unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

VICTOR ARRUDA FERRAZ DE CAMPOS

Aspectos técnicos, econômicos e ambientais de sistemas híbridos aplicados em edificações familiares e propriedades rurais

Guaratinguetá/SP
2019

Victor Arruda Ferraz de Campos

Aspectos técnicos, econômicos e ambientais de sistemas híbridos aplicados em edificações familiares e propriedades rurais

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira
Co-orientador: Prof. Dr. Samir El-Omari

Guaratinguetá/SP
2019

Campos, Victor Arruda Ferraz de
C198a Aspectos técnicos, econômicos e ambientais de sistemas híbridos aplicados em edificações familiares e propriedades rurais / Victor Arruda Ferraz de Campos – Guaratinguetá, 2019.
95 f : il.
Bibliografia: f. 77-81

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2019.
Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira
Co-Orientador: Prof. Dr. Samir El-Omari

1. Sustentabilidade. 2. Sistemas híbridos. 3. Energia eólica. I. Título.

CDU 620.91(043)

Luciana Máximo
Bibliotecária/CRB-8 3595

unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

VICTOR ARRUDA FERRAZ DE CAMPOS

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
"MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA"

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Profª. Drª. Ivonete Ávila
Coordenadora

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. JOSÉ LUZ SILVEIRA
Orientador / UNESP-FEG

Prof. Dr. CELSO EDUARDO TUNA
UNESP-FEG

Prof. Dr. JOSÉ RUI CAMARGO
UNITAU

Julho de 2019

DADOS CURRICULARES

VICTOR ARRUDA FERRAZ DE CAMPOS

NASCIMENTO:	01 de maio de 1992 – São Paulo/SP
FILIAÇÃO	Ana Silvia de Arruda Campos Ronaldo Ferraz de Campos
2011/2017	Graduação em Engenharia Civil Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá
2014/2014	Graduação sanduíche em Engenharia Civil California State University Long Beach – CSULB/EUA
2017/2019	Mestrado Acadêmico em Engenharia Mecânica Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá

Dedico este trabalho, de modo especial,
à minha avó Lídia.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço à minha família, a qual sem o imensurável apoio não conseguiria prosseguir minha jornada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Luz Silveira, por sua liderança e motivação, que são fundamentais para o andamento da ciência.

Ao Grupo de Otimização de Sistemas Energéticos da FEG-UNESP, ao qual sempre serei grato pelo companheirismo e suporte.

Aos colegas do Instituto de Pesquisa em Bioenergia Laboratório Associado de Guaratinguetá (IPBEN-UNESP), pelo constante apoio na pesquisa e nos projetos em conjunto.

Aos funcionários da Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, pelo suporte prestado com entusiasmo e dedicação.

Aos colegas da Five O'Clock English School, pelas oportunidades dadas e todo aprendizado compartilhado.

A Deus, por permitir que meu caminho cruzasse com os das pessoas citadas acima e por me dar coragem a continuar meus estudos com paciência e determinação.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001

“Depois do último não, eis que vem um sim, e deste sim o futuro do mundo depende”

Wallace Stevens

RESUMO

Nesse trabalho são apresentadas propostas de sistemas híbridos de geração de energia (SHGE) para o fornecimento de energia elétrica. O Caso 1 propõe um SHGE conectado à rede elétrica (*on-grid*) para atender a demanda elétrica de edifícios urbanos. O Caso 2 propõe um SHGE aplicado a áreas rurais com disponibilidade de rede elétrica local. O Caso 3 considera uma propriedade rural sem rede elétrica local, portanto propõe-se um SHGE com armazenamento de energia (*off-grid*). Os três casos são analisados em termos técnicos, econômicos e ambientais para três cidades brasileiras: Fortaleza (CE), Guaratinguetá (SP) e Florianópolis (SC). Para o dimensionamento do SHGE, desenvolve-se um algoritmo de otimização cuja função objetivo é a minimização do custo de geração de energia elétrica. Utiliza-se o software LINGO para a determinação da solução ótima do arranjo SHGE para cada caso. A análise econômica leva em consideração os custos de investimento, operação e manutenção para determinação do período de retorno (*payback*) e da receita anual esperada. A análise ambiental é feita através do cálculo da eficiência ecológica dos sistemas de geração de energia estudados. Os resultados mostram que o Caso 2 – SHGE *on-grid*: Propriedade Rural possui o menor período de retorno de investimento, entre 1 e 2 anos. Para todos os casos, a cidade de Fortaleza é onde evidencia-se o menor custo de investimento dos SHGE e, consequentemente, menor custo de geração de eletricidade dada seus elevados potenciais energéticos solar e eólico. O período de *payback* do Caso 1 – SHGE *on-grid*: Edifício Urbano é em torno de 2 e 3 anos. Já na situação *off-grid*, Caso 3, o sistema de armazenamento encarece significantemente o custo de investimento do SHGE e eleva o período de retorno de investimento para 5 a 7 anos em todos os locais estudados, considerando as taxas de juros mais baixas. Todas as tecnologias analisadas são ecologicamente eficientes, sendo que a geração eólica apresenta eficiência ecológica de aproximadamente 98%, a solar fotovoltaica em torno de 91% e a geração a partir de conjuntos motor a combustão interna e gerador de 85%.

PALAVRAS-CHAVE: Sustentabilidade. Eficiência energética. Sistemas híbridos de geração de energia. Energia solar. Energia eólica. Biogás.

ABSTRACT

This work presents hybrid power systems (HPS) proposals for the supply of electricity. Case 1 proposes an HPS connected to the power grid (on-grid) to meet the electrical demand of urban buildings. Case 2 proposes an HPS applied to rural areas with availability of local power grid. Case 3 considers a rural property without local power grid, so it is proposed an HPS with energy storage (off-grid). The three cases are analyzed in technical, economic and environmental terms for three Brazilian cities: Fortaleza (CE), Guaratinguetá (SP) and Florianópolis (SC). For the HPS design, an optimization algorithm is developed whose objective function is to minimize the cost of electric power generation. The LINGO software is used to determine the optimal solution of the HPS arrangement for each case. Further, the economic analysis considers the calculation of cost of electricity generation considering the costs of investment, operation and maintenance to determine the payback period and the expected annual revenue. Environmental analysis is done by calculating the ecological efficiency of the energy generation systems which integrate the HPS configurations. Results show that *Case 2 - HPS on-grid: Rural Property* has the shortest period of return on investment, ranging from 1 to 2 years. For all the cases, the city of Fortaleza is where it is evidenced lower costs of investment of HPS and, consequently, lower costs of electricity generation given its high solar and wind energy potential. The payback period of *Case 1 - HPS on-grid: Urban Building* ranges from 2 to 3 years. In the off-grid situation, Case 3, the storage system significantly increases HPS investment cost thus resulting on a payback period ranging from 5 to 7 years in all locations studied, for lowest interest rates. All technologies analyzed are ecologically efficient, with wind power presenting an ecological efficiency of approximately 98%, solar photovoltaic around 91% and generation from internal combustion engines operating with biogas around 85%.

KEYWORDS: Sustainability. Energy efficiency. Hybrid power generation systems. Solar energy. Wind energy. Biogas.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Participação de fontes de energia na capacidade instalada 21
Figura 2. Participação setorial no consumo de eletricidade 22
Figura 3. Consumo final de energia no setor residencial 23
Figura 4. Representação esquemática das configurações de SHGE on-grid e off-grid 25
Figura 5. Principais elementos de design de Edifícios de Energia Zero 26
Figura 6. A integração FV-telhado verde 27
Figura 7. Configuração de SHGE off-grid 31
Figura 8. Média anual da irradiação global horizontal diária 33
Figura 9. Irradiação no POA: comparativo entre medições reais e método *Clear Sky* 34
Figura 10. Configuração de um sistema FV on-grid 35
Figura 11. Configuração de um sistema FV off-grid 35
Figura 12. Histórico de geração de energia eólica por região e total do SIN 36
Figura 13. Turbinas eólicas de eixo vertical (A) e eixo horizontal (B) 37
Figura 14. Posicionamento de turbinas eólicas de eixo horizontal 38
Figura 15. Área transversal dos aerogeradores de eixo vertical e horizontal 38
Figura 16. Potencial eólico de geração de energia elétrica por região 39
Figura 17. Produção média de biogás no Brasil por substrato no ano de 2015 40
Figura 18. Possíveis utilizações do biogás como combustível 41
Figura 19. Esquema de concepção de biodigestores modelo Indiano 41
Figura 20. Esquema de concepção de biodigestores modelo Chinês 41
Figura 21. Processo de digestão anaeróbica 42
Figura 22. Esquema interno de um reator UASB 44
Figura 23. Perfil de carga genérico para propriedade rural 47
Figura 24. Configuração do CMCIG 53
Figura 25. Fluxograma do algoritmo de otimização 65
Figura 26. Irradiação solar anual média no POA (β=17° e γ=45°) 66
Figura 27. Regiões de geração para a cidade de Fortaleza (3,7° S) 67
Figura 28. Regiões de geração para a cidade de Guaratinguetá (Latitude 22,8° S) 67
Figura 29. Regiões de geração para a cidade de Florianópolis (Latitude 27,6° S) 67
Figura 30. Distribuição de velocidades do vento das 3 cidades estudadas 68
Figura 31. Curvas de potência dos aerogeradores de eixo vertical (A) e horizontal (B) 68
Figura 32. Geração de energia dos modelos de aerogeradores de eixo vertical 69

