre-la-reducci%C3%B3n-de-p%C3%A9rdidas-el%C3%A9ctricas-en-Ecuador.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BARLEY, C. D.; WINN, C. B. Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems. **Solar Energy**, Kidlington, v. 58, n. 4–6, p. 165–179, Oct.–Dec. 1996. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X96000874>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; DUFO-LÓPEZ, R. Multi-objective design and control of hybrid systems minimizing costs and unmet load. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 79, n. 1, p. 170–180, Jan. 2009. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779608001673>. Acesso em 14 abr. 2021.

BINDNER, H. *et al.* **Lifetime Modelling of Lead Acid Batteries**. Roskilde: Risoe-R, 2005. *E-book*.

BOEHM, F. R. **Design Analysis of Thermal Systems**. New Jersey: John Wiley & Sons, 1987.

BONYADI, M. R.; MICHALEWICZ, Z. Particle swarm optimization for single objective continuous space problems: a review. **Evolutionary Computation**, Cambridge, v. 25, n. 1, p. 1–54, Mar. 2008. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7869491>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BORGES NETO, M. R. *et al.* Biogas/photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas. **Energy Policy**, Kidlington, v. 38, n. 8, p. 4497–4506, Aug. 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421510002776>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BORGNAKKE, C.; SONNATAG, R. **Fundamentos da termodinâmica**. 8. ed. São Paulo: Blucher, 2013.

BORHANAZAD, H. *et al.* Optimization of micro-grid system using MOPSO. **Renewable Energy**, Oxford, v. 71, p. 295–306, Nov. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148114002572>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BREITENSTEIN, O. An alternative one-diode model for illuminated solar cells. **Energy Procedia**, Amsterdam, v. 55, p. 30–37, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021401248X>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BRIZI, F. *et al.* Energetic and economic analysis of a Brazilian compact cogeneration system: comparison between natural gas and biogas. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 38, p. 193–211, Oct. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114004225>. Acesso em: 14 abr. 2021.

BUNDHOO, Z. M. A.; MAUTHOOR, S.; MOHEE, R. Potential of biogas production from biomass and waste materials in the small island developing state of Mauritius. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 56, p. 1087–1100, Apr. 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115014094>. Acesso em: 14 abr. 2021.

CASTRO, T. S. **Análise econômica e ambiental de sistemas de geração alternativa para suprimento energético de carros elétricos**. 2018. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2018. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/153770>. Acesso em: 14 abr. 2021.

CHEN, D. B.; ZOU, F.; WANG, J. T. A multi-objective endocrine PSO algorithm and application. **Applied Soft Computing Journal**, Amsterdam, v. 11, n. 8, p. 4508–4520, Dec. 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1568494611003012>. Acesso em: 14 abr. 2021.

CHEN, X. Y. *et al.* Membrane gas separation technologies for biogas upgrading. **RSC Advances**, Cambridge, v. 5, n. 31, p. 24399–24448, Feb. 2015. Disponível em: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ra/c5ra00666j#!divRelatedContent&article>. Acesso em: 14 abr. 2021.

CHIANDUSSI, G. *et al.* Comparison of multi-objective optimization methodologies for engineering applications. **Computers and Mathematics with Applications**, New York, v.

63, n. 5, p. 912-942, Mar. 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0898122111010406>. Acesso em: 14 abr. 2021.

CHICHEPORTICHE, R. *et al.* Synthesis and mode of action on axonal membranes of photoactivable derivatives of tetrodotoxin. **The Journal of Biological Chemistry**, Bethesda, v. 254, p. 1552-1557, Mar. 1979. Disponível em: [https://www.jbc.org/article/S0021-9258\(17\)37807-9/pdf](https://www.jbc.org/article/S0021-9258(17)37807-9/pdf). Acesso em: 15 abr. 2021.

CHIN, V. J.; SALAM, Z.; ISHAQUE, K. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: a review. **Applied Energy**, London, v. 154, p. 500–519, Sep. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261915006455>. Acesso em: 14 abr. 2021.

CLARKE, D. P.; AL-ABDELI, Y. M.; KOTHAPALLI, G. Multi-objective optimisation of renewable hybrid energy systems with desalination. **Energy**, Oxford, v. 88, p. 457–468, Aug. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544215006465>. Acesso em: 14 abr. 2021.

COELLO, C. Handling multiple objectives with particle swarm optimization. **Adaptation, Learning, and Optimization**, Heidelberg, v. 8, n. 3, p. 256-279, Jun. 2004. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1304847>. Acesso em: 14 abr. 2021.

COELLO, A. C.; LECHUGA, M. S. MOPSO: a proposal for multiple objective particle swarm optimization. *In: CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION*, 2002. Honolulu. **Proceedings** [...]. Honolulu: IEEE Conference Publication. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1004388>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS. **Informe Galápagos 2015-2016**. Disponível em: https://static1.squarespace.com/static/55f05236e4b05ead54eb937d/t/5a1f1c7c9140b78aac098b2f/1511988361416/InformeGalapagos_2015-2016+FINAL+FINAL.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021a.

CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS. **Plan estratégico participativo gobierno rural autónomo de Santa María-Floreana**. 2011. Disponível em: <https://www.gobiernogalapagos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/08/Plan-Desarrollo-Santa-Maria.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS. **Plan Galápagos**. 2016. Disponível em: https://www.gobiernogalapagos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/04/Plan-Galapagos-2015-2020_12.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS. **Plan de manejo de las áreas protegidas de Galápagos para el buen vivir**. 2014. Disponível em: http://awsassets.panda.org/downloads/_1_plan_de_manejo_del_png_2014__final_.pdf.

Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental.** Plan maestro de electrificación 2013-2022. 2013a. Disponível em: <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/Vol4-Aspectos-de-sustentabilidad-y-sostenibilidad-social-y-ambiental.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Constitución de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos ELECGALAPAGOS.** 1999. Disponível em: <https://www.elecgapagos.com.ec/transparencia/files/LOTAIP%202013/2.%20Informaci%F3n%20Legal/A1%29%20Base%20legal/constitucion%20ELECGALAPAGOS%20S.A..pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Estudio y gestión de la demanda eléctrica.** Plan maestro de electrificación 2013-2022. 2013b. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Vol2-Estudio-y-gesti%C3%B3n-de-la-demanda-el%C3%A9ctrica.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Perspectiva y expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.** Plan maestro de electrificación 2013-2022. 2013d. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Vol3-Perspectiva-y-expansi%C3%B3n-del-sistema-el%C3%A9ctrico-ecuadoriano.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Plan maestro de electricidad 2007-2016.** Quito: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2007. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2007-2016/>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Plan maestro de electrificación 2009-2020.** 2010. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/PME0920CAP1.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Plan maestro de electrificación 2013-2022.** 2013c. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/vol1-Resumen-Ejecutivo-PME-2013-2022.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Regulación n. CONELEC 004/01.** 2012. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Regulación n. CONELEC - 009/06.** 2009. Disponível em: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-PreciosRenovables4.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

COSKUN, C. *et al.* Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: a review. **Journal of Cleaner Production**, Amsterdam, v. 164, p. 1474–1485,

Oct. 2017. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652617315081>. Acesso em: 14 abr. 2021.

DEB, K. *et al.* A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, New York, v. 6, n. 2, p. 182–197, Apr. 2002. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/996017>. Acesso em: 14 abr. 2021.

EBERHART, R.; KENNEDY, J. A new optimizer using particle swarm theory. *In*: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON MICRO MACHINE AND HUMAN SCIENCE, 6., 1995, Nagoya. **Proceedings** [...]. Nagoya: IEEE Conference Publication, 1995. p. 39–43. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/494249>. Acesso em: 15 abr. 2021.

ELECGALAPAGOS. **Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad en la isla san cristóbal**. Disponível em: <https://www.globalelectricity.org/content/uploads/Galapagos-local-utility-efficient-energy-findings-SPANISH.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021a.

ELECGALAPAGOS. **Resumen ejecutivo de rendición de cuentas 2015**. Disponível em: <http://www.elecgapagos.com.ec/transparencia/files/RENDICION%20DE%20CUENTAS%20PERIODO%202015/RESUMEN%20EJECUTIVO%20DE%20RENDICI%C3%93N%20DE%20CUENTAS%202015.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021c.

ELECGALAPAGOS. **Resumen ejecutivo de rendicion de cuentas 2016**. Disponível em: http://www.elecgapagos.com.ec/transparencia/files/RENDICION%20DE%20CUENTAS%20PERIODO%202016/Informe_2016_ELECGALAPAGOS.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021b.

ELECGALAPAGOS. **Resumen ejecutivo de rendición de cuentas 2017**. 2017. Disponível em: <http://www.elecgapagos.com.ec/transparencia/files/RENDICION%20DE%20CUENTAS%20PERIODO%202017/Informe%20rendicion%20de%20cuenta%202017.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

EP PETROECUADOR. **Precios de venta a nivel de terminal para las comercializadoras calificadas y autorizadas a nivel nacional**. 2018. Disponível em: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/06/ESTRUCTURA-DE-PRECIOS-JUNIO-2019-MENSUAL-SNI-DEL-20-AL-26-DE-JUNIO-2019.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

ET-TORABI, K. *et al.* Parameters estimation of the single and double diode photovoltaic models using a Gaussian Seidel algorithm and analytical method: A comparative study. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 148, p. 1041–1054, Sep. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890417306039>. Acesso em: 15 abr. 2021.

GARCÍA-TRIVIÑO, P. *et al.* Long-term optimization based on PSO of a grid-connected renewable energy/battery/hydrogen hybrid system. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 39, n. 21, p. 10805–10816, Jul. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319914014128>. Acesso em: 14 abr. 2021.

GARG, H. A hybrid PSO-GA algorithm for constrained optimization problems. **Applied Mathematics and Computation**, New York, v. 274, p. 292–305, Feb. 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0096300315014630>. Acesso em: 14 abr. 2021.

GAZIJAANI, F. S.; RAVADANEGH, S. N.; SALEHI, J. Stochastic multi-objective model for optimal energy exchange optimization of networked microgrids with presence of renewable generation under risk-based strategies. **ISA Transactions**, Pittsburgh, v. 73, p. 100-111, Feb. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0019057817306237?via%3Dihub>. Acesso em: 15 abr. 2021.

GEOPORTAL. Geoportal Ecuador – Infraestructura de Datos Espaciales. Quito: GEOPORTAL, 2017. Disponível em: <http://www.geoportaligm.gob.ec/portal/>. Acesso em: 2 maio 2018.

GHORBANI, N. *et al.* Optimizing a hybrid wind-PV-battery system using GA-PSO and MOPSO for reducing cost and increasing reliability. **Energy**, Oxford, v. 154, p. 581-591, Jul. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421732090X>. Acesso em: 14 abr. 2021.

GIOIA, G. V. *et al.* Bovine anaplasmosis and tick-borne pathogens in cattle of the Galapagos Islands. **Transboundary and Emerging Diseases**, Berlin, v. 65, n. 5, p. 1262–1271, Oct. 2018. Disponível em: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/29566306/>. Acesso em: 14 abr. 2021.

GOOGLE MAPS. Archipelago de Galápagos. Brasil: Google Maps, 2018. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/place/Gal%C3%A1pagos/@-0.2556085,-90.8563138,8z/data=!4m4!3m3!1s0x9aaa92ee319f2cbf:0x95bebc63839846f2!8m1!4d-90.5>. Acesso em: 20 nov. 2018.

HAHN, H. *et al.* Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 29, p. 383–393, Jan. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113006254>. Acesso em: 14 abr. 2021.

HAKIMI, M.; TAFRESHI, S. M. M.; RAJATI, M. R. Unit sizing of a stand-alone hybrid power system using model-free optimization. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON GRANULAR COMPUTING (GRC 2007), 2007, Freemont. **Proceedings [...]**. Fremont: IEEE Conference Publication, 2007. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4403200>. Acesso em: 15 abr. 2021.