Figura 33. Geração de energia dos modelos de aerogeradores de eixo horizontal.....69
Figura 34. Curva do custo de produção de eletricidade x *payback* – Caso 1: Fortaleza.....71
Figura 35. Curva da receita anual esperada x *payback* – Caso 1: Fortaleza.....71
Figura 36. Curva do custo de produção de eletricidade x payback – Caso 2: Fortaleza.....73
Figura 37. Curva da receita anual esperada x payback – Caso 2: Fortaleza.....73
Figura 38. Curva do custo de produção de eletricidade x *payback* – Caso 3: Fortaleza.....75
Figura 39. Curva da receita anual esperada x payback – Caso 3: Fortaleza.....75
Figura 40. Curva de custo específico em relação à potência nominal de sistemas FV 92
Figura 41. Curva de custo específico em relação à potência nominal de sistemas EOL.....93
Figura 42. Curva de custo específico em relação à potência de grupos geradores.....94
Figura 43. Curva do custo de investimento para baterias.....95
Figura 44. Curva do custo de investimento para inversores.....97
Figura 45. Curva do custo de investimento de sistemas de sistemas fotovoltaicos 99
Figura 46. Curva do custo de investimento para aerogeradores de eixo vertical 100
Figura 47. Curva do custo de investimento para aerogeradores de eixo vertical 101
Figura 48. Curva do custo de investimento para grupos geradores a biogás.....102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação de diferentes integrações entre FV e tipos de telhados 28
Tabela 2. Consumo mensal médio de eletricidade por apartamento e total do edifício 29
Tabela 3. Classificação de turbinas eólicas e suas aplicações 37
Tabela 4. Potencial eólico e velocidade média do vento relacionados à altura 39
Tabela 5. Produção de biogás dos aterros sanitários da cidade de São Paulo 43
Tabela 6. Expectativa de produção de biogás por tipo de biomassa 43
Tabela 7. Parâmetros de um reator UASB para produção de biogás 44
Tabela 8. Composições de misturas gasosas combustíveis 45
Tabela 9. Custos envolvidos em sistemas de armazenamento por tipo de bateria 46
Tabela 10. Dados de entrada das cidades em estudo 47
Tabela 11. Especificações técnicas do módulo fotovoltaico selecionado 51
Tabela 12. Especificações técnicas das turbinas selecionadas 52
Tabela 13. Composição do biogás 55
Tabela 14. Composição em volume e massa do ar 55
Tabela 15. Composição do produto da combustão do biogás 55
Tabela 16. Especificações técnicas dos motores estudados neste trabalho 56
Tabela 17. Especificações técnicas das baterias 57
Tabela 18. Especificações técnicas dos conversores 57
Tabela 19. Fatores de emissões de poluentes em sistemas convencionais 62
Tabela 20. Fatores de emissões dos componentes fotovoltaico e eólico 62
Tabela 21. Análise energética dos modelos de CMCIG 70
Tabela 22. Configurações de SHGE para o Caso 1 70
Tabela 23. Resultados da análise ambiental do Caso 1 72
Tabela 24. Configurações de SHGE para o Caso 2 72
Tabela 25. Resultados da análise ambiental do Caso 2 74
Tabela 26. Configurações de SHGE para o Caso 3 74
Tabela 27. Resultados da análise ambiental do Caso 3 75
Tabela 28. Constantes mensais A_m, B_m e C_m 87
Tabela 29. Coeficientes para diferentes condições do céu 90
Tabela 30. Preços de sistemas fotovoltaicos e custos específicos 91
Tabela 31. Preços de aerogeradores e custos específicos 93
Tabela 32. Preços de grupos geradores a biogás e custos específicos 94

Tabela 33. Preços de modelos de baterias 95
Tabela 34. Preços de modelos de inversores Preços de modelos de inversores 97
Tabela 35. Preços de sistemas fotovoltaicos 99
Tabela 36. Preços de aerogeradores e custos específicos 100
Tabela 37. Preços de grupos geradores a biogás 102

LISTA DE SÍMBOLOS

A_m	Constante mensal – Método "Clear Sky"	-
B_c	Capacidade de carga do banco de baterias	Wh
B_m	Constante mensal – Método "Clear Sky"	-
C_{OM}	Custo de operação e manutenção	US$/kWh
C_{el}	Custo de geração de eletricidade da planta geradora	US$/kWh
C_m	Constante mensal – Método "Clear Sky"	-
Cp_{ge}	Calor específico dos gases de exaustão	kJ/kg.K
D_d	Profundidade de descarga	%
E_{aq}	Potência térmica para produção de água quente	kW
E_{comb}	Potência suprida pelo combustível	kW
E_{jaq}	Potência térmica transferida para a jaqueta do motor	kW
F_1	Coeficiente de condições do céu	-
F_2	Coeficiente de condições do céu	-
I_{Pl}	Investimento da planta geradora de energia	US$
I_{SHGE}	Investimento total do sistema híbrido de geração de energia	US$
L_{el}	Demanda diária de energia elétrica	kWh/dia
$PCI_{Biogás}$	Poder calorífico inferior do biogás	kJ/kg
P_E	Potência entregue por um aerogerador	W
P_{GFV}	Potência entregue pelo gerador fotovoltaico	kW
P_{PV}	Potência instalada do subsistema fotovoltaico	kW
T_a	Temperatura ambiente	°C
$T_{c,STC}$	Temperatura de operação da célula na STC	°C
T_c	Temperatura de operação da célula fotovoltaica	°C
T_{ge}	Temperatura dos gases de exaustão	°C
V_{med}	Velocidade média anual dos ventos	m/s
a_{cs}	Parâmetro do ângulo de incidência circunsolar no plano do arranjo	-
b_{cs}	Parâmetro do ângulo de incidência circunsolar no plano horizontal	-
f_{FV}	Fator de redução de potência por perdas não relacionadas a temperatura	kJ/kg
h_{ar}	Entalpia do ar	kJ/kg

h_{pico}	Horas de sol a pico	horas
Π_g	Indicador de poluição	$kgCO_2/MJ$
α_p	Coeficiente de temperatura	%/°C
η_b	Eficiência da bateria	-
η_{conv}	Eficiência média de conversão	-
η_{el}	Eficiência elétrica	-
η_i	Eficiência do inversor	-
η_t	Rendimento térmico do motor de combustão interna para produção de água quente	-
θ_b	Ângulo de incidência da irradiação direta no plano do arranjo fotovoltaico	°
θ_z	Ângulo solar zenital	°
ρ_{ar}	Massa específica do ar	kg/m^3
ρ_g	Refletância do solo	-
A	Área transversal ao fluxo de ar do aerogerador	m^2
E	Energia elétrica anual gerada	kWh/ano
G	Irradiação solar	kW/m^2
H	Horas de operação da planta	horas
N	Número contínuo de dias nublados	dias
R	Receita anual esperada	US$/ano
V	Velocidade instantânea do vento	m/s
c	Parâmetro de escala – distribuição de Weibull	-
f	Fator de anuidade	1/ano
i	Taxa de juros	%
k	Parâmetro de forma – distribuição de Weibull	-
k	Período de retorno do investimento	anos
m	Fluxo mássico	kg/s
β	Ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico em relação à horizontal	°
γ	Ângulo azimutal	°
δ	Declinação solar magnética	°
ε	Eficiência ecológica da planta	-

σ	Parâmetro da distribuição de Rayleigh	-
ψ	Latitude	°
ω	Ângulo horário	°

LISTA DE ABREVIAÇÕES

CMCIG	Conjunto Motor a Combustão Interna e Gerador
EEZ	Edificação de Energia Zero
FV	Fotovoltaico
GHI	Irradiação horizontal global
IHD	Irradiação horizontal difusa
IND	Irradiação normal direta
LCA	*Life Cycle Analysis*
MCI	Motor de combustão interma
POA	Plano do arranjo fotovoltaico
SHGE	Sistema Híbrido de Geração de Energia
UASB	*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*

LISTA DE SUBSCRITOS

ar	Ar
B	Irradiação horizontal direta
comb	Combustível
ge	Gases de exaustão
$\boldsymbol{BIO}$	CMCIG operando com Biogás
$\boldsymbol{Bn}$	Irradiação normal direta
$\boldsymbol{D}$	Irradiação horizontal difusa
$\boldsymbol{EOL}$	Gerador Eólico
$\boldsymbol{FV}$	Gerador Solar Fotovoltaico
$\boldsymbol{SHGE}$	Sistema Híbrido de Geração de Energia
$\boldsymbol{T}$	Turbina Eólica
$\boldsymbol{TB}$	Irradiação direta no plano do arranjo fotovoltaico
$\boldsymbol{TD}$	Irradiação difusa no plano do arranjo fotovoltaico
$\boldsymbol{TG}$	Irradiação no plano do arranjo fotovoltaico refletida pelo solo

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 21
1.1 OBJETIVO 24
1.1.1 Caso 1 – SHGE *on-grid*: Edifício Urbano 24
1.1.2 Caso 2 – SHGE *on-grid*: Propriedade Rural 24
1.1.3 Caso 3 – SHGE *off-grid*: Propriedade Rural 24
2 EDIFICAÇÕES DE ENERGIA ZERO 26
3 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA 31
3.1 ENERGIA SOLAR 32
3.2 ENERGIA EÓLICA 36
3.3 BIOGÁS 40
3.4 CONVERSÃO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA 45
4 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA 47
4.1 ANÁLISE ENERGÉTICA 48
4.1.1 Geração Fotovoltaica 48
4.1.2 Geração Eólica 51
4.1.3 MCI operando com Biogás 53
4.1.4 Conversão e Armazenamento 56
4.2 ANÁLISE ECONÔMICA 57
4.3 ANÁLISE AMBIENTAL 60
4.4 OTIMIZAÇÃO DO SHGE 63
5 RESULTADOS 66
5.1 AVALIAÇÃO DOS RECURSOS SOLARES 66
5.2 AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS 67
5.3 BALANÇO ENERGÉTICO DOS MODELOS DE CMCIG 69
5.4 CASO 1 – SHGE *ON-GRID*: EDIFÍCIO URBANO 70
5.5 CASO 2 – SHGE *ON-GRID*: PROPRIEDADE RURAL 72
5.6 CASO 3 – SHGE *OFF-GRID*: PROPRIEDADE RURAL 74
6 CONCLUSÕES 77
REFERÊNCIAS 80
ANEXO A - ÂNGULO SOLAR ZENITAL E ÂNGULO DE INCIDÊNCIA DA IRRADIAÇÃO DIRETA NO POA 87