HASAN, M. A.; PARIDA, S. K. An overview of solar photovoltaic panel modeling based on analytical and experimental viewpoint. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 60, p. 75-83, Jul. 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116001179>. Acesso em: 14 abr. 2021.

HERRERO, J. *et al.* **Línea base y demanda potencial técnica de biodigestores en Ecuador**: análisis del contexto y tipologías de productores. 2017. Disponível em: https://www.ctc-n.org/system/files/dossier/3b/180114_e1.1_linea_base_ecuador_biogas.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

HOMER ENERGY. **Hybrid optimization model for electric renewables**. Boulder, 2021. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>. Acesso em: 15 abr. 2021.

IGLIŃSKI, B. *et al.* Agricultural biogas plants in Poland: investment process, economical and environmental aspects, biogas potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 16, n. 7, p. 4890–4900, Sep. 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032112003127>. Acesso em: 14 abr. 2021.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS. Censo de Población y Vivienda-Galápagos. Quito: INEC, 2015. Disponível em: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/censo-de-poblacion-y-vivienda-galapagos/>. Acesso em: 2 maio 2018.

JAKOB, M. Energy for sustainable development Ecuador's climate targets: a credible entry point to a low-carbon economy? **Energy for Sustainable Development**, London, v. 39, p. 91–100, Aug. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082617304842>. Acesso em: 14 abr. 2021.

JARA-ALVEAR, J. *et al.* **Embarcaciones solares, una evolución al transporte marino en las islas Galápagos, Ecuador**, 2013. Disponível em: <https://docplayer.es/6569415-Embarcaciones-solares-una-evolucion-al-transporte-marino-en-las-islas-galapagos-ecuador.html>. Acesso em: 15 abr. 2021.

JONES, A.; UNDERWOOD, C. A modelling method for building-integrated photovoltaic power supply. **Building Services Engineering Research and Technology**, London, v. 23, n. 3, p. 167–177, Aug. 2002. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1191/0143624402bt0400a>. Acesso em: 14 abr. 2021.

KACHITVICHYANUKUL, V. Comparison of three evolutionary algorithms: GA, PSO, and DE. **Industrial Engineering & Management Systems**, Seoul, v. 11, n. 3, p. 215–223, Sep. 2012. Disponível em: <http://koreascience.or.kr/article/JAKO201229664764585.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

KANDEMIR, E.; CETIN, N. S.; BOREKCI, S. A comprehensive overview of maximum power extraction methods for PV systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 78, p. 93–112, Oct. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117305750>. Acesso em: 14 abr. 2021.

KENNEDY, J. The behavior of particles. In: **INTERNATIONAL CONFERENCE ON EVOLUTIONARY PROGRAMMING**, 7., 1998, Berlin. **Proceedings** [...]. Berlin: Springer-Verlag, 1998. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/BFb0040809>. Acesso em: 15 abr. 2021.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. **A discrete binary version of the particle swarm algorithm**. 1997. Disponível em:

<https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.454.6101&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

KENNEDY, J; EBERHART, R. Particle swarm optimization. *In: ICNN'95 - INTERNATIONAL CONFERENCE ON NEURAL NETWORKS*, 1995, Perth. **Proceedings** [...]. Perth: IEEE International Conference, 1995. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/488968>. Acesso em: 15 abr. 2021.

KYOUNG CHO, J.; CHUL PARK, S.; NAM CHANG, H. Biochemical methane potential and solid state anaerobic digestion of korean food wastes. **Bioresource Technology**, *Essex*, v. 52, n. 3, p. 245–253, 1995. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0960852495000319#>. Acesso em: 14 abr. 2021.

LANSDALE, D. *et al.* **EcoHélice**: trabajando para un Galápagos más inteligente, más sustentable, 2015. Disponível em: https://www.galapagos.org/wp-content/uploads/2015/08/InformeGalapagos_2013-2014-10-Lansdale-article.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

LLERENA-PIZARRO, O. *et al.* A PSO-BPSO technique for hybrid power generation system sizing. **IEEE Latin America Transactions**, Piscataway, v. 18, n. 8, p. 1362–1370, Aug. 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9111671>. Acesso em: 14 abr. 2021.

LLERENA-PIZARRO, O. R. *et al.* Electricity sector in the Galapagos Islands: current status, renewable sources, and hybrid power generation system proposal. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 108, n. February, p. 65–75, Jul. 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119301820>. Acesso em: 14 abr. 2021.

LORESTANI, A.; ARDEHALI, M. M. Optimization of autonomous combined heat and power system including PVT, WT, storages, and electric heat utilizing novel evolutionary particle swarm optimization algorithm. **Renewable Energy**, Oxford, v. 119, p. 490–503, Apr. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117312417>. Acesso em: 14 abr. 2021.

MA, T.; YANG, H.; LU, L. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 36, p. 304–315, Aug. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114002950>. Acesso em: 14 abr. 2021.

MAHMOUD, Y. Computational time quantification of the single diode PV models. **In: 2017 8th International Renewable Energy Congress (IREC)**, 2017, Amman. **Proceedings** [...]. Amman: IEEE Conference Publication, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7926022>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MALEKI, A.; AMERI, M.; KEYNIA, F. Scrutiny of multifarious particle swarm optimization for finding the optimal size of a PV/wind/battery hybrid system. **Renewable Energy**, Oxford, v. 80, p. 552–563, Aug. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148115001615>. Acesso em: 14 abr. 2021.

MANWELL, J. F.; JON, G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. **Solar Energy**, Kidlington v. 50, n. 5, p. 399–405, May 1993. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X93900602>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE. **Aceite vegetal de piñon**. Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2018a. Disponível em: <http://historico.energia.gob.ec/aceite-vegetal-de-pinon/>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE. **Galápagos se beneficia con nuevas obras eléctricas**. Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2018b. Disponível em: <http://historico.energia.gob.ec/galapagos-se-beneficia-con-nuevas-obras-electricas/>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE. **Isabela ya cuenta con electricidad en toda la isla**. Quito: Consejo de Gobierno de Regimen Especial de Galápagos, 2014b. Disponível em: <https://www.gobiernogalapagos.gob.ec/isabela-ya-cuenta-con-electricidad-en-toda-la-isla/>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE. **Plan estratégico institucional 2014-2017**. 2014a. Disponível em: <http://historico.energia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/06/6.2-PLAN-ESTRAT%C3%89GICO-MAYO-2014.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MINISTERIO DE ELETTRCCIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE. **Plan maestro de electricidad 2016-2025**. Quito: Ministerio de Eletrccidad y Energía Renovable, 2017. Disponível em: <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PME%202016-2025.pdf>. Acesso em: 8 maio 2017.

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE. **Plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica – (PLANREP)**. Quito: Consejo de Gobierno de Regimen Especial de Galápagos, 2014. Disponível em: <http://historico.energia.gob.ec/plan-de-reduccion-de-perdidas-de-energia-electrica-planrep-2/>. Acesso em: 15 abr. 2018c.

MIRJALILI, S. *et al.* **A study of different transfer functions for binary version of Particle Swarm Optimization**. 2011. Disponível em: <http://worldcomp-proceedings.com/proc/p2011/GEM8083.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MIRJALILI, S.; LEWIS, A. S-shaped versus V-shaped transfer functions for binary particle swarm optimization. **Swarm and Evolutionary Computation**, Amsterdam, v. 9, p. 1–14, Apr. 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2210650212000648>. Acesso em: 14 abr. 2021.

MIRJALILI, SEYEDALI; LEWIS, A.; DONG, J. S. Confidence-based robust optimisation using multi-objective meta-heuristics. **Swarm and Evolutionary Computation**, Amsterdam, v. 43, p. 109-126, Dec. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2210650217301943>. Acesso em: 14 abr. 2021.

MOHAMED, N. *et al.* Single-diode model and two-diode model of PV modules: a comparison. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL SYSTEM, COMPUTING AND ENGINEERING, 2013, Penang. **Proceedings** [...]. Penang, 2013, p.210–214. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6719960>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MORADI, M. H.; ESKANDARI, M.; HOSSEINIAN, S. M. Operational strategy optimization in an optimal sized smart microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 6, n. 3, p. 1087–1095, May 2015. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6891360>. Acesso em: 14 abr. 2021.

MORALES, D. X. *et al.* Assessment of the impact of intelligent DSM methods in the Galapagos Islands toward a Smart Grid. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 146, p. 308–320, May 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779617300603>. Acesso em: 14 abr. 2021.

MØLLER, H. B.; SOMMER, S. G.; AHRING, B. K. Methane productivity of manure, straw and solid fractions of manure. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 26, n. 5, p. 485–495, May 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0961953403001569>. Acesso em: 14 abr. 2021.

NARVAEZ, R. A.; VARGAS, G.; ESPINOZA, F. Potencial of waste-to-energy implementation in Ecuador. **International Journal of Energy Engineering**, Rosemead, v. 3, n. 6, p. 279–286, Jan. 2013. Disponível em: <http://article.sapub.org/10.5923.j.ijee.20130306.01.html>. Acesso em: 15 abr. 2021.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. 2017. Disponível em: C:\Users\Omar Llerena\Downloads\energia_solar_limp.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

NING, J. *et al.* Simultaneous biogas and biogas slurry production from co-digestion of pig manure and corn straw: performance optimization and microbial community shift. **Bioresource Technology**, Essex, v. 282, p. 37–47, Jun. 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096085241930330X?via%3Dihub>. Acesso em: 14 abr. 2021.

NOGUERA, A. L. G. *et al.* Optimum design of a hybrid diesel-ORC/photovoltaic system using PSO: case study for the city of Cujubim, Brazil. **Energy**, Oxford, v. 142, p. 33–45, Jan. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421731681X>. Acesso em: 14 abr. 2021.

ÖZER, B. Biogas energy opportunity of Ardahan city of Turkey. **Energy**, Oxford, v. 139, p.

1144–1152, Nov. 2017. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421731229X>. Acesso em: 14 abr. 2021.

PARSOPOULOS, K. E.; VRAHATIS, M. N. Particle swarm optimization method in multiobjective problems. *In: ACM SYMPOSIUM ON APPLIED COMPUTING*, 2002, Madrid. **Proceedings** [...]. Madrid: Association for Computing Machinery, 2002. Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/2492165_Particle_swarm_optimization_method_in_multiobjective_problems. Acesso em: 15 abr. 2021.

PAULINO, R. F. S. **Uso do biogás para produção de biohidrogênio: eletrólise versus reforma a vapor**. 2017. Tese (Dissertação de mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2017. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/150655>. Acesso em: 15 abr. 2021.

PINHO, J. T. **Manual de implantação de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel para geração de energia elétrica**. 2008. Disponível em: <http://docplayer.com.br/5692675-Projeto-bra-99-011-manual-de-implantacao-de-sistemas-hibridos-fotovoltaico-eolico-diesel-para-geracao-de-energia-eletrica.html>. Acesso em: 15 abr. 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

PONCE-JARA, M. A. *et al.* Electricity sector in Ecuador: an overview of the 2007-2017 decade. **Energy Policy**, Kidlington, v. 113, p. 513–522, Feb. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517307826>. Acesso em: 14 abr. 2021.

PRANITH, S.; BHATTI, T. S. Modeling and parameter extraction methods of PV modules - review. *In: International Conference on Recent Developments in Control, Automation and Power Engineering*, 2015, Noida. **Proceedings** [...]. Noida: IEEE Conference Publication, 2015. Disponível em:

<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7281372?section=abstract>. Acesso em: 15 abr. 2021.

PUENTE-RODRÍGUEZ, D.; BOS, A. P. (Bram). **Towards locally adapted livestock production in the Galápagos islands**. Wageningen, Oct. 2017. Disponível em: <https://edepot.wur.nl/424924>. Acesso em: 15 abr. 2021.