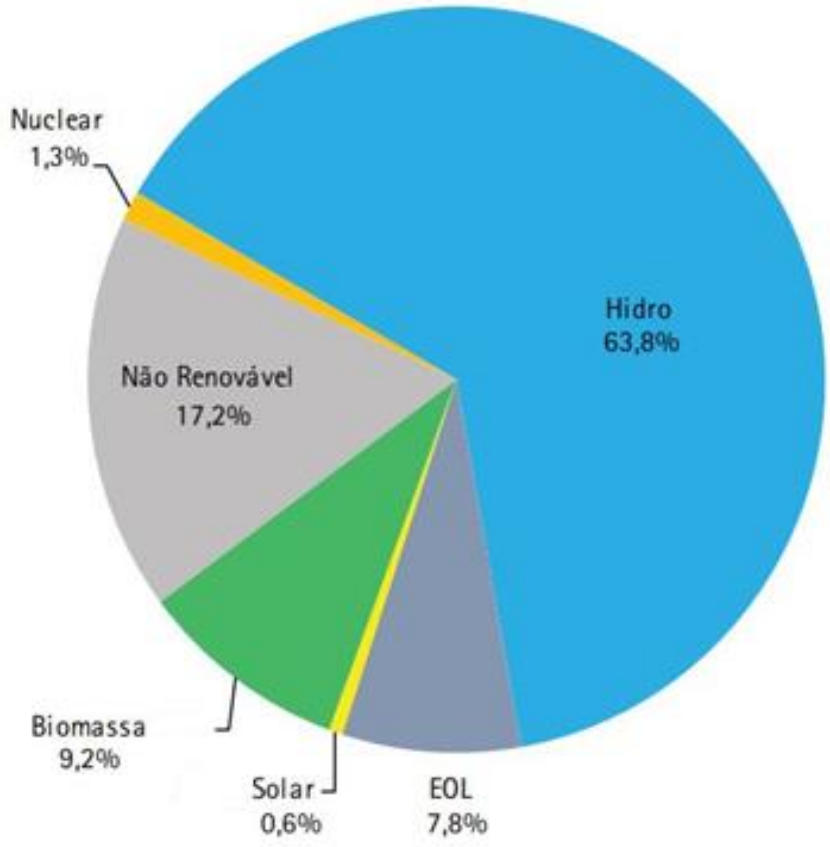
ANEXO B – PARÂMETROS REFERENTES AO MODELO DE PEREZ 89
ANEXO C – PESQUISA DE MERCADO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 91
ANEXO D – PESQUISA DE MERCADO DE TURBINAS EÓLICAS 91
ANEXO E - PESQUISA DE MERCADO DE MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA E GERADOR A BIOGÁS 92
ANEXO F - PESQUISA DE MERCADO DE BATERIAS 93
ANEXO G - PESQUISA DE MERCADO DE INVERSORES 95
ANEXO H - CUSTO DE INVESTIMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 97
ANEXO I - CUSTO DE INVESTIMENTO DE TURBINAS EÓLICAS 98
ANEXO J - CUSTO DE INVESTIMENTO DE GRUPOS GERADORES A BIOGÁS 100

1 INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas alertam para a necessidade do desenvolvimento sustentável, incluindo técnicas aplicadas na construção residencial e novos hábitos que enfrentam a redução da degradação ambiental. Os investimentos em energia renovável estão aumentando constantemente. Em 2015, o investimento global no setor atingiu seu valor recorde de US$ 285,9 bilhões, de acordo com o *Global Status Report* (SAWIN, 2016).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, mais de 70% da eletricidade produzida no Brasil é de origem renovável (EPE, 2018). A Figura 1 apresenta a participação das fontes na capacidade instalada do país, sendo a mais participativa a fonte hidráulica com mais de 60% de participação, enquanto a eólica atinge valor próximo a 8% e fontes de biomassa 9,2%. A fonte solar ainda tem presença não expressiva no cenário nacional, com menos de 1% de participação na produção de energia elétrica.

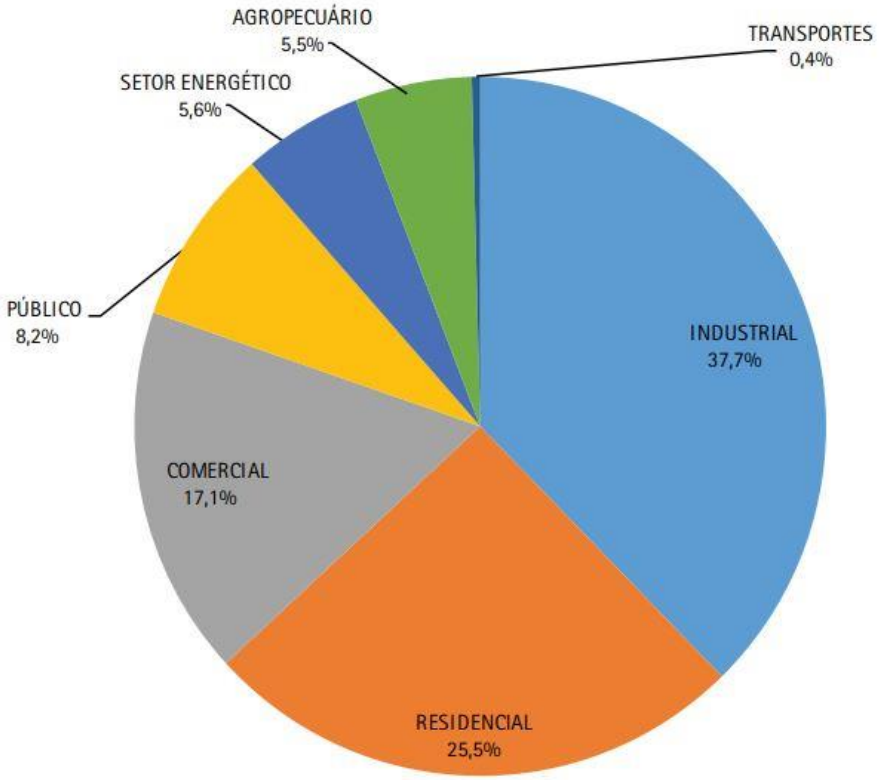
Figura 1. Participação de fontes de energia na capacidade instalada



Fonte: EPE (2018).

Em relação aos setores consumidores, destacam-se os setores industrial e residencial que são responsáveis pelo consumo de 37,7% e 25,5%, respectivamente, do total de energia elétrica produzida no país. O setor comercial aparece em terceiro lugar, com aproximadamente 17% do consumo, como observa-se na Figura 2.

Figura 2. Participação setorial no consumo de eletricidade



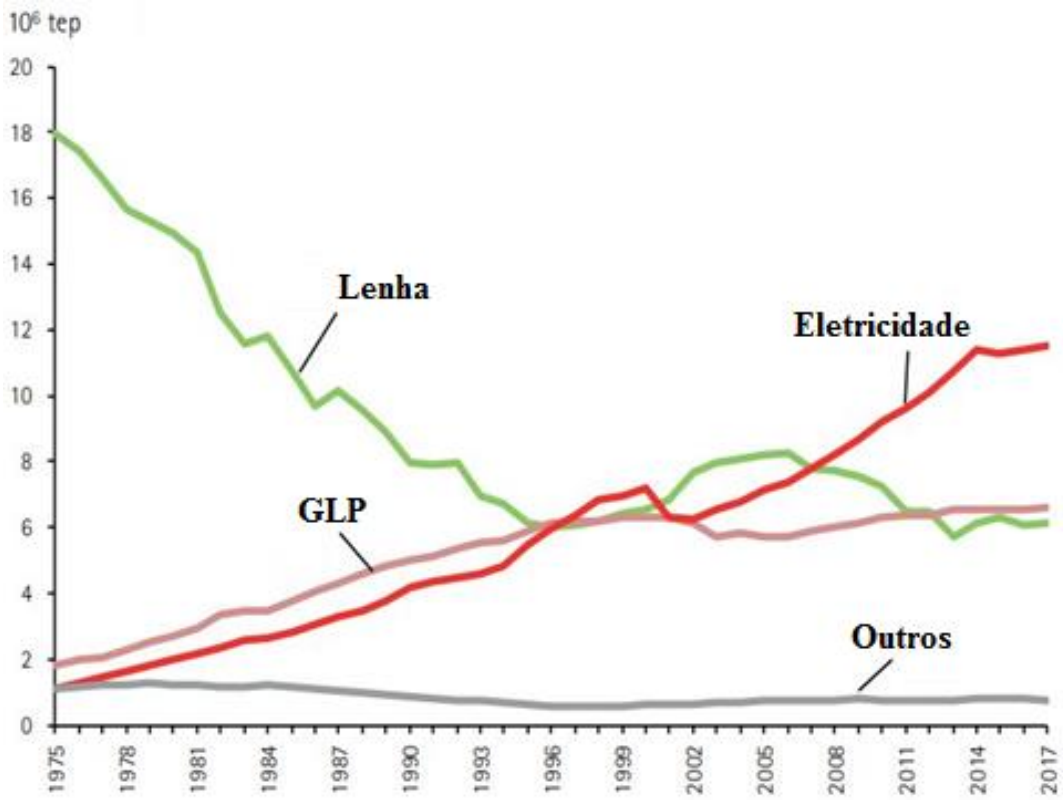
Fonte: EPE (2018).