RAJBONGSHI, R.; BORGOHAIN, D.; MAHAPATRA, S. Optimization of PV-biomass-diesel and grid base hybrid energy systems for rural electrification by using HOMER. **Energy**, Oxford, v. 126, p. 461–474, May 2017. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544217304310>. Acesso em: 15 abr. 2021.

RAMOS-SUÁREZ, J. L. *et al.* Biogas from animal manure: a sustainable energy opportunity in the Canary Islands. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 104, p. 137–

150, Apr. 2019. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211930036X>. Acesso em: 14 abr. 2021.

RHOUMA, M. B. H. *et al.* A simple method for extracting the parameters of the PV cell single-diode model. **Renewable Energy**, Oxford, v. 113, p. 885-894, Dec. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117305694>. Acesso em: 14 abr. 2021.

ROBERTS, J. J. **Otimização de sistemas híbridos de geração de energia solar-eólico-diesel através de métodos metaheurísticos e função multiobjetivos**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016. Disponível em:
<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/142831>. Acesso em: 15 abr. 2021.

ROBERTS, J.J. *et al.* **Dimensionamiento de sistemas híbridos de generación de energía**. *Energía: investigaciones en América del Sur*, p. 109–136, Sep. 2017. Disponível em:
https://www.researchgate.net/publication/321170485_Dimensionamiento_de_Sistemas_Hibridos_de_Generacion_de_Energia. Acesso em: 15 abr. 2021.

ROBERTS, J. J. *et al.* Robust multi-objective optimization of a renewable based hybrid power system. **Applied Energy**, London, v. 223, n. January, p. 52–68, Aug. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261918305749>. Acesso em: 14 abr. 2021.

ROBERTS, J. J.; CASSULA, A. M. Multi-objective optimization of a wind-solar-diesel hybrid power system. In: THE SYMPOSIUM AND WORKSHOP OF THE CONSORTIUM OF RAPID SMART GRID IMPACT (CRSGI), 5., 2016, Hammond. **Proceedings** [...]. Disponível em:
https://www.researchgate.net/publication/311440526_Multiobjective_optimization_of_a_wind-solar-diesel_hybrid_power_system. Acesso em: 15 abr. 2021.

ROBERTS, J. J.; MENDIBURU, A. A.; CASSULA, A. M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 72, p. 1104–1123, May 2017. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116306712>. Acesso em: 14 abr. 2021.

SALOMON, K. R.; LORA, E. E. S. Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. **Biomass and Bioenergy**, Oxford, v. 33, n. 9, p. 1101–1107, Sep. 2009. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096195340900052X>. Acesso em: 14 abr. 2021.

SANDERSON, W. G.; TIERCELIN, C.; VILLANUEVA, J. **Accident of the oil tanker "Jessica" off the Galapagos Islands (Ecuador)**. European Commission DG Environment ENV.C.3. – Civil Protection EU Task Force in Galapagos, Jan. 2001. Disponível em:
https://ec.europa.eu/echo/files/civil_protection/civil/marin/reports_publications/jessica_report.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

SANTOS, I. F. S. *et al.* Assessment of potential biogas production from multiple organic wastes in Brazil: impact on energy generation, use, and emissions abatement. **Resources, Conservation & Recycling**, Amsterdam, v. 131, p. 54–63, Apr. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0921344917304433>. Acesso em: 15 abr. 2021.

SAYED, M.; GHARGHORY, S. M.; KAMAL, H. A. Euclidean distance-based multi-objective Particle Swarm Optimization for optimal power plant set points. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 7, n. 4, p. 569–583, Nov. 2016. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-015-0182-4#citeas>. Acesso em: 14 abr. 2021.

SHARAFI, M.; ELMEKKAWY, T. Y.; BIBEAU, E. L. Optimal design of hybrid renewable energy systems in buildings with low to high renewable energy ratio. **Renewable Energy**, Oxford, v. 83, p. 1026–1042, Nov. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148115004012>. Acesso em: 14 abr. 2021.

SHI, Y.; EBERHART, R. A modified particle swarm optimizer. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, 73., 1998, Anchorage. **Proceedings** [...]. Anchorage: IEEE World Congress on Computational Intelligence, 1998. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/699146>. Acesso em: 15 abr. 2021.

SHONGWE, S.; HANIF, M. Comparative analysis of different single-diode PV modeling methods. **IEEE Journal of Photovoltaics**, Piscataway, v. 5, n. 3, p. 938–946, May 2015. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7042254>. Acesso em: 14 abr. 2021.

SILVEIRA, J. L. *et al.* Incorporation of hydrogen production process in a sugar cane industry: steam reforming of ethanol. **Applied Thermal Engineering**, Oxford, v. 71, p. 94–103, Oct. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431114005122>. Acesso em: 14 abr. 2021.

STEIN, J. S.; KLISE, G. T. **Models used to assess the performance of photovoltaic systems**. Springfield, VA: Sandia National Laboratories, 2009. Disponível em: https://www.smartgrid.gov/files/documents/Models_Used_to_Assess_Performance_Photovoltaic_Systems_200907.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

SZARKA, N. *et al.* A novel role for bioenergy: a flexible, demand-oriented power-supply. **Energy**, Oxford, v. 61, p. 18–26, Nov. 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213001151>. Acesso em: 14 abr. 2021.

TEZER, T.; YAMAN, R.; YAMAN, G. Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 73, p. 840–853, Jun. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117301272>. Acesso em: 14 abr. 2021.

TURCONI, R.; BOLDRIN, A.; ASTRUP, T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: overview, comparability and limitations. **Renewable and**

Sustainable Energy Reviews, Oxford, v. 28, p. 555–565, Dec. 2013.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113005534>. Acesso em: 14 abr. 2021.

UKPAI, P. A.; NNABUCHI, M. N. Comparative study of biogas production from cow dung, cow pea and cassava peeling using 45 litres biogas digester. **Advances in Applied Science Research**, London, v. 2, n. 3, p. 1864–1869, 2012. Disponível em:

<https://www.imedpub.com/articles/comparative-study-of-biogas-production-from-cow-dung-cow-pea-and-cassava-peeling-using-45-litres-biogas-digester.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2021.

VITA, A. *et al.* Methanol synthesis from biogas: a thermodynamic analysis. **Renewable Energy**, Oxford, v. 118, p. 673–684, Apr. 2018. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117311230>. Acesso em: 14 abr. 2021.

WALKER, G. Evaluating MPPT converter topologies using a Matlab PV model. **Journal of Electrical Electronics Engineering**, New York, v. 21, p. 49–56, Jan. 2001. Disponível em:

<https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.822.3785&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 14 abr. 2021.

WANG, X. *et al.* Optimizing feeding composition and carbon–nitrogen ratios for improved methane yield during anaerobic co-digestion of dairy, chicken manure and wheat straw.

Bioresource Technology, Essex, v. 120, p. 78–83, Sep. 2012. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960852412009625>. Acesso em: 14 abr. 2021.

XIN, J.; CHEN, G.; HAI, Y. A Particle swarm optimizer with multi-stage linearly-decreasing inertia weight. In: INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON COMPUTATIONAL SCIENCES AND OPTIMIZATION, 2009, Sanya. **Proceedings** [...]. Sanya: IEEE

Conference Publication, 2009. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5193746>. Acesso em: 15 abr. 2021.

YINGJIAN, L. *et al.* Energy balance and efficiency analysis for power generation in internal combustion engine sets using biogas. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Amsterdam, v. 6, p. 25–33, Jun. 2014. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2213138814000046>. Acesso em: 14 abr. 2021.

ZHANG, L.; LEE, Y. W.; JAHNG, D. Anaerobic co-digestion of food waste and piggery wastewater: focusing on the role of trace elements. **Bioresource Technology**, Essex, v. 102, n. 8, p. 5048–5059, Apr. 2011. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960852411001751>. Acesso em: 14 abr. 2021.

APÊNDICE A – Pré-dimensionamento do sistema híbrido gerador de energia solar-bateria-biogás

A metodologia para o pré-dimensionamento é detalhada a seguir:

Carga a ser atendida

A carga a ser atendida anualmente em cada uma das ilhas, encontra-se por meio da subtração da carga atualmente atendida (2016) da carga prevista para o ano de 2025. Essas informações foram apresentadas no Capítulo 2. Assim, a partir da carga anual, calcula-se a carga a ser atendida diariamente (Wh/dia) com a Equação (A.1):

$$L_{dia} = \frac{L_{ano}}{365} \quad (A.1)$$

sendo,

L_{ano} – Carga anual a ser atendida [kWh/ano].

Um parâmetro importante a ser considerado é a demanda reprimida (DR). Este parâmetro permite atender possíveis excessos na demanda, seja por um aumento inesperado no consumo, ou pelo crescimento do número de consumidores. Neste trabalho considera-se um fator de DR de 15%. Assim, a demanda a ser atendida é recalculada com a Equação (A.2).

$$L'_{dia} = \left(1 + \frac{DR}{100}\right) \cdot L_{dia} \quad (A.2)$$

Considera-se ainda as perdas na conversão (CC – AC) e as perdas na distribuição da energia elétrica até ser entregue às cargas no lado AC. A porcentagem de perdas na distribuição do setor elétrico de Galápagos pode ser encontrada no Capítulo 2.

Assim, no lado CC aparece um consumo corrigido, e calcula-se com a Equação (A.3).

$$L_{dia_COR} = \frac{L'_{dia}}{\left(1 - \frac{\Omega_{perdas}}{100}\right)} \quad (A.3)$$

sendo,

Ω_{perdas} – Porcentagem de perdas [%].

A tensão nominal (V_{CC}) do barramento CC é outro dos parâmetros a ser determinado. Esta tensão é escolhida em função da corrente de pico do sistema, conforme a Equação (A.4). Maiores tensões permitem menores correntes, e consequentemente menor seção nos condutores. No entanto, a escolha desta tensão está limitada às tensões dos equipamentos existentes no mercado. Uma vez escolhida a V_{CC} , esta deve ser mantida para todos os componentes do lado CC. Segundo (ROBERTS, 2016), esta tensão deve ser escolhida dependendo da potência do sistema: 48 VCC ou 96 VCC para sistemas de até 5kW e 120 VCC para sistemas maiores de 5kW.

$$I_{pico} = \frac{P_{pico}}{\eta_{inv} \cdot V_{cc}} \quad (A.4)$$

sendo,

P_{pico} – Potência máxima demandada pela carga [W];

η_{inv} – Eficiência do inversor [%].

Encontrada a V_{CC} , a demanda em (Ah/dia) pode ser determinada com a Equação (A.5).

$$I_{Ah} = \frac{L_{dia_COR}}{V_{cc}} \quad (A.5)$$

Pré-dimensionamento do banco de baterias

O primeiro parâmetro a ser definido no pré-dimensionamento das baterias é a capacidade energética útil de uma bateria individual (C_{BT}) Equação (A.6). Este parâmetro depende da capacidade energética máxima da bateria (C_{BT_max}) e da profundidade máxima de descarga (P_{D_max}). Com o intuito de aumentar a vida útil da bateria, cada fabricante fornece os níveis recomendados para a P_{D_max} . No caso da C_{BT_max} , esta é encontrada pelo produto entre a corrente e tensão nominal da bateria. As especificações técnicas das baterias são apresentadas no Apêndice C.

$$C_{BT} = C_{BT_max} \cdot \left(\frac{P_{D_max}}{100} \right) \quad (A.6)$$

A capacidade total da unidade de armazenamento (C_{BBT}) é calculado prévio à determinação do número de baterias [Equação (A.7)]. Esta capacidade depende da carga a ser atendida diariamente (L_{dia_COR}), e do número de dias de autonomia (N_{aut}). Este último deve ser necessariamente expressado em dias.

$$C_{BBT} = \frac{L_{dia_COR} \cdot N_{aut}}{\left(1 - \frac{\Omega_{c-d}}{100} \right)} \quad (A.7)$$

Sendo,

Ω_{c-d} – Percentagem de perdas de carregamento/descarregamento [%].