Responsável pelo consumo de aproximadamente 25% do total de eletricidade gerada, o setor residencial aumentou significativamente o consumo de energia elétrica nas últimas décadas. Segundo Davis e Gertler (2015), o aumento do consumo de eletricidade em países de baixa e média renda deve-se em parte à utilização de aparelhos condicionadores de ar devido às elevações de temperatura que o planeta vem apresentando, além de também estar relacionado ao aumento da renda per capita da população.

De acordo com Al-mulali et al. (2014), no estudo que analisa os impactos na economia de países latino-americanos do uso de energias renováveis e não-renováveis, o aumento do consumo de eletricidade de fonte renovável permite maior crescimento econômico do que o de eletricidade não-renovável. Além de mitigar os efeitos do aquecimento global, há maior segurança energética em depender menos dos combustíveis fósseis.

A Figura 3 ilustra o consumo final de energia no setor residencial a partir de diversas fontes em unidades de toneladas equivalente de petróleo (tep), expondo o aumento do consumo de eletricidade no Brasil nas últimas quatro décadas e a diminuição da utilização da lenha, que por décadas foi a fonte energética mais utilizada.

Figura 3. Consumo final de energia no setor residencial



Fonte: Adaptado de EPE (2018).

Reddy et al. (2016) apresentam o conceito Bio-CPV (do inglês: biogas-concentrated photovoltaic) como a aplicação de energias renováveis em sistemas híbridos que integram bioenergia, energia fotovoltaica e hidrogênio como fonte energética para propriedades rurais. Sistemas CPV funcionam como fontes primárias de energia térmica e elétrica; a eletricidade produzida é armazenada em baterias e também utilizada para a produção de hidrogênio. Concomitantemente, o biogás produzido a partir da decomposição anaeróbia de matéria orgânica é coletado e armazenado, sendo posteriormente enriquecido com metano (CH_4) pela adição do hidrogênio produzido, melhorando assim a combustão do biogás como combustível.

Ribeiro et al. (2016) demonstram que variações nos parâmetros localização, área e forma do terreno podem influenciar a geração de energia de fontes renováveis de pequena e média

escala. Um mesmo sistema eólico pode apresentar variação de mais de 300% na produção de energia dependendo na cidade no qual é instalado.

1.1 OBJETIVO

O objetivo do trabalho é a análise energética, econômica e ambiental de configurações de sistemas híbridos de geração de energia (SHGE) para o fornecimento de energia elétrica a propriedades rurais e edifícios urbanos. Os SHGE são compostos pelas fontes renováveis solar, eólica e biogás.

1.1.1 Caso 1 – SHGE *on-grid*: Edifício Urbano

No Caso 1, um SHGE *on-grid* é proposto para fornecer energia elétrica a uma edificação residencial considerando conexão com a rede elétrica local e, portanto, sem o armazenamento de energia. Considera-se o fornecimento de biogás de origem de aterros sanitários municipais.

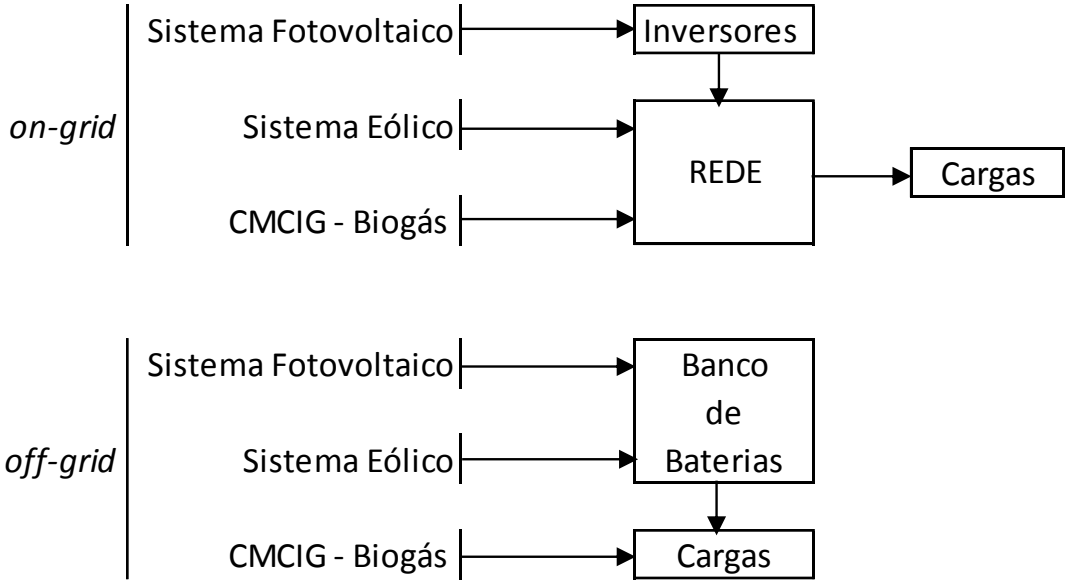
1.1.2 Caso 2 – SHGE *on-grid*: Propriedade Rural

No Caso 2, um SHGE *on-grid* é proposto para fornecer energia elétrica a uma propriedade rural com conexão com a rede elétrica local. Considera-se que o biogás é produzido no local através da biodigestão anaeróbica de matéria orgânica.

1.1.3 Caso 3 – SHGE *off-grid*: Propriedade Rural

O Caso 3 é análogo ao Caso 2, porém com a inclusão de sistema de armazenamento de energia devido à ausência de rede elétrica local. Toda a energia gerada pelos sistemas fotovoltaico e eólico é armazenada em um banco de baterias para autossuficiência energética. A Figura 4 é uma representação esquemática das configurações *on-grid* e *off-grid* estudadas.

Figura 4. Representação esquemática das configurações de SHGE on-grid e off-grid



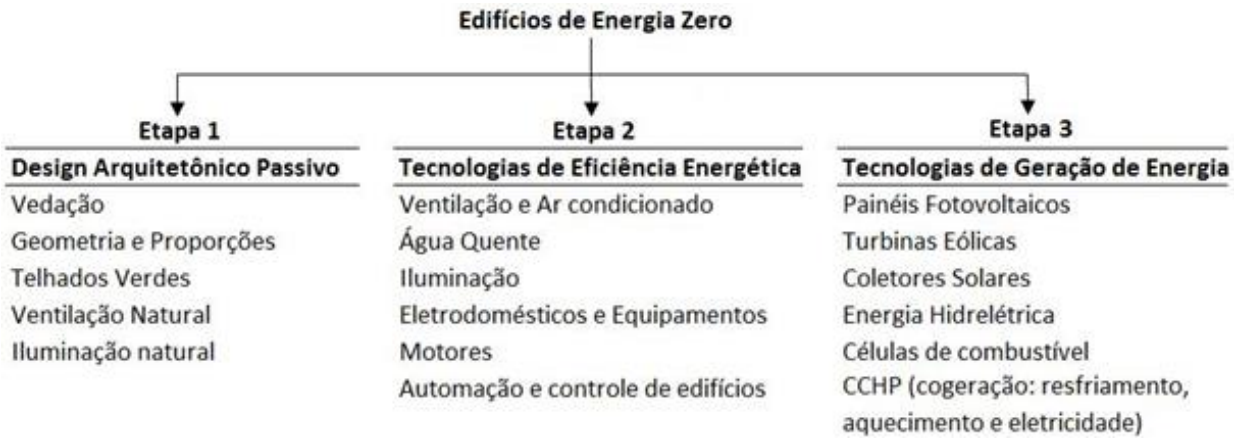
Fonte: Elaboração própria

2 EDIFICAÇÕES DE ENERGIA ZERO

Com os crescentes investimentos em energias renováveis e novos conceitos de edifícios energeticamente eficientes, este capítulo trata dos edifícios de energia zero (*Zero Energy Buildings*) e abordagens semelhantes para estratégias de design passivo, tecnologias de eficiência energética e tecnologias de geração de energia aplicados à edifícios. Segundo Lu et al. (2015), um edifício de energia zero (EEZ) pode ser comumente definido como o edifício em que o consumo anual de energia é equilibrado com sua geração anual. Segundo os autores, os sistemas de geração de energia mais utilizados em EEZ ao redor do mundo são os sistemas fotovoltaicos, termosolares e geotérmicos.

O projeto de edifícios de energia zero pode ser divido em três etapas: Design Arquitetônico Passivo, Tecnologias de Eficiência Energética e Tecnologias de Geração de Energia. A Figura 5 ilustra as três etapas para o projeto destas construções e algumas de suas técnicas utilizadas sendo que, segundo Lu et al. (2015), a nível mundial, destaca-se a geração de energia fotovoltaica em edifícios residenciais e comerciais.

Figura 5. Principais elementos de design de Edifícios de Energia Zero



Fonte: Adaptado de Lu et al. (2015).

Segundo Pinheiro (2018), EEZ necessariamente devem ser projetados para consumir menos energia do que edificações tradicionais para receberem esta classificação. Para o balanço energético ser considerado nulo, deve-se considerar além da geração no local, a importação de energia da rede elétrica quando a geração não atende a demanda energética. Para reduzir o consumo energético das edificações, diversas tecnologias de arquitetura passiva podem ser aplicadas, como por exemplo, os telhados verdes.