Finalmente, o número máximo de baterias (N_{BT_max}) é encontrado a partir da relação da Equação (A.6) e Equação (A.7), conforme exposto na Equação (A.8).

$$N_{BT_max} = INT \cdot \left(\frac{C_{BBT}}{C_{BT}} \right) \quad (A.8)$$

Pré-dimensionamento da unidade geradora fotovoltaica

No pré-dimensionamento da unidade geradora fotovoltaica, uma potência mínima instalada do arranjo deve ser encontrada (P_{PV_min}). Esta potência deve ter a capacidade de suprir

a carga requerida (L_{dia_COR}), e sua estimaco depende das horas de sol pleno (HSP), conforme exposto na Equaco (A.9).

$$P_{PV_min} = \frac{L_{dia_COR}}{\left(1 - \frac{\Omega_{PV}}{100}\right) \cdot HSP} \quad (A.9)$$

sendo,

Ω_{PV} – Perdas por fiao e disperso [%].

O nmero mximo de painis fotovoltaicos (N_{PV_max}) necessrios para suprir a totalidade da carga requerida depende da potncia nominal do painel fotovoltaico (P_{PV_nom}), e  encontrado com a Equaco (A.10).

$$N_{PV_max} = INT \left(\frac{P_{PV_min}}{P_{PV_nom}} \right) \quad (A.10)$$

Pr-dimensionamento da unidade geradora a biogs

No pr-dimensionamento da unidade geradora a biogs  determinado o nmero de geradores para suprir a totalidade da carga Equaco (A.11). Esta unidade tambm deve ter a capacidade de atender os picos de consumo. Portanto, a potncia pico  considerada para o clculo do nmero de geradores. Considerar esta potncia de pico no pr-dimensionamento provoca um superdimensionamento, no entanto, n  um problema, visto que posteriormente com o algoritmo de otimizao se escolher o nmero timo de geradores a biogs para cada caso estudado. No pr-dimensionamento desta unidade tambm  considerada a eficincia do conversor bi-direcional (lado do retificador).

$$N_{GB_max} = INT \cdot \left(\frac{\frac{P_{pico}}{\eta_{ret}/100}}{P_{GB_nom}} \right) \quad (A.11)$$

Utilizou-se o mesmo princípio para o pré-dimensionamento do gerador a diesel.

Pré-dimensionamento do controlador de carga

A capacidade mínima do controlador de carga (C_{cont}) deve ser igual à corrente de curto-circuito do arranjo Equação (A.12), sendo este um valor fácil de encontrar nos catálogos dos módulos fotovoltaicos. No entanto, este valor de corrente é fornecido segundo uma condição padrão de testes (1.000 W/m^2), assim qualquer valor diferente dos valores testados (normal em condições de operação), devido às mudanças climáticas provocaria um excesso nesta corrente. Portanto, um fator de segurança de 30% é considerado.

$$C_{cont} = I_{CC_arranj} \cdot 1,30 \quad (A.12)$$

Assim, o número máximo de controladores de carga é obtido a partir da razão da C_{cont} e da capacidade nominal do controlador (C_{nom_cont}), conforme a Equação (A.13).

$$N_{CONT_max} = INT \left(\frac{C_{cont}}{C_{nom_cont}} \right) \quad (A.13)$$

Pré-dimensionamento do inversor de tensão

Segundo (ROBERTS, 2016), o inversor de tensão deve estar na capacidade de atender a carga pico de maneira contínua, mais um fator de segurança (f_s). Assim, o número de inversores de tensão depende da potência nominal do componente (P_{INV_nom}) e da carga pico (P_{pico}), conforme a Equação (A.14).

$$N_{CONV_max} = INT \cdot \left(\frac{P_{pico} \cdot f_s}{P_{INV_nom}} \right) \quad (A.14)$$

Este processo de pré-dimensionamento é realizado para todos os modelos dos componentes escolhidos. Por um lado, o maior número de elementos de cada componente será o limite máximo das variáveis de decisão contínuas. Por outro lado, os modelos dos

componentes são as variáveis de decisão discretas. O código de MATLAB® para o pré-dimensionamento é apresentado no Apêndice B.

APÊNDICE B – Código gerado no MATLAB®

Código para o pré-dimensionamento

```
%*****
%*                                     PRE-SIZING CODE                               *
%*****
%AUTHOR:                             ORLLP
%FACULTY:                             UNESP/FEG
%DATE:                                04-10-2018
%DESCRIPTION:                         THIS CODE IS USED FOR THE PRE-SIZING OF A HYBRID POWER
%                                     SYSTEM INCLUDING SOLAR ENERGY/BATTERY/BIOGAS.
%RELATED DOCUMENTS: FOR A BETTER UNDERSTANDING OF THIS PROGRAM, THE READER
%                                     MAY REVIEW THE PhD THESIS OF OMAR LLERENA, UNESP/FEG
%                                     BRAZIL.
%-----
clc, close all, clear all
DR=15;
ome_losses=8.42; % Data from Chapter 2
Vcc=120; % Because HPS are > 5kW
Naut=1; % It is considered one day of autonomy
%% SOLAR IRRADIATION AND LOAD DATA (INPUT)
%*****
%*****
fileID = fopen('solarIDataF.txt','r'); formatSpec = '%f';
solarIrradiationv = fscanf(fileID,formatSpec); fclose(fileID);
solarIrradiation = solarIrradiationv.';

fileID = fopen('LoadDataF.txt','r'); formatSpec = '%f';
cargav = fscanf(fileID,formatSpec); fclose(fileID);
carga = cargav.';
%-----
%% Load to be attended
%*****
%*****
L_dia=(sum(carga))/365
LdiaDR=(1+DR/100)*L_dia
Ldia_COR=LdiaDR/(1-(ome_losses/100))
%*****
Ppico = max(carga)
I_pico=(Ppico*1000)/(Vcc*0.90)
%*****
I_Ah=(Ldia_COR*1000)/Vcc
%-----
%% Pre-sizing of the battery bank
%*****
%*****
CBT_MAX=[0.476, 0.712, 1.92, 2.39, 4.76, 7.15]
CBT=CBT_MAX .* (80/100)
CBBT=(Ldia_COR*Naut)/(1-(14/100))
NBT=ceil(CBBT ./ CBT)
%-----
%% Pre-sizing of the PV
%*****
%*****
HSP=(sum(solarIrradiation))/365
PPV_MIN=Ldia_COR/((1-(10/100))*HSP)
PPV_nom=[0.040, 0.060, 0.080, 0.110, 0.240, 0.320]
NPV_MAX= ceil(PPV_MIN ./ PPV_nom)
%-----
```

```

%% Pre-sizing of the biogás unit
%*****
%*****
PGB_nom =[2.8, 4, 7, 10, 16, 48]
NGB_max=ceil((Ppico/(90/100)) ./ PGB_nom)
%-----
%% Pre-sizing of the load controller
%*****
%*****
%The number of load controllers is not calculated, in this work it is only
%considered the efficiency.
%-----
%% Pre-sizing of the inverter
%*****
%*****
PINV_nom=[4, 5, 7, 15, 17, 50]
NCONV_max=ceil((Ppico*1.10) ./ (PINV_nom))
%-----
%% *****
%*****
%*
%*                               END OF PRE-SIZING CODE                               *
%*****

```

Os demais códigos podem ser solicitados ao autor deste trabalho.

APÊNDICE C – Caraterísticas técnicas e econômicas dos componentes utilizados

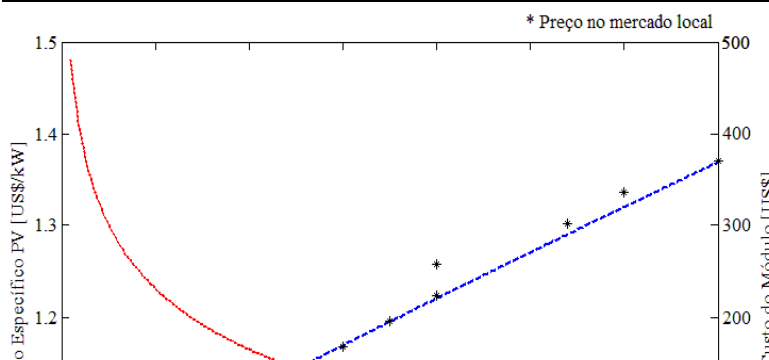
Tabela 13. Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos utilizados.

Descrição	PV 1	PV 2	PV 3	PV 4	PV 5	PV 6
Modelo	Techno Sun 40W	Solarex 64W	Solarex 80W	Techno Sun 100W	Solarex 120W	Techno Sun 150W
Potência Nominal [W]	40	64	80	100	120	150
Tensão no ponto MPP [V]	17,69	17,5	16,8	18,78	33,7	18,99
Corrente no Ponto MPP [A]	2,26	3,66	4,75	5,32	3,56	7,90
Coefficiente temperatura/potência [%/°C]	-0,47	-0,5	-0,5	-0,47	-0,5	-0,47
Eficiência do módulo [%]	12,8	12,6	12,0	14,9	10,8	15,1
Standard Test Conditions	AM 1.5 1000W/m² 25°C					

Fonte: Elaboração própria.

Os dados técnicos dos painéis foram obtidos de (ROBERTS, 2016).

Tabela 14. Investimento inicial dos módulos PV.

Curva para obter o investimento inicial dos módulos PV	Preços no mercado local									
	Os preços dos módulos PV foram encontrados diretamente no mercado local. Portanto, foi somado somente o I.V.A. (12%). Para obter o preço dos outros módulos, foi utilizada a técnica de Boehm, com os seguintes valores (SILVEIRA et al., 2014): <table><tr><th></th><th>PV 1</th><th>PV 2</th></tr><tr><td>Capacidade [W]</td><td>5</td><td>350</td></tr><tr><td>Preço [US\$]</td><td>20</td><td>380</td></tr></table>		PV 1	PV 2	Capacidade [W]	5	350	Preço [US\$]	20	380
	PV 1	PV 2								
Capacidade [W]	5	350								
Preço [US\$]	20	380								
Função para obter o investimento inicial dos módulos PV										

$$C_{i,PV} = 200 \cdot \left(\frac{P_{PV}}{180} \right)^{0,92}$$

(C.1)

Sendo,
P_{PV} – Potência do módulo fotovoltaico [Wp].

Fonte: Elaboração própria.

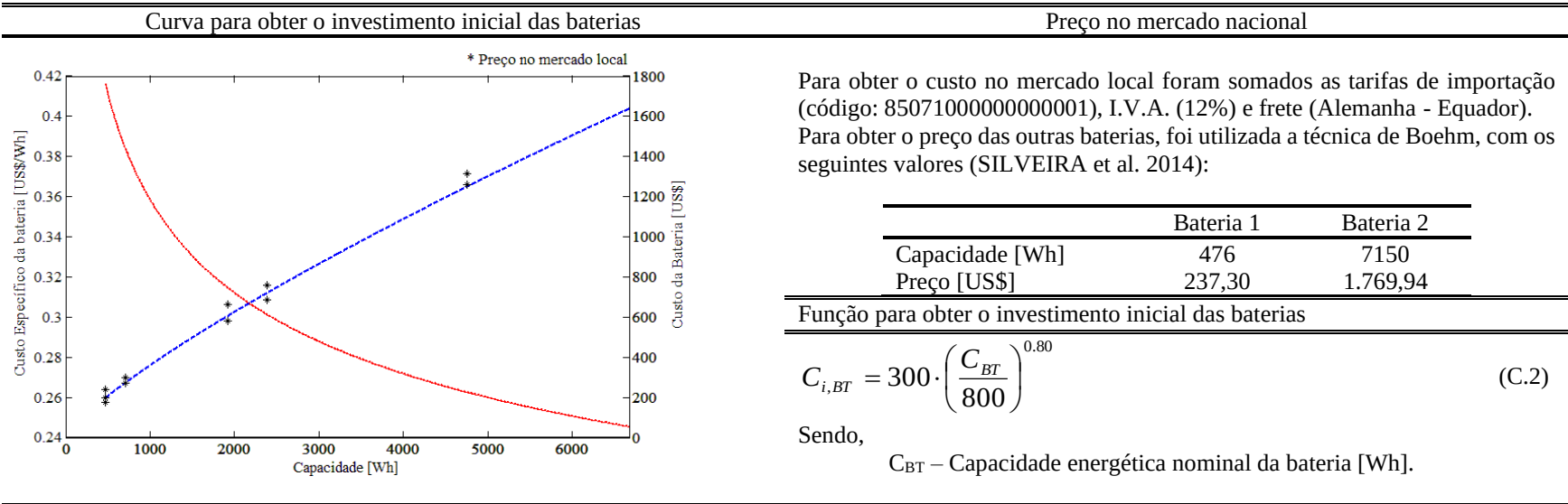
Tabela 15. Especificações técnicas das baterias utilizadas.

Descrição	Bateria 1	Bateria 2	Bateria 3	Bateria 4	Bateria 5	Bateria 6
Modelo	Hoppecke	Hoppecke	Hoppecke	Hoppecke	Hoppecke	Hoppecke
	4 OPzS 200	6 OPzS 300	8 OPzS 800	10 OPzS 1000	16 OPzS 2000	24 OPzS 3000
Tensão nominal [V], Capacidade máxima [Ah]	[2V, 238Ah]	[2V, 356Ah]	[2V, 958Ah]	[2V, 1190Ah]	[2V, 2380Ah]	[2V, 3570Ah]
Capacidade nominal [kWh]	0,476	0,712	1,92	2,39	4,76	7,15
Vida fluente [ano]	20	20	20	20	20	20
Profundidade máxima de descarga [%]	80	80	80	80	80	80
Mínimo estado de carregamento [%]	20	20	20	20	20	20
Energia total ciclada no tempo de vida [kWh]	[572 ^a , 762 ^b]*	[855, 1140]	[2340, 3072]	[2868, 3824]	[5712, 7616]	[8580, 11440]
Relação de capacidade [-]	0,35	0,343	0,332	0,336	0,319	0,315
Taxa de condutância [1/h]	0,999	1,06	1,1	1,07	1,22	1,24
Eficiência de ciclo completo carga/descarga [%]	86	86	86	86	86	86

* As baterias HOPPECKE fornecem cerca de 8.000 ciclos de carga e descarga a uma profundidade de 20% e 1.500 ciclos a 80%. Energia total ciclada no tempo de vida:
^a para 80%, e ^b para 20% de descarga. A energia total ciclada é obtida com o método de Bindner et al., (2005).

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16. Investimento inicial das baterias.



Fonte: Elaboração própria.

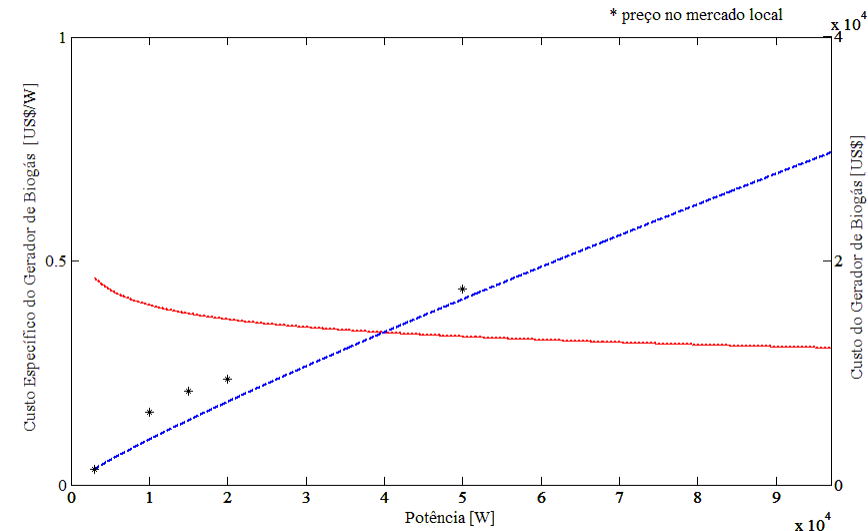
Tabela 17. Especificações técnicas dos grupos motores geradores à biogás.

Descrição	BG 1	BG 2	BG 3	BG 4	BG 5	BG 6
Modelo	ACME	HQ10GF	15GFT	20GFT	KFGH50-G	100GFT
Potência máxima (kW)	3	10	15	20	50	100
Tensão nominal (V)	230/110	400/230	400/230	400/230	415/230	440/230
Corrente nominal (A)	8,5	18	18	45	87	180
Combustível (% metano)	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	55%-75%	Biogás
Eficiência elétrica (%)	26% é utilizado. Valor foi obtido a partir de uma média da literatura especializada (BRIZI et al., 2014; YINGJIAN et al., 2014).					

Fonte: Elaboração própria

Tabela 18. Investimento inicial dos grupos motores geradores a biogás.

Curva para obter o investimento inicial dos geradores a biogás	Preço no mercado nacional
--	---------------------------



Para obter o custo no mercado local foram somados as tarifas de importação (código: 8501333000), I.V.A. (12%) e frete (China - Equador). Para obter o preço dos outros geradores, foi utilizada a técnica de Boehm, com os seguintes valores (SILVEIRA et al., 2014):

	G _{BG 1}	G _{BG 2}
Potência [W]	3.000	100.000
Preço [US\$]	1.411,20	30.576,00

Função para obter o investimento inicial dos geradores a biogás

$$C_{i,GB} = 13000 \cdot \left(\frac{P_{GB}}{38000} \right)^{0,88} \quad (C.3)$$

Sendo,

P_{GB} – Potência do gerador a biogás [W].

Fonte: Elaboração própria.

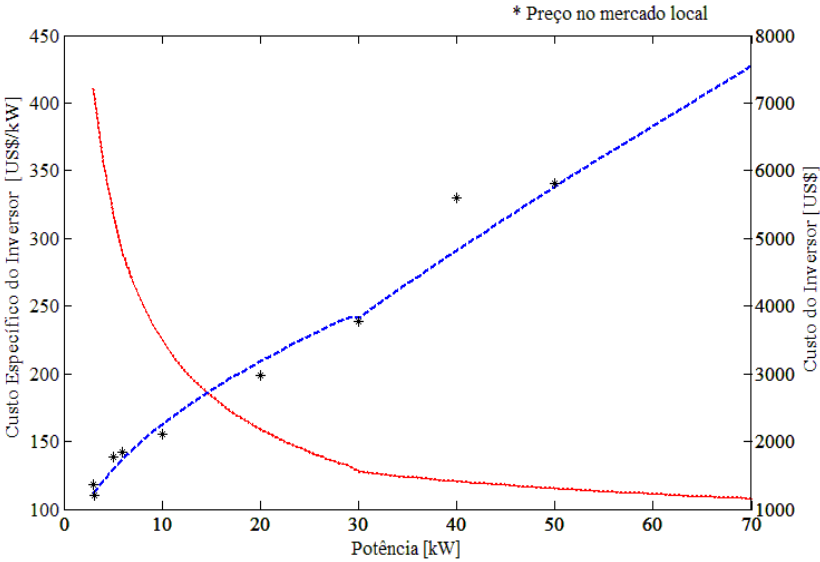
Tabela 19. Especificações técnicas dos inversores.

Descrição	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	INV 6
Fabricante	KACO	KACO	KACO	KACO	KACO	KACO
Modelo	3.0 TL1	5.0 TL3	10.0 TL3	20.0 TL3	50.0 TL3	72.0 TL3
Potência nominal (kW)	3	5	10	20	50	72
Eficiência máxima (%)	97,2	98,3%	98,3%	98,4%	98,5%	98,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 20. Investimento inicial dos inversores.

Curva para obter o investimento inicial dos inversores	Preço no mercado nacional
--	---------------------------



Para obter o custo no mercado local foram somados as tarifas de importação (código: 8504409000) e I.V.A. (12%). O frete está incluso no preço do produto.
Para obter o preço dos outros inversores, foi utilizada a técnica de Boehm, com os seguintes valores (SILVEIRA et al. 2014):

	Inversor 1	Inversor 2
Potência [W]	3.000	72.000
Preço [US\$]	1.369,92	6.693,08

Função para obter o investimento inicial dos inversores

Para inversores de 3kW até 30kW	Para inversores de 30kW até 72kW
$C_{i,INV1} = 1743 \cdot \left(\frac{P_{INV}}{6} \right)^{0,50} \quad C.4)$	$C_{i,INV2} = 2200 \cdot \left(\frac{P_{INV}}{15} \right)^{0,80} \quad (C.5)$

Sendo,
 P_{INV} – Potência do inversor [kW].

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 21. Resumo dos custos utilizados na análise econômica.

Componente	Capital Inicial [US\$]	Substituição [US\$]	Operação e manutenção (ROBERTS et al., 2018)
PV	$C_{i,UGPV} = \left(200 \cdot \left(\frac{P_{PV}}{180} \right)^{0,92} \right) \cdot N_{PV}$	$\frac{\leq 25 \text{ anos}^*}{0} \quad \frac{> 25 \text{ anos}}{C_{Sub,UGPV} = C_{i,UGPV} \cdot 0.75}$	$C_{o\&m,PV} = 0,001 \cdot C_{i,UGPV} \text{ [US$/ano]}$
BT	$C_{i,UGBT} = \left(300 \cdot \left(\frac{C_{BT}}{800} \right)^{0,80} \right) \cdot N_{BT}$	$C_{Sub,UGBT} = C_{i,UGBT}$	$C_{o\&m,BT} = (10 \cdot N_{BT}) \text{ [US$/ano]}$
GB	$C_{i,UGB} = \left(13000 \cdot \left(\frac{P_{GB}}{38000} \right)^{0,88} \right) \cdot N_{GB}$	$C_{Sub,UGB} = C_{i,UGB}$	$C_{o\&m,UGB} = 0,25 \text{ [US$/h]}$
INV1	$C_{i,TOT_INV1} = \left(1743 \cdot \left(\frac{P_{INV}}{6} \right)^{0,50} \right) \cdot N_{INV1}$	$C_{Sub,INV1} = C_{i,TOT_INV1}$	$C_{o\&m,INV1} = 0 \text{ [US$/ano]}$
INV2	$C_{i,TOT_INV2} = \left(2200 \cdot \left(\frac{P_{INV}}{15} \right)^{0,80} \right) \cdot N_{INV2}$	$C_{Sub,INV2} = C_{i,TOT_INV2}$	$C_{o\&m,INV2} = 0 \text{ [US$/ano]}$
CONV	-	$C_{Sub,CONV} = C_{i,TOT_CONV}$	$C_{o\&m,CONV} = 0 \text{ [US$/ano]}$

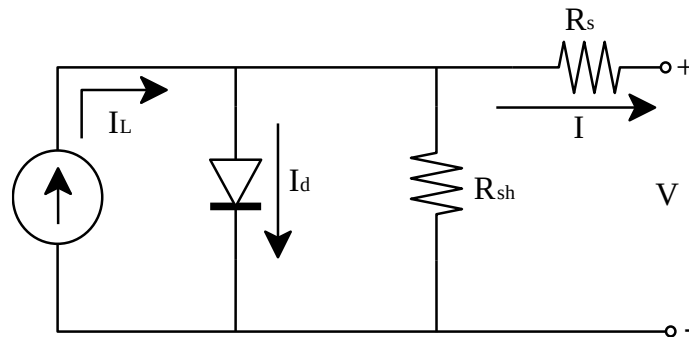
* O custo de substituição ocorre quando o componente cumpriu com o tempo de vida útil e precisa ser substituído. Os PVs têm uma vida útil entre 25 e 30 anos dependendo do fabricante e do tipo de PV, o que é praticamente o mesmo tempo da vida útil do projeto, portanto, este componente não requer substituição. Assim, o custo de reposição desta unidade geradora de energia é considerado zero neste trabalho.