Estudos mostram que sistemas fotovoltaicos apresentam melhor rendimento quando instalados sobre telhados verdes. Hui e Chan (2011) verificaram que as menores temperaturas superficiais da cobertura verde ocasionam o aumento de produção de eletricidade. Em um estudo experimental com utilização de plantas de espécies suculentas e painéis FV, a situação integrada FV-telhado verde apresentou um aumento de 4,3% na produção de energia elétrica quando comparado com um sistema FV instalado sobre laje convencional, visto que a temperatura superficial da situação integrada foi de 5 a 11°C menor. Além disso, segundo Chemisana e Lamnatou (2014), a integração FV-telhado verde (Figura 6) apresenta diversos benefícios (ecológicos e econômicos) especialmente em regiões de clima quente, sendo que as vantagens deste sistema integrado são mais significantes nos meses quentes do verão.

Figura 6. A integração FV-telhado verde

Fonte: Hui; Chan (2011).

Além disso, análises recentes comparam fatores que afetam o desempenho de sistemas FV quando integrados a telhados verdes, considerando diferentes locais entre os Estados Unidos, Alemanha, Espanha e China (LAMNATOU; CHEMISANA, 2015). O desempenho dos painéis FV depende de múltiplos fatores, sendo alguns deles a espécie da planta, condições climáticas locais, evapotranspiração e albedo, que é a medida da radiação solar que é refletida da superfície adjacente para os painéis.

Foustalieraki et al. (2017) mostram os benefícios dos telhados verdes quanto o consumo de energia de um edifício. Segundo os autores, o consumo energético diminui em torno de 15% devido às propriedades de isolamento térmico do telhado verde. Durante meses de inverno há aumento da temperatura interna do edifício (de 0,1 a 0,7°C) enquanto que no verão o interior apresenta redução de temperatura em até 1,1°C, principalmente no pavimento mais próximo da cobertura.

Diversos autores realizaram experimentos com a integração de painéis fotovoltaicos e tipos variados de telhados. As comparações levam em conta espécies de plantas com características diferentes das folhas como tamanho e tonalidade, observadas nas espécies suculentas *Sedum clavatum* e *Gazania rigens*. A Tabela 1 resume os resultados obtidos em estudos experimentais e modelagens sobre o desempenho da integração FV-telhado verde em comparação com sistemas instalados em outros tipos de telhados.

Tabela 1. Comparação de diferentes integrações entre FV e tipos de telhados

Região	**Tamanho do sistema**	**Período considerado**	**Espécie de Planta**	**Aumento na produção**	**Sistemas comparados**
Hong Kong, China	Grande escala	Dia ensolarado de verão, 11h - 14h	Sedum	4,30%	FV-telhado verde vs. FV-laje
Nova York, EUA	Grande escala	Junho	variedades de Sedum	2,56%	FV-telhado verde vs. FV-cascalho
Lleida, Espanha	Pequena escala	Junho - Julho	Gazania rigens, Sedum clavatum	1,29% (G. rigens), 3,33% (S. clavatum)	FV-telhado verde vs. FV-cascalho
Pittisburg, EUA	Grande escala	Julho	Musgos	0,50%	FV-telhado verde vs. FV-superfície preta

Fonte: Adaptado de Lamnatou; Chemisana (2015).

Eksi et al. (2017) analisaram o efeito do tipo de substrato e de vegetação nas propriedades térmicas dos telhados verdes sob a influência das variações das estações do ano. Como uma comparação relevante com o clima predominante no Brasil (verões quentes), os autores afirmam que quando a vegetação e o substrato são expostos a altas temperaturas durante o dia, a radiação do calor durante a noite é maior do que em climas mais frios. Devido aos resultados

que mostram os benefícios das regulamentações térmicas, os autores concluem que os telhados verdes melhoram a eficiência energética dos edifícios em relação aos telhados padrões.

Pode-se concluir que os telhados verdes são alternativas atrativas para os setores de construção e energia, proporcionando não apenas benefícios internos para o edifício, como isolamento acústico e regulação térmica que melhoram a eficiência energética da construção, mas também benefícios para o meio ambiente graças ao estabelecimento de novas áreas verdes.

O arranjo integrado com sistemas FV pode resultar em aumentos de geração de energia elétrica. Em todos os estudos específicos mencionados anteriormente, evidencia-se que espécies de plantas suculentas foram as que proporcionaram aumento mais significativo na geração de eletricidade. Suas características como folhas de cor clara (albedo superior), raízes curtas (camada solo-planta menor) e baixa altura (módulos fotovoltaicos sem sombra) fazem da espécie uma escolha adequada para um telhado verde extensivo integrado ao sistema fotovoltaico.

No estudo da implantação das energias fotovoltaica e eólica em edifícios, Ruiz (2016) identifica as categorias de demanda elétrica em edificações residenciais de acordo com a classe social. A Tabela 2 contém os valores de consumo de eletricidade (kWh) para residências de famílias de baixa, média e alta renda, bem como o total de demanda de energia elétrica para edifícios multifamiliares, que inclui as necessidades energéticas para bombeamento de água, iluminação de área comum e elevadores, considerando um edifício de 10 pavimentos e 4 apartamentos por andar.

Tabela 2. Consumo mensal médio de eletricidade por apartamento e total do edifício

Nível de renda	**Consumo por residência (kWh/mês)**	**Consumo do edifício (kWh/mês)**
Baixa	80	5361,06
Média	250	14037,19
Alta	400	21789,33

Fonte: Ruiz (2016).

Roberts (2012) destaca a importância de se conhecer o perfil da carga para o dimensionamento de SHGE, visto que os equipamentos que demandam eletricidade podem estar ligados ou desligados, o comportamento do consumo de energia elétrica varia ao longo do dia e consequentemente ao longo do ano. Num país de clima quente como o Brasil, o maior

consumo de energia elétrica se dá em meses de verão (ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2018).

Os EEZ podem, portanto, apresentar integrações entre tecnologias passivas de design arquitetônico e tecnologias de geração de energia. Os edifícios podem estar conectados à rede elétrica local ou então em situação isolada, quando há necessidade do armazenamento de energia. As próximas seções deste trabalho discorrem sobre as situações de conexão na rede (*on-grid*) e sistemas isolados (*off-grid*).

A resolução normativa n. 687/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017) regulamenta a utilização de energias renováveis para eletrificação residencial em sistemas conectados à rede. O critério de compensação de energia garante que quando a eletricidade exportada supera a importada da rede o consumidor/fornecedor tem direito a crédito (em kWh) que poderá ser usado dentro do período de 60 meses.

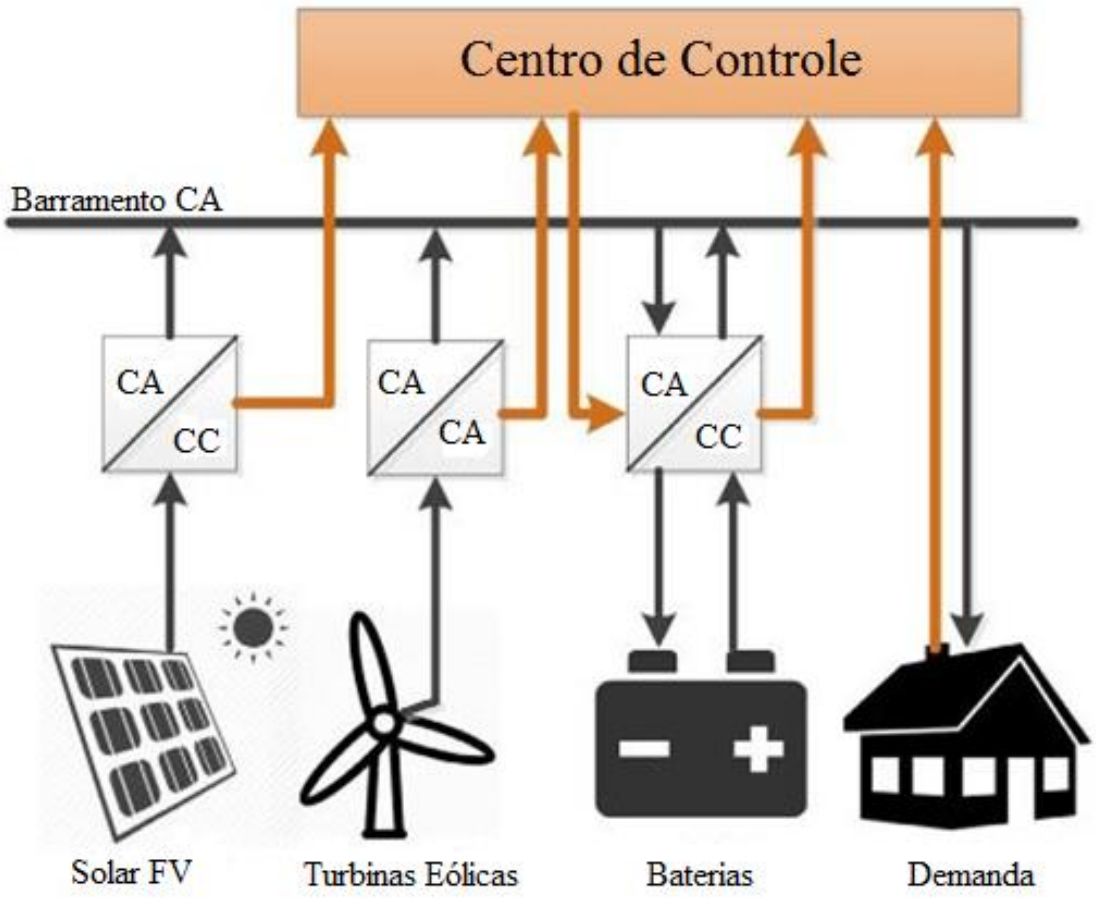
Por outro lado, edificações isoladas devem ser autossuficientes, ou seja, a geração de energia deve ser suficiente para atender toda a demanda energética da construção. Em relação aos equipamentos das plantas geradoras, a principal diferença em relação aos sistemas conectados à rede é que sistemas *off-grid* devem apresentar um conjunto de equipamentos para o armazenamento de energia, dentre eles o banco de baterias e os controladores de carga.