Fonte: Elaboração própria.

APÊNDICE D – Modelo de circuito equivalente

O modelo de circuito equivalente é um dos mais utilizados em aplicações de engenharia. Este modelo permite a representação completa da curva $I - V$ e $P - V$ de uma célula fotovoltaica. A abordagem mais comum deste tipo de modelo é a de circuito equivalente composta por um diodo e duas resistências (Figura 25) (MA; YANG; LU, 2014), (SHONGWE; HANIF, 2015), e sua representação Equação (D.1) deriva de uma análise de correntes pela lei de Kirchhoff.

Figura 25. Modelo de circuito equivalente de um diodo.



Fonte: Adaptado de Ma; Yang; Lu (2014).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (D.1)$$

sendo,

a – Fator de idealidade modificado [-];

I_L – Corrente foto-gerada [A];

I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo [A];

R_s – Resistência em série [Ω];

R_{sh} – Resistência em paralelo [Ω].

O fator de idealidade modificado é determinado com a Equação (D.2).

$$a = \frac{N_s \cdot n_d \cdot k \cdot T_c}{q} \quad (D.2)$$

sendo,

k – Constante de Boltzmann, [$1,381 \times 10^{-23}$ J/K];

q – Carga eletrônica, [$1,605 \times 10^{-19}$ C];

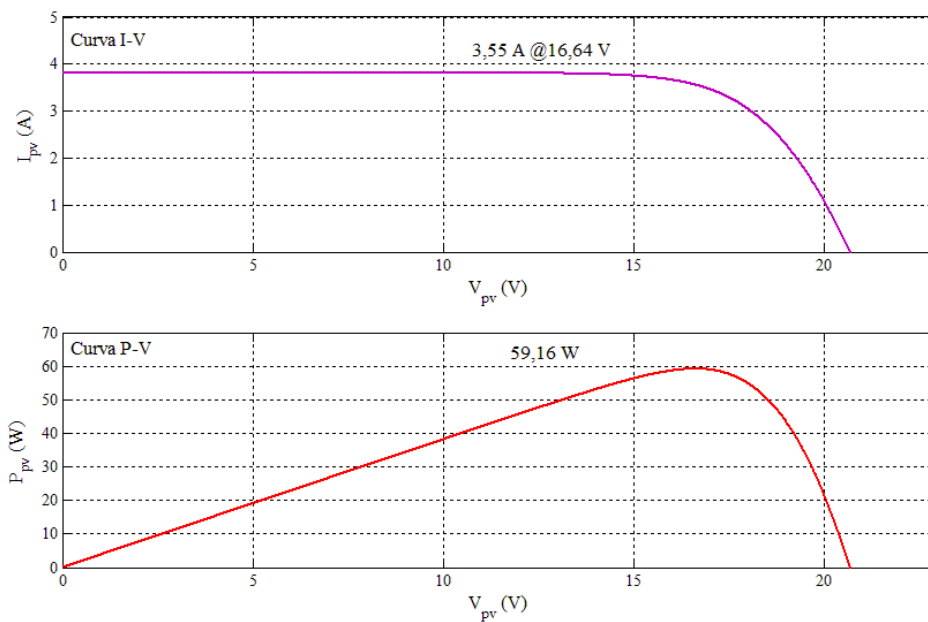
n_d – Fator de idealidade do diodo [-];

N_s – Número de células em série [-];

T_c – Temperatura da célula [°C].

Vários são os métodos empregados para a determinação dos parâmetros da Equação (D.1) (PRANITH; BHATTI, 2015), (CHIN; SALAM; ISHAQUE, 2015), e vão desde a aplicação de simples equações (RHOUMA et al., 2017), até a implementação de algoritmos de otimização (ETTORABI et al., 2017). O código de MATLAB® para a simulação deste tipo de modelo por ser encontrado em (WALKER, 2001). A Figura 26 apresenta a curva I – V e P – V de uma célula fotovoltaica de 60 W.

Figura 26. Curvas características I-V e P-V.



Fonte: Elaboração própria com o código apresentado por Walker (2001).

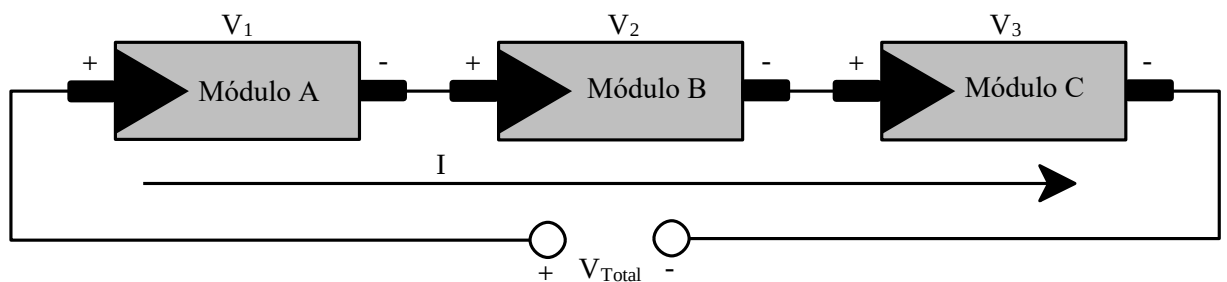
Por outro lado, uma melhora na precisão da representação do comportamento prático das células fotovoltaicas pode ser atingida utilizando o modelo de circuito equivalente composto por dois diodos. No entanto, a partir da literatura especializada pode-se concluir que esta aproximação no comportamento prático das células fotovoltaicas, representa um maior esforço computacional em comparação com o modelo de um diodo, pois envolve um maior equacionamento (MOHAMED et al., 2013; MAHMOUD, 2017).

APÊNDICE E – Associações de Módulos Fotovoltaicos em Série e Paralelo

Associação em série

Para associação em série de dois ou mais módulos fotovoltaicos, estes são conectados diretamente uns aos outros, conectando o terminal positivo de um painel ao terminal negativo do próximo painel, como associação em série de fontes de tensão (Figura 27).

Figura 27. Associação de painéis fotovoltaicos em série.



Fonte: Elaboração própria.

A associação em série de vários módulos permite o incremento da tensão. Nesta configuração, a tensão total do arranjo é igual à somatória das tensões individuais de cada unidade associada [Equação (E.1)].

$$V_{Total} = \sum_{n=1}^n V_n \quad (E.1)$$

sendo,

n – Número de módulos fotovoltaicos em série [-];

V – Tensão individual do módulo fotovoltaico [Vcc];

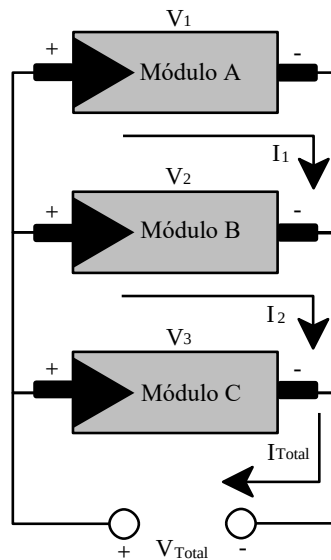
V_{Total} – Tensão total do arranjo [Vcc].

Quando os módulos são associados em série, a corrente elétrica do arranjo não é afetada.

Associações de Módulos Fotovoltaicos em Paralelo

Para associação em paralelo dos módulos fotovoltaicos, os terminais são conectados entre si, positivo com positivo e negativo com negativo, como associação de fontes de corrente em paralelo (Figura 28).

Figura 28. Associação de painéis fotovoltaicos em paralelo.



Fonte: Elaboração própria.

Ao contrário da conexão em série, a associação em paralelo de vários módulos permite o incremento da corrente. Nesta configuração, a corrente total do arranjo é igual à somatória das correntes individuais de cada unidade associada Equação (E.2).

$$I_{Total} = \sum_{1}^n I_n \quad (E.2)$$

sendo,

n – Número de módulos fotovoltaicos em paralelo [-];

I – Corrente individual do módulo fotovoltaico [A];

I_{Total} – Corrente total do arranjo [A].

Por outro lado, quando os módulos são associados em paralelo, a tensão do arranjo não é afetada.

APÊNDICE F – Modelagem econômica

Valor presente líquido dos custos.

A modelagem econômica baseia-se no cálculo do valor presente líquido dos custos conforme a Equação (F.1).

$$NPV_C = \frac{C_{TOTAL}}{CRF} \quad (F.1)$$

sendo,

CRF – Fator de recuperação de capital;

C_{TOTAL} – Custo total nivelado.

O fator de recuperação é calculado conforme a Equação (F.2).

$$CRF = \frac{d \cdot (1 + d)^n}{(1 + d)^n - 1} \quad (F.2)$$

sendo,

d – Taxa de juros real [%];

n – número de anos que dura o projeto [anos].

A taxa de juros está relacionada com a taxa de juros nominal, e é calculada conforme a Equação (F.3).

$$d = \frac{d_n - i_r}{1 + i_r} \quad (F.3)$$

sendo,

d – Taxa nominal [%];

i_r – Taxa anual de inflação [%].

Custo total anualizado

O custo total (C_{TOTAL}) é a soma de todos os custos anualizados, e é calculado conforme a Equação (F.4).

$$C_{TOTAL} = C_{INV} + C_{REP} + C_{O\&m} + C_{COM} \quad (F.4)$$

sendo,

C_{COM} – Custo de combustível anualizado [US\$/ano];

C_{INV} – Custo de investimento anualizado [US\$/ano];

$C_{o\&m}$ – Custo operação e manutenção anualizado [US\$/ano];

C_{REP} – Custo de reposição anualizado [US\$/ano].

Custos de investimento inicial anualizado

O custo de investimento inicial é a soma do custo inicial de todos os elementos do SHGE conforme mostrado na Equação (F.5).

$$C_{i,TOTAL} = C_{i,PV} + C_{i,BT} + C_{i,BUG} + C_{i,C/I} \quad (F.5)$$

sendo,

$C_{i,BT}$ – Investimento inicial nas baterias [US\$];

$C_{i,BUG}$ – Investimento inicial na unidade geradora *back up* [US\$];

$C_{i,C/I}$ – Investimento inicial no conversor ou inversor [US\$];

$C_{i,PV}$ – Investimento inicial nos painéis fotovoltaicos [US\$].

Para calcular o custo de investimento anualizado (C_{INV}) utiliza-se a Equação (F.6).

$$C_{INV} = C_{i,TOTAL} \cdot CRF \quad (F.6)$$

Custo de reposição anualizado

O custo de reposição anualizado considera os custos gerados da reposição dos componentes do SHGE, menos o valor residual de cada componente no final de tempo de vida útil do projeto, e é calculado conforme a Equação (F.7).

$$C_{REP} = C_{rep,com} \cdot f_{rep} \cdot SFF(i_r, n_{com}) - S_{vr} \cdot SFF(i_r, n_{proj}) \quad (F.7)$$

sendo,

$C_{rep,com}$ – Custo de reposição dos componentes [US\$]; este custo pode ser encontrado no Apêndice C.

n_{com} – Tempo de vida útil do componente [anos];

n_{proj} – Tempo de vida útil do projeto [anos].

O fator f_{rep} , aplicado devido aos diferentes valores do tempo de vida útil do projeto quando comparado com o tempo de vida útil do componente, é calculado conforme a Equação (F.8).

$$f_{rep} = \begin{cases} \frac{CRF(i_r, n_{proj})}{CRF(i_r, R_{rep})}, & R_{rep} > 0 \\ 0, & R_{rep} = 0 \end{cases} \quad (F.8)$$

sendo,

R_{rep} – Fator de duração da reposição [-];

O fator de duração de reposição é calculado conforme a Equação (F.9).

$$R_{rep} = \frac{n_{proj}}{n_{com}} \quad (F.9)$$

Para o cálculo do valor residual (S_{vr}) tem-se a Equação (F.10).

$$S = C_{rep,com} \frac{n_{rem}}{n_{com}} \quad (F.10)$$

sendo,

R_{rep} – Tempo de vida restante do componente no final do projeto [anos].

O SSF é o fator de fundo de amortização, e é calculado conforme a Equação (F.11).

$$SSF = \frac{i_r}{(1+i_r)^n - 1} \quad (F.11)$$

Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção é uma despesa periódica e a mais significativa após a instalação do SHGE. No Apêndice C estão definidos os custos de operação e manutenção utilizados neste trabalho.

Custos do combustível

O custo do combustível é uma despesa contínua e ocorre durante todo o tempo de funcionamento do grupo moto-gerador. Neste contexto, o preço local do diesel é de 0,66 US\$/L (diesel premium) (EP PETROECUADOR, 2018).

Para o caso do biogás, é adotado o valor de 0,07 US\$/kWh.

APÊNDICE G – Estimativa do potencial do biogás nas Ilhas Galápagos

O biogás representa uma fonte renovável de energia que resulta da Digestão Anaeróbica (DA) de quase qualquer tipo de matéria orgânica. Como é composto principalmente de metano, o biogás pode ser utilizado em qualquer aplicação de energia na qual o gás natural é empregado (RAMOS-SUÁREZ et al., 2019). As usinas que utilizam biogás como combustível podem fornecer um suprimento constante de eletricidade, ou podem até mesmo ser convertidas em sistemas modulares capazes de adaptar a produção de eletricidade dependendo das demandas de pico (HAHN et al., 2014; IGLIŃSKI et al., 2012; SZARKA et al., 2013).

Nesta tese de doutorado, duas fontes de biogás nas Ilhas Galápagos são analisadas. A primeira é o biogás produzido a partir do estrume dos animais. O segundo é o biogás produzido a partir dos Resíduos Sólidos Municipais (RSM). Além disso, para análise do potencial de biogás nas ilhas, apenas a DA mesofílica foi considerada.

Para obter o potencial de biogás a partir do esterco animal, a quantidade, bem como, o tipo de animais existentes nas ilhas é identificado como primeiro passo. Posteriormente, um coeficiente de produção de estrume foi atribuído a cada animal de acordo com a espécie. Da mesma forma, um coeficiente de geração de biogás foi selecionado para cada tipo de resíduo conforme o trabalho apresentado por (BUNDHOO; MAUTHOOR; MOHEE, 2016). O mesmo procedimento é aplicado para obter a quantidade de biogás produzido a partir dos Resíduos Sólidos Municipais.

Assim, a quantidade total de biogás produzido nas ilhas a partir de dejetos animais é calculado com a Equação (G.1) e a Equação (G.2).

$$V = (M \cdot TS_{content} \cdot VS_{content} \cdot Q_1 \cdot 1000) \quad (G.1)$$

sendo,

M – Quantidade de biomassa/resíduos disponíveis localmente [m^3 /ano];

Q_1 – Rendimento mesofílico [m^3 /kg VS];

$TS_{content}$ – Teor total de sólidos na biomassa/resíduos [%];

$VS_{content}$ – Teor de sólidos voláteis na biomassa/resíduos [%];

V – Quantidade total de CH_4 produzido [m^3 /ano].

$$V = (M \cdot COD_{content} \cdot Q_2) \quad (G.2)$$

sendo,

$COD_{content}$ – Demanda química total de oxigênio da biomassa/resíduos [kg/m³];

$VS_{content}$ – Rendimento mesofílico [m³/kg COD].

Disponibilidade de estrume e potencial de biogás a partir de esterco animal nas Ilhas Galápagos

O biogás produzido a partir de esterco animal é uma das fontes de bioenergia nas Ilhas Galápagos que ainda não tem sido explorada (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). De acordo com a Agência para Regulamentação e Controle de Biossegurança e Quarentena de Galápagos (ARCBCG), o arquipélago tem uma população de gado de aproximadamente 10.000 cabeças distribuídas ao longo de suas quatro ilhas habitadas (Santa Cruz – 6.500; Isabela – 1.500; San Cristóbal – 1.500; e Floreana – 100), possibilitando assim, a exploração deste recurso em cada uma delas (LLERENA-PIZARRO et al., 2019). Além disso, é importante mencionar que a distribuição do gado nas ilhas favorece a geração de biogás. Nas três principais ilhas produtoras de gado (Santa Cruz, Isabela e San Cristóbal), foram identificados, respectivamente, 111, 38 e 65 rebanhos bovinos, com um tamanho médio do rebanho de cerca de 62, 40 e 23 animais por rebanho (GIOIA et al., 2018).

Outra importante fonte de esterco animal nas ilhas é a produção de suínos. O censo publicado em 2014 estima que existe um total de 3.651 porcos em Galápagos, dos quais 54% vivem em Santa Cruz (1.982), e os 46% restantes estão divididos entre San Cristóbal (1.217) e Isabela (452) (PUENTE-RODRÍGUEZ, 2017).

Finalmente, a última fonte de biogás a partir de dejetos animal considerada neste trabalho é a dos sistemas de produção de aves. Nas Ilhas Galápagos, em 2014, foram encontrados 21.180 galinhas crioulas, galos e frangos em 463 unidades de produção agrária. Já para o ano de 2017, aproximadamente 100.000 animais desta espécie foram encontrados no arquipélago, mais especificamente, em Santa Cruz, um total de 58.000 galinhas, sendo 38.700 na Ilha San Cristóbal e, finalmente, 3.700 na Ilha Isabela (PUENTE-RODRÍGUEZ, 2017). Na Tabela 22 é apresentado o potencial de biogás que poderia ser produzido em cada ilha a partir do estrume animal.

Tabela 22. Potencial de biogás nas Ilhas Galápagos por digestão anaeróbica do esterco animal.

Ilha Setor	Santa Cruz			San Cristóbal			Isabela			Floreana		
	Bovino	Suíno	Avícola	Bovino	Suíno	Avícola	Bovino	Suíno	Avícola	Bovino	Suíno	Avícola
Número de cabeças ^a	6.500,00	1.982,00	58.000,00	1.500,00	1.217,00	38.700,00	1.500,00	452,00	3.700,00	100,00	-	-
Estrume fresco (kg/cabeça/dia) ^b	12,50	2,00	0,20	12,50	2,00	0,20	12,50	2,00	0,20	12,50	-	-
Estrume Total (toneladas/ano)	29.656,25	1.446,86	4.234,00	6.843,75	888,41	2.825,10	6.843,75	329,96	270,10	456,25	-	-
Teor TS (%) ^b	15,00	30,80	25,90	15,00	30,80	25,90	15,00	30,80	25,90	15,00	-	-
Teor VS (%) ^b	84,60	57,70	60,20	84,60	57,70	60,20	84,60	57,70	60,20	84,60	-	-
Rendimento CH₄ (m ³ /kg VS)	0,153 ^c	0,356 ^d	0,127 ^c	0,153 ^c	0,356 ^d	0,127 ^c	0,153 ^c	0,356 ^d	0,127 ^c	0,153 ^c	-	-
Total CH₄ (km ³ /ano)	575,80	91,54	83,84	132,88	56,21	55,94	132,87	20,88	5,35	8,85		
Total CH₄ por ilha (m ³ /ano)	751.180			245.030			159.100			8.850		
Total CH₄ Galápagos (m ³ /ano)	1.164.150											

^a Gioia. et al., (2018); Puente-Rodríguez (2017);^b Bundhoo; Mauthoor; Mohee (2016);^c Wang. et al., (2012);^d Møller; Sommer; Ahring (2004).

Fonte: Elaboração própria.

Potencial de biogás nas Ilhas Galápagos produzido a partir dos Resíduos Sólidos Municipais

Em 2015, 8.823 toneladas de Resíduos Sólidos Municipais (RSM) foram gerados nas Ilhas Galápagos, ou seja, cerca de 324 kg per capita por ano. 1.252 toneladas destes RSM não são recicláveis (CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS, 2016). No que tem a ver aos RSM não recicláveis, a quantidade de matéria orgânica existente nestes varia entre 45% e 74% no país do estudo (NARVAEZ; VARGAS; ESPINOZA, 2013). Assim, a Tabela 23 apresenta uma estimativa da matéria orgânica produzida em cada uma das ilhas habitadas de Galápagos.

Tabela 23. Matéria Orgânica Produzida em Galápagos.

Ilha	RSM (toneladas/ano)	RSM não reciclável (toneladas/ano)	Matéria orgânica (toneladas/ano)	
			45%	74%
San Cristóbal	2.367	144	64,80	106,00
Santa Cruz	5.218	1.043	469,40	771,80
Isabela	1.210	37	16,70	27,40
Floreana	28	28	12,60	21,00

Fonte: Llerena-Pizarro et al. (2019).

Na Tabela 23 pode ser observado que, considerando que os resíduos não recicláveis contêm 74% de matéria orgânica, as Ilhas Galápagos têm uma capacidade de produção de quase 1.000 toneladas de matéria orgânica por ano (106,00 em San Cristóbal; 771,80 em Santa Cruz; 27,40 em Isabela; e 21,00 em Floreana). Matéria orgânica que atualmente é destinada aos aterros sanitários das ilhas, e que por outro lado poderiam ser aproveitados para a produção de biogás utilizando um biodigestor.

A Tabela 23 mostra também que no pior dos casos, a capacidade de produção de matéria orgânica nas ilhas é de aproximadamente 600 toneladas por ano. Já a Tabela 24 apresenta o potencial de biogás que poderia ser produzido a partir da parcela orgânica dos Resíduos Sólidos Municipais. O resultado mostra que as Ilhas Galápagos têm uma capacidade de produção de biogás de 96.150 m³/ano. Enquanto a produção mínima de biogás a partir de RSM estimou-se em 58.500 m³/ano.

Tabela 24. Potencial de biogás nas Ilhas Galápagos a partir dos RSM.

Ilha	Santa Cruz		San Cristóbal		Isabela		Floreana	
	Min.	Máx.	Min.	Máx.	Min.	Máx.	Min.	Máx.
Matéria orgânica (toneladas/ano) ^a	64,80	106,00	469,40	771,80	16,70	27,40	12,60	21,00
Teor TS (%) ^b					28,0			
Teor VS (%) ^b					96,8			
Rendimento CH₄ (m ³ /kg VS) ^c					0,383			
Total CH₄ por ilha (km ³ /ano)	6,73	11,00	48,73	80,12	1,73	2,84	1,31	2,18
Total CH₄ Galápagos (m ³ /ano)	Min. 58.500				Máx. 96.150			

^a Llerena-Pizarro. et al., (2019);

^b Bundhoo; Mauthoor; Mohee (2016);

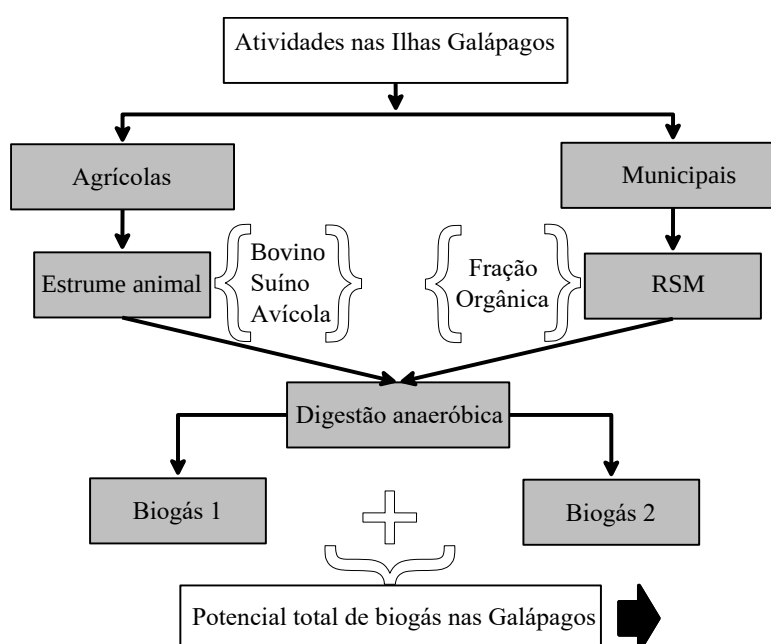
^c Kyoung Cho; Chul Park; Nam Chang (1995); Zhang; Lee; Jahng (2011).