Segundo Yang et al. (2018), um ponto crucial no dimensionamento de baterias para sistemas de geração de energia é a determinação do tamanho das baterias devido ao seu alto custo de investimento. Os autores analisaram indicadores financeiros, técnicos e híbridos, ou seja, que consideram ambos os indicadores no mesmo estudo, concluindo que existe uma tendência na utilização de algoritmos genéticos para a otimização do dimensionamento de baterias combinando abordagens heurísticas com outras técnicas.

3 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Sistemas híbridos de geração de energia (SHGE) são utilizados para o aproveitamento de diferentes recursos renováveis como solar, eólico e bioenergia locais visando a geração de energia. Segundo Roberts (2012), tais sistemas são compostos por fontes energéticas renováveis que produzem eletricidade de acordo com a disponibilidade de recursos renováveis no local, por isso a necessidade de motores à combustão para suprir períodos de escassez. A Figura 7 ilustra uma configuração de SHGE *off-grid*, com participação das fontes solar e eólica, e da utilização de um banco de baterias para armazenamento de energia.

Figura 7. Configuração de SHGE off-grid



Fonte: Yang et al. (2018).

Ao analisar a configuração do SHGE, nota-se que se deve levar em consideração se o equipamento opera em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC). Nota-se que painéis

FV precisam de inversores de corrente, para conversão da CC da energia gerada para as cargas, em CA.

Existem duas estratégias de operação de SHGE mais utilizadas, sendo elas a de Seguimento da Demanda (SD) e a estratégia de operação de Ciclo de Carga (CC). Na primeira, as baterias são carregadas apenas com as fontes renováveis do SHGE solar e eólica, e um grupo moto-gerador é acionado apenas para suprir a energia de demanda faltante. A estratégia CC difere-se da SD pois utilizada tanto as fontes solares e eólicas quanto o grupo gerador para o carregamento do banco de baterias (ROBERTS, 2016).

Diversos softwares são utilizados para a modelagem e otimização de SHGE tais como HOMER, HYBRID 2, HOGA e TRNSYS. De maneira geral, a otimização de sistemas híbridos se dá pela minimização do valor presente líquido (NPC: *Net Present Cost*), ou pela minimização do custo nivelado de energia (*LCE*: *Levelized Cost of Energy*), quando se divide o custo total do sistema híbrido pelo total de energia elétrica gerada por ele (BERNAL-AGUSTÍN; DUFO-LÓPEZ, 2009).

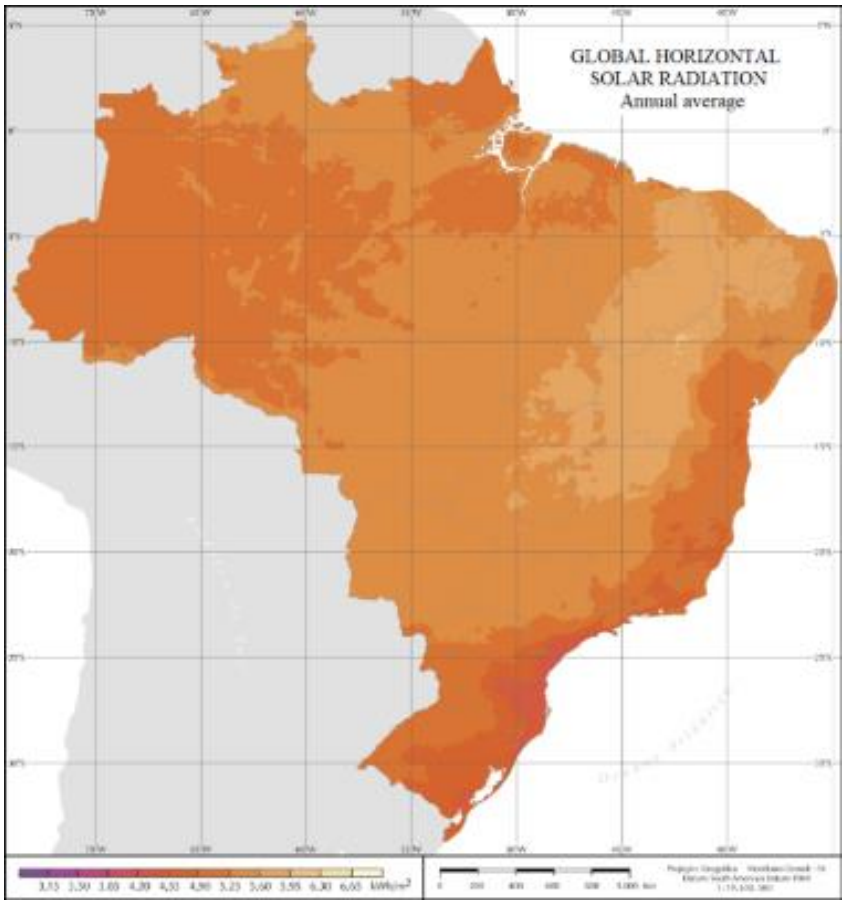
Denomina-se otimização como o procedimento matemático para determinar a alocação ideal de recursos escassos (BAKER, 2006). Processos de otimização lineares e não-lineares requerem grandes quantidades de cálculos e interações matemáticas, portanto é comum a utilização de softwares para a resolução de problemas mais complexos e que levam mais tempo para encontrar a solução ótima. Um exemplo é o software LINGO, que realiza interações para atender uma função objetivo de minimização ou maximização.

Visto isso, as próximas seções deste trabalho discorrem sobre as fontes renováveis de energia solar, eólica e biogás, que são as fontes de energia consideradas para geração de eletricidade nos SHGE propostos neste estudo.

3.1 ENERGIA SOLAR

O Brasil está bem localizado para utilização da energia solar fotovoltaica (FV), sendo que os valores médios de irradiação incidente no país (1500 – 2500 kWh/m²) são maiores que as médias de países europeus como Alemanha (900 – 1250 kWh/m²) e Espanha (1200 – 1850 kWh/m²) conforme ilustrado na Figura 8 (PEREIRA et al., 2017).

Figura 8. Média anual da irradiação global horizontal diária



Fonte: Pereira et al. (2017).

No estudo sobre a implantação desta tecnologia no Brasil, Silveira et al. (2013) afirmam que sistemas FV são caracterizados pela alta confiabilidade e baixa manutenção, com os elevados custos iniciais geralmente compensados pelo baixo custo operacional. Um típico sistema consiste em módulo FV (superfície onde incide a energia solar), controladores de carga e baterias quando não conectado à rede. Segundo os autores, a viabilidade econômica destes sistemas depende principalmente do custo de aquisição dos componentes (US$/Wp) e do preço da tarifa local de energia elétrica, determinando que o período de retorno de sistemas conectados ou isolados à rede pode variar de 7 a 10 anos.

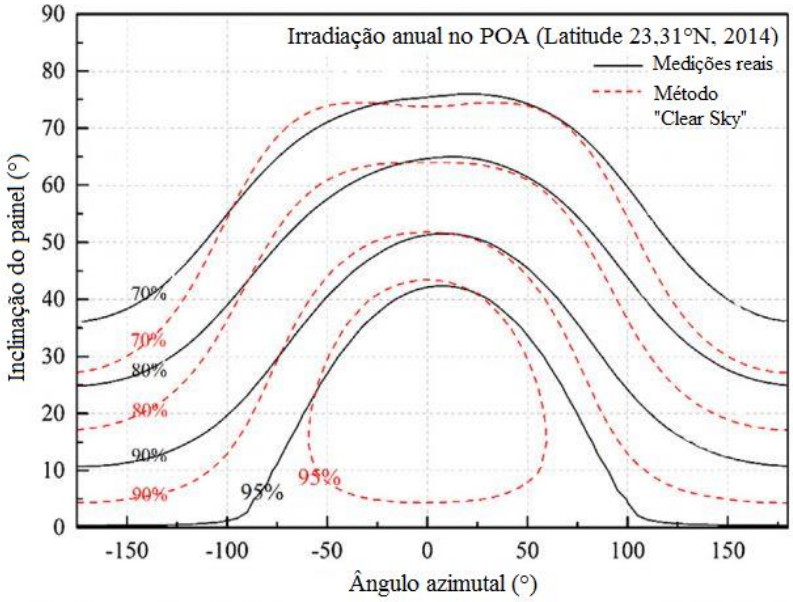
Em sistemas FV fixos, a irradiação solar que incide no plano do arranjo fotovoltaico (POA) é determinante na geração de energia elétrica. Em relação à irradiação incidente, os autores Chen et al. (2018) apresentam modelo para determinação do POA recomendado ao local de instalação do sistema FV. Com este modelo é possível estimar os valores de irradiação normal direta (IND) e de irradiação horizontal difusa (IHD). A irradiação horizontal global

(GHI), que é comumente o dado de entrada para dimensionamentos de sistemas FV, é composto pelas duas irradiações: difusa e direta.

Considerando uma instalação FV fixa sobre um telhado, dois ângulos são determinantes na quantidade de irradiação solar que incide no POA. Sendo eles a inclinação do módulo em relação à horizontal e o ângulo azimutal, que é o deslocamento do módulo em relação ao norte. Santos e Rüther (2014) e Chen et al. (2018) estudaram a influência de variações destes ângulos (inclinação e azimute) na geração anual de energia elétrica. Quando divide-se a irradiação de um POA qualquer pela máxima irradiação que incide no local, tem-se uma porcentagem que representa o aproveitamento do recurso solar disponível.