Fonte: Elaboração própria.

Potencial total de biogás nas Ilhas Galápagos

O potencial total existente nas Ilhas Galápagos obtém-se da soma do potencial de biogás do esterco animal (Tabela 23) mais o potencial de biogás produzido a partir da fração orgânica dos Resíduos Sólidos Municipais conforme mostrado na Figura 29.

Figura 29. Potencial total de biogás nas Ilhas Galápagos.



Fonte: Elaboração própria.

Poder calorífico inferior do biogás produzido nas Ilhas Galápagos

Obteve-se que o potencial total de produção de biogás em Galápagos é de 1.260,30 km³/ano. No entanto, uma vez que a origem do biogás afeta diretamente a sua composição, e esta, por sua vez, afeta ao poder calorífico inferior (PCI), cada parcela de biogás será analisada e utilizada no moto-gerador em separado. A Tabela 25 apresenta a composição química do biogás para cada uma das fontes de biogás estudadas (bovino, suíno, avícola e matéria orgânica).

Tabela 25. Composição química do biogás.

Componente	Bovino	Suíno	Avícola	Matéria orgânica ^d
Metano, CH ₄	64,85% ^a	64,01% ^b	57,60% ^c	62%
Dióxido de carbono, CO ₂	30,35% ^e	35% ^e	41,45% ^e	37%
Monóxido de carbono, CO	4,70% ^f	n.i.	n.i.	n.i.
Nitrogênio, N ₂	n.i.	<1% ^g	< 1% ^g	n.i.
Sulfureto de hidrogênio, H ₂ S	0,10% ^f	n.i.	n.i.	1.300ppm

n.i. – não informado;

^a média dos valores encontrados nos trabalhos Özer (2017) e Ukpai; Nnabuchi (2012);

^b Ning et al., (2019);

^c Özer, (2017);

^d Vita et al., (2018);

^e valor estimado utilizando os valores apresentados por Chicheportiche et al., (1979) e Chen et al., (2015);

^f Ukpai; Nnabuchi (2012);

^g Chen et al., (2015).

Fonte: Elaboração própria.

Para o cálculo do PCI do biogás utilizou-se a Equação (G.3) (PAULINO, 2017).

$$PCI_{biogás} = \frac{-(H_P - H_R)}{MM_{biogás}} \quad (G.3)$$

sendo,

H_P – Entalpia do produto da combustão [kJ/kmol];

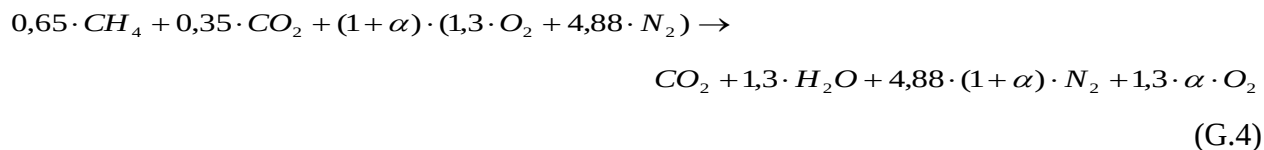
H_R – Entalpia do reagente na combustão [kJ/kmol];

MM_{biogás} – Massa molar do biogás [kmol/kg];

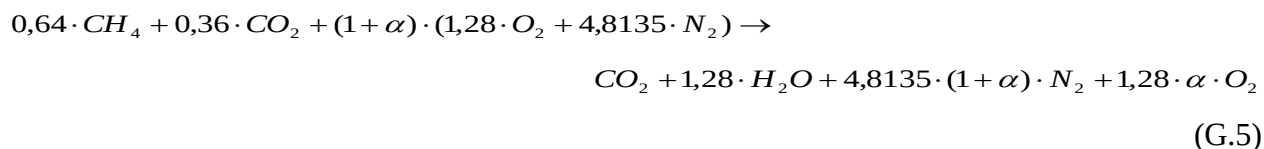
PCI_{biogás} – Poder calorífico inferior do biogás [kJ/kg].

As reações reais de combustão do biogás para cada composição são apresentadas nas seguintes equações. Utilizou-se um excesso de ar de 40%. Considerou-se unicamente as parcelas de metano e carbono.

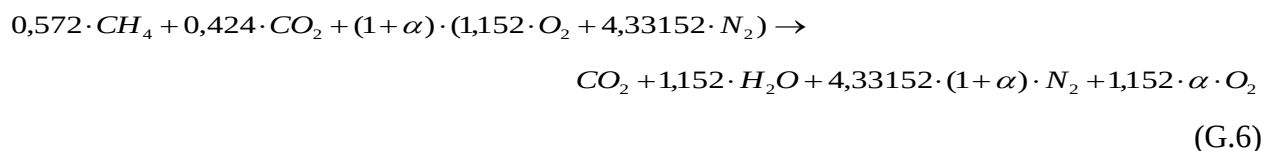
Reação real para o biogás produzido a partir do estrume bovino. Equação (G.4).



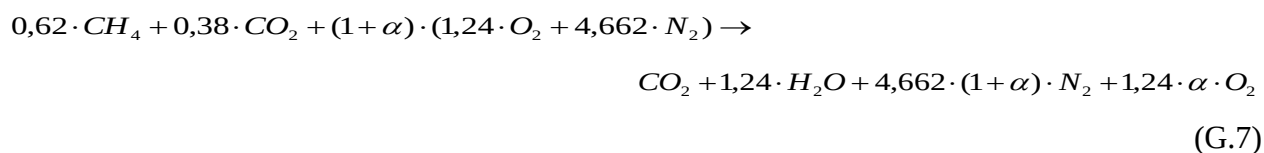
Reação real para o biogás produzido a partir do estrume suíno. Equação (G.5).



Reação real para o biogás produzido a partir do estrume avícola. Equação (G.6).



Reação real para o biogás produzido a partir da matéria orgânica. Equação (G.7).



A Tabela 26 apresenta as entalpias de formação e a massa molar dos elementos da combustão do biogás.

Tabela 26. Diferença de entalpia, entalpia de formação e massa molar dos elementos da combustão.

Componentes	$\Delta \bar{h} (kJ/mol)$	$\bar{h} (kJ/mol)$	$MM (kmol/kg)$
CH ₄	0	-74.873	16,043
CO ₂	0	-393.522	44,009
N ₂	0	0	28,014
H ₂ O	0	-241.826	18,015
O ₂	0	0	31,998

Fonte: Borgnakke; Sonntag (2013).

As entalpias dos produtos e dos reagentes para cada tipo de biogás são calculadas através das seguintes equações.

Biogás produzido a partir do estrume bovino. Equações (G.8) e (G.9).

$$H_R = 0,65 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CH_4} + 0,35 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,82 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} + 6,83 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} \quad (G.8)$$

$$H_P = 1 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,3 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{H_2O} + 6,83 (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} + 0,52 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} \quad (G.9)$$

Biogás produzido a partir do estrume suíno. Equações (G.10) e (G.11).

$$H_R = 0,64 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CH_4} + 0,35 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,79 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} + 6,74 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} \quad (G.10)$$

$$H_P = 1 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,28 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{H_2O} + 6,74 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} + 0,51 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} \quad (G.11)$$

Biogás produzido a partir do estrume avícola. Equações (G.12) e (G.13).

$$H_R = 0,57 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CH_4} + 0,43 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,62 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} + 6,06 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} \quad (G.12)$$

$$H_P = 1 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,15 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{H_2O} + 3,06 (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} + 0,46 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} \quad (G.13)$$

Biogás produzido a partir da matéria orgânica. Equações (G.14) e (G.15).

$$H_R = 0,62 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CH_4} + 0,38 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,74 (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} + 6,53 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} \quad (G.14)$$

$$H_P = 1 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{CO_2} + 1,24 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{H_2O} + 6,53 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{N_2} + 0,49 \cdot (\Delta \bar{h} + \bar{h}_f^0)_{O_2} \quad (G.15)$$

A massa molar do biogás é calculada com a Equação (G.16).

$$MM_{biogás} = MM_{CH_4} + MM_{CO_2}$$

(G.16)

Os resultados do PCI para cada tipo de biogás são apresentados na Tabela 27.

Tabela 27. Poder calorífico inferior do biogás.

Tipo de biogás	Bovino	Suíno	Avícola	Matéria orgânica
PCI (kJ/kg)	20.188,7	19.665,2	16.382,6	18.651,1

Fonte: Elaboração própria.

APÊNDICE H - Detalhes dos algoritmos apresentados no Capítulo 1, Tabela 1

Tabela 27. Detalhes dos algoritmos pesquisados na literatura.

Algoritmo	Descrição
PSO (GARCÍA-TRIVIÑO et al., 2014)	O PSO é um algoritmo inspirado na imitação do comportamento de um bando de aves ou um cardume. Constando com uma população inicial de indivíduos, que são chamados de partículas. Cada uma destas partículas (pontos multidimensionais) representa uma potencial solução dentro de um conjunto de soluções (espaço de busca). Assim, a estratégia de otimização do PSO está baseada no comportamento destas partículas (avaliar, comparar e imitar).
GA-PSO (GHORBANI et al., 2018)	O GA-PSO é um algoritmo misto que combina os algoritmos genéticos e Otimizador por Enxame de Partículas. O qual foi utilizado para resolver problemas de mono-objetivo com o intuito de dimensionar sistemas híbridos solar-eólico-diesel.
MOPSO (BORHANAZAD et al., 2014)	O MOPSO nada mais é que o PSO com uma abordagem multi-objetivo.
MPSO (MALEKI; AMERI; KEYNIA, 2015)	O MPSO é um PSO modificado, sendo proposto a este um novo peso de inércia, a qual é ajustada de forma randômica.
PSO e QP (MORADI; ESKANDARI; HOSSEINIAN, 2015)	O PSO e QP é um algoritmo que combina programação quadrática com o já conhecido PSO. De um lado, o QP é empregado para calcular o valor mínimo das estratégias operacionais, enquanto o PSO é utilizado para melhorar a confiabilidade, minimizando a perda de carga esperada.
DMOPSO (SHARAFI; ELMEKKAWY; BIBEAU, 2015)	O DMOPSO é um algoritmo de enxame de partículas dinâmico multi-objetivo. Foi aplicado para minimizar simultaneamente o custo líquido total atual do sistema, a emissão de combustível e maximizar a proporção de energia renovável.
PSO-GWO (ABDELSHAFY; HASSAN; JURASZ, 2018)	O PSO-GWO é um algoritmo que combina o otimizador por Enxame de Partículas e o <i>Grey Wolf Optimizer</i> (GWO). O GWO foi desenvolvido e inspirado nos comportamentos de caça dos lobos cinzentos. A técnica de caça e a hierarquia social dos

	lobos cinzentos são modeladas matematicamente para projetar o otimizador GWO.
E-PSO (LORESTANI; ARDEHALI, 2018)	O E-PSO é um Otimizador por Enxame de Partículas Evolucionário. Neste caso, os três principais coeficientes que afetam fortemente o desempenho do algoritmo são atualizados dinamicamente usando relações baseadas em arco tangente.
PSO-BPSO (LLERENA-PIZARRO et al., 2020)	O PSO-BPSO é um algoritmo misto que trata as variáveis de decisão contínuas e discretas de forma independente. Esta abordagem permite um dimensionamento do Sistema Híbrido mais realista, mantendo o custo computacional baixo, evitando soluções prematuras e com resultados próximos a outros algoritmos de alto custo computacional.

Fonte: Elaboração própria.