O gráfico da Figura 9 apresenta a região de geração 95% para uma latitude de 48,32° N, onde é comparado o método denominado *Clear-sky* (tradução livre: céu-limpo) com dados reais medidos para um ano. Este método é utilizado para a estimativa de irradiação em todos os planos possíveis para a instalação de um módulo FV, considerando as parcelas de irradiação direta, difusa e refletida pelo solo em condições ideais do tempo, ou seja, considerando céu limpo e sem nuvens. É possível encontrar a região na qual diversas combinações entre ângulo de inclinação do painel e ângulo azimutal resultam na região de 95% de geração, sendo que a porcentagem indicada é obtida quando se faz a razão entre a irradiação no POA de certa combinação inclinação-ângulo azimutal pela máxima irradiação dentre todas as combinações de POA possíveis.

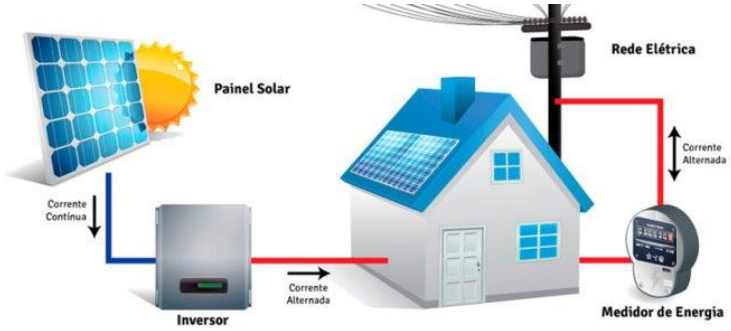
Figura 9. Irradiação no POA: comparativo entre medições reais e método *Clear Sky*



Fonte: Chen et al.(2018).

Em instalações FV fixas, é de extrema importância definir corretamente os ângulos de instalação do módulo FV (inclinação e azimute). A Figura 10 ilustra uma instalação FV conectada a rede elétrica local e os equipamentos que compõem o sistema, tais como painel solar, inversor e medidor de energia, responsável pela medição do fluxo bidirecional de energia elétrica, numa situação *on-grid* onde pode haver tanto a exportação quanto a importação de energia elétrica.

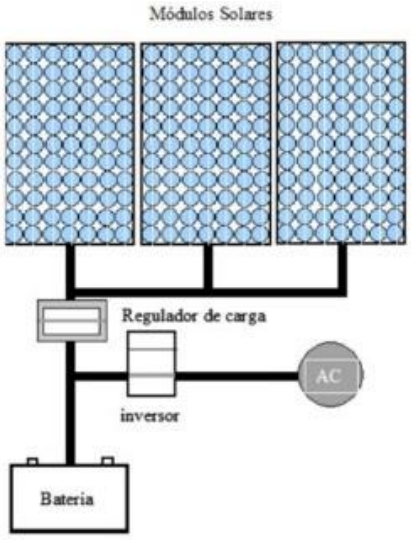
Figura 10. Configuração de um sistema FV on-grid



Fonte: Limersol (2018).

Já em regiões isoladas, o sistema FV é composto com um banco de baterias que podem ser dimensionadas para ter autonomia de períodos de tempo que variam a cada projeto. Um esquema de sistema FV *off-grid* é apresentado por Castro e Silveira (2017), como pode ser observado na Figura 11.

Figura 11. Configuração de um sistema FV off-grid



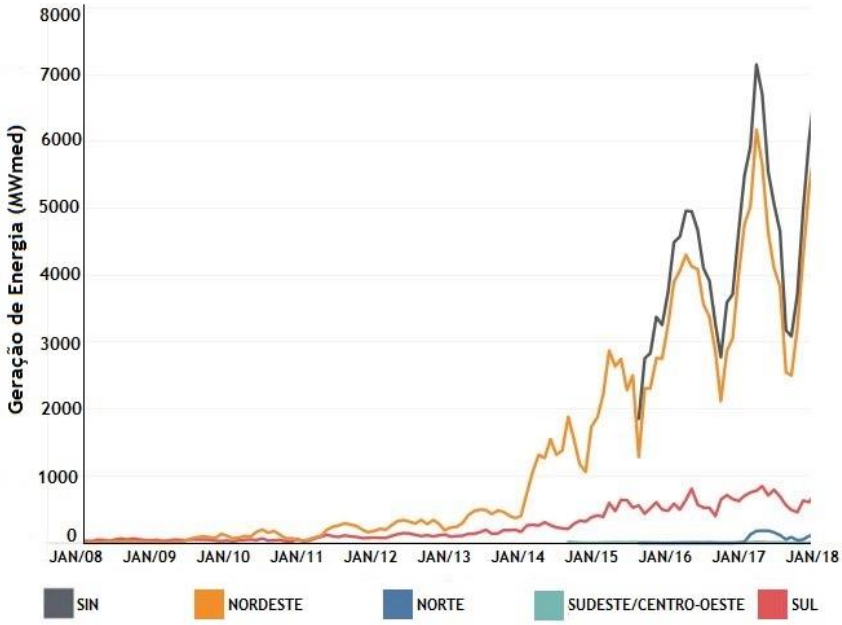
Fonte: Castro; Souza; Silveira (2017).

3.2 ENERGIA EÓLICA

Rossi et al. (2017) observam que uma das primeiras fontes de energia usada pelos homens foi a dos ventos, evidenciado pela propulsão dos primeiros barcos à vela e dos antigos moinhos de vento, que surgiram séculos atrás na Mesopotâmia. A energia eólica no Brasil vem se destacando, de acordo com o Balanço Energético Nacional publicado em 2018, a produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou aproximadamente 42,4 GWh em 2017, o que representa um aumento de 26,5% em relação ao ano interior (EPE, 2018). Aproximadamente 6,15% da matriz energética brasileira é de energia eólica, ocupando o 3º lugar na geração nacional (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016)

De acordo com o histórico de operação divulgado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a energia eólica cresceu significativamente na última década. A Figura 12 ilustra o histórico da geração de energia a partir de fonte eólica no Brasil por cada região e o total do SIN nos últimos 10 anos. Nota-se a expressiva produção da região Nordeste, frente às outras regiões do país.

Figura 12. Histórico de geração de energia eólica por região e total do SIN



Fonte: ONS (2018).

A geração de eletricidade a partir do vento se dá pela utilização de turbinas eólicas, ou também denominados aerogeradores. Esses equipamentos transformam a energia cinética dos ventos em energia mecânica graças às pás aerodinâmicas. O movimento do eixo, acoplado a

um gerador elétrico, transforma a energia mecânica em energia elétrica (ROBERTS, 2012).

As turbinas eólicas podem ser classificadas quanto ao eixo de rotação (vertical ou horizontal), bem como ao diâmetro do rotor e da potência nominal. A Tabela 3 expõe classificações de turbinas eólicas e a suas possíveis aplicações.

Tabela 3. Classificação de turbinas eólicas e suas aplicações

	Micro	**Mini**	**Doméstica**	**Comercial**	**Média**	**Grande**
Diâmetro do rotor (m) e Potência Nominal (kW)	(0,5 - 1,25) (0,004 - 0,25)	(1,25 - 3) (0,25 - 1,4)	(3 - 10) (1,4 - 16)	(10 - 20) (16 - 100)	(20 - 50) (100 - 1000)	(50- 100) (1000 - 3000)
Aplicações	Residências, fazendas, aplicações remotas			Sistemas Híbridos, Geração Distribuída		Parques eólicos, Geração Distribuída

Fonte: Adaptado de Kumar; Raahemifar; Fung (2018) e Roberts (2012).

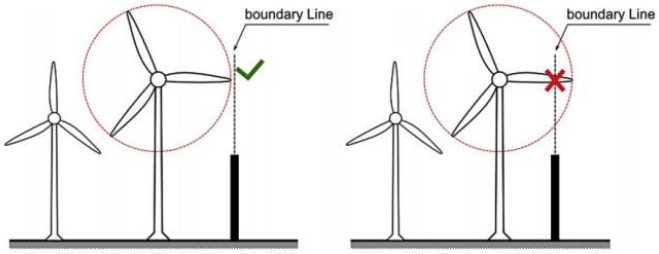
Turbinas eólicas de eixo vertical podem gerar eletricidade a partir de baixas velocidades de partida, bem como de ventos de qualquer direção. Segundo Kumar et al. (2018), turbinas de eixo vertical são mais silenciosas que as de eixo horizontal, mais leves e podem ser facilmente integradas à edifícios. Já as turbinas de eixo horizontal são consideradas mais tradicionais devido a semelhança aos antigos moinhos. Este segundo tipo de turbina eólica geralmente é instalado em terrenos abertos e em torres elevadas para se beneficiar dos ventos mais fortes e constantes de alturas maiores (KUMAR et al., 2018). A Figura 13 ilustra os dois tipos de turbinas eólicas de eixo vertical e horizontal.

Figura 13. Turbinas eólicas de eixo vertical (A) e eixo horizontal (B)

Fonte: Adaptado de Ruiz (2016).

Os principais parâmetros que influenciam o arranjo de turbinas eólicas de eixo horizontal são o diâmetro das lâminas da turbina, a distância entre turbinas e a direção predominante dos ventos. Além disso, para a geração de energia elétrica em pequena escala, as pás eólicas não devem exceder os limites do local onde estão instaladas (RIBEIRO; AROUCA; COELHO, 2016), conforme observa-se na Figura 14.

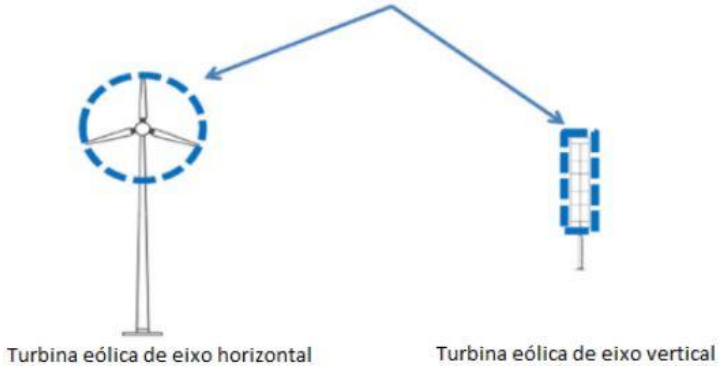
Figura 14. Posicionamento de turbinas eólicas de eixo horizontal



Fonte: Ribeiro; Arouca; Coelho (2016).

Os principais fatores para a geração de eletricidade de fonte eólica são a área transversal do aerogerador e a velocidade do vento no local. Dadas suas diferenças aerodinâmicas, a Figura 15 destaca as áreas transversais de cada tipo de turbina, de eixo vertical e eixo horizontal, utilizadas para o cálculo de potência elétrica gerada (RUIZ, 2016).

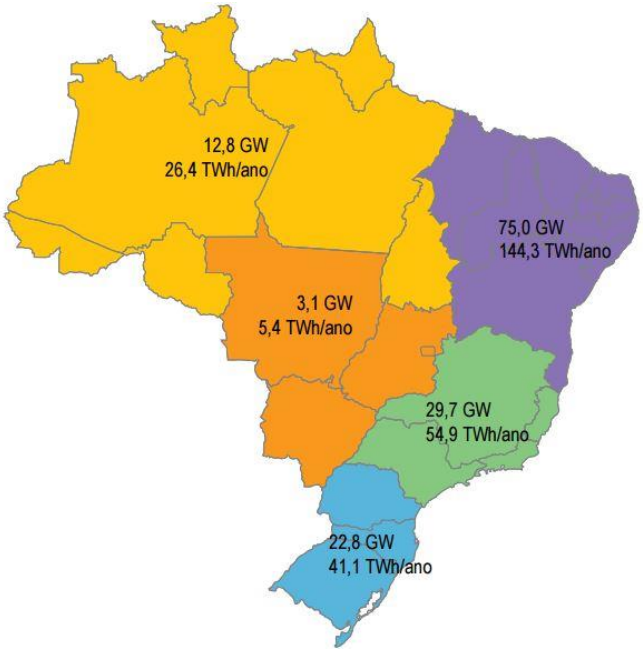
Figura 15. Área transversal dos aerogeradores de eixo vertical e horizontal



Fonte: Adaptado de Ruiz (2016).

Dessa forma, para a implantação de parques eólicos ou plantas geradoras residenciais, é essencial que seja conhecido o potencial eólico da região onde será instalada a central geradora de energia. O potencial eólico de geração de energia elétrica do Brasil, divido por regiões, é apresentado na Figura 16, obtida do Atlas de Energia Elétrica do Brasil.

Figura 16. Potencial eólico de geração de energia elétrica por região



Fonte: ANEEL (2008).

Utilizando a região de Guaratinguetá, no Estado de São Paulo, Brasil, como dado de entrada no Global Wind Atlas 2.0*[1] obtém-se o potencial eólico da região para as alturas de 50m, 100m e 200m, bem como as velocidades médias do vento em cada situação, que são expostos na Tabela 4. Nota-se que para alturas maiores a velocidade média dos ventos aumenta e, consequentemente, tem-se maior disponibilidade de energia por m². A altura da turbina eólica é, portanto, um fator importante no dimensionamento de sistemas de geração de energia a partir dos ventos.

Tabela 4. Potencial eólico e velocidade média do vento relacionados à altura

	Altura		
	50m	100m	200m
Potencial (W/m²)	86	113	159
Velocidade média do vento (m/s)	3,93	4,36	4,85

Fonte: DTU (2018).

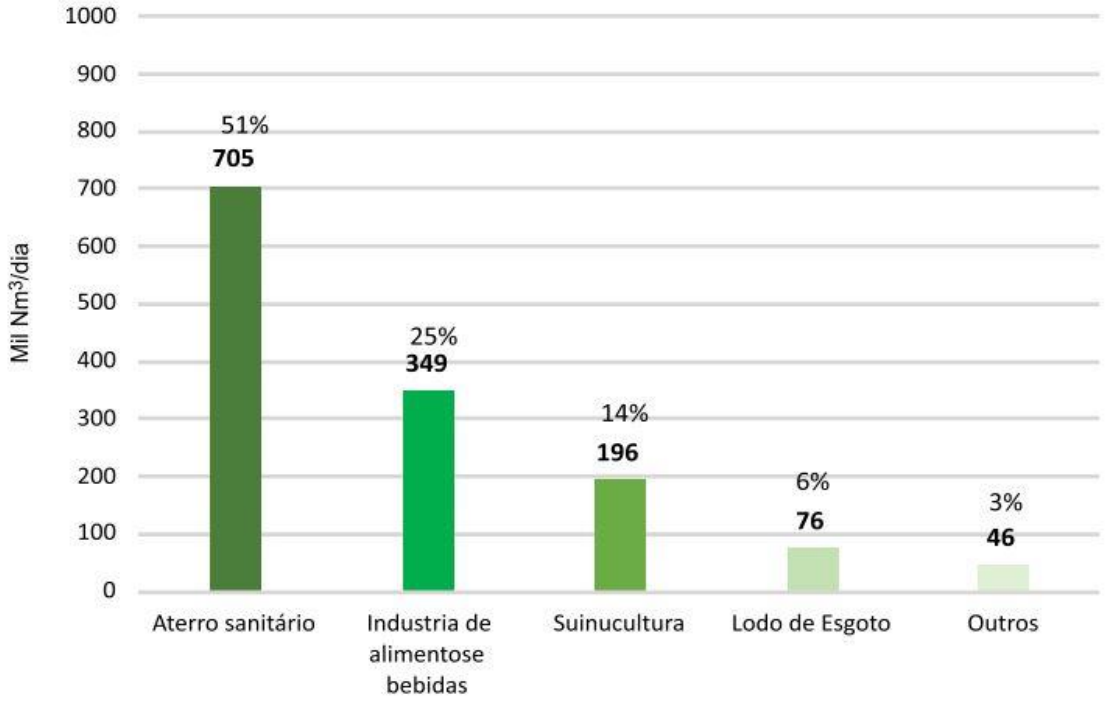
[1] É possível a obtenção de dados de ventos na aplicação online gratuita *Global Wind Atlas 2.0*, desenvolvida, possuída e operada pela *Technical University of Denmark (DTU)* em parceria com *World Bank Group*, utilizando dados fornecidos por *Vortex*, com fundos oriundos do *Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)*.

3.3 BIOGÁS

A fonte primária de energia não fóssil, que consiste em matéria orgânica de origem animal ou vegetal, é denominada biomassa e a mesma apresenta energia armazenada sob a forma de energia química. Para fins energéticos, as biomassas podem ser classificadas nas categorias de biomassa energética florestal, seus produtos e subprodutos ou resíduos; as culturas agroenergéticas e os resíduos e subprodutos das atividades agrícolas, agroindustriais e da produção animal; e rejeitos urbanos (EPE, 2018).

Segundo Coronado et al. (2011), biomassa é o termo usado para todo material orgânico processado de animais e vegetais como algas, árvores, resíduos vegetais, dejetos sólidos urbanos e produtos biodegradáveis. A Figura 17 ilustra a produção de biogás por diferentes fontes, tais como aterro sanitário, indústria de alimentos, de bebidas e suinicultura. Destaca-se a alta participação dos aterros sanitários na produção de biogás no Brasil no ano de 2015.

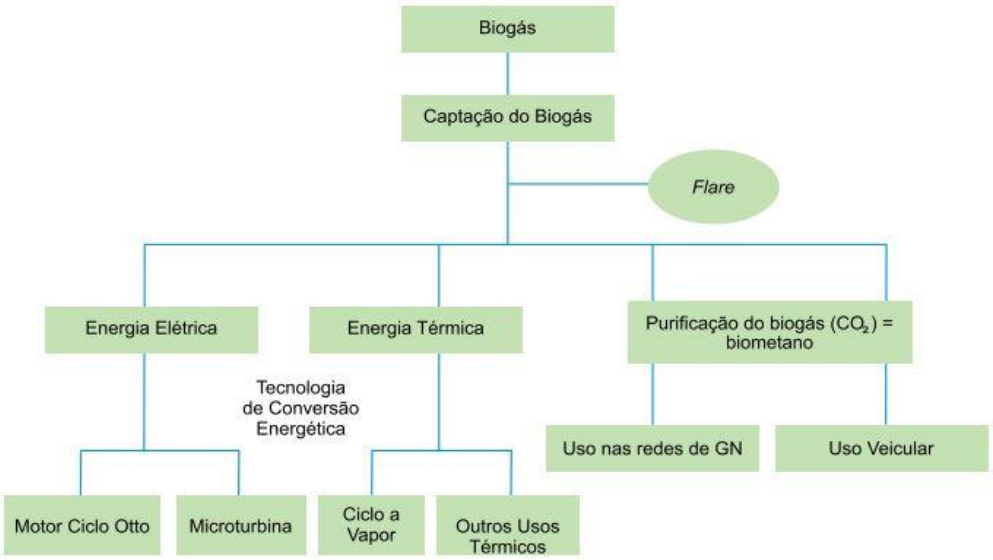
Figura 17. Produção média de biogás no Brasil por substrato no ano de 2015



Fonte: Garcilasso et al. (2018).

O biogás pode ser utilizado para a produção de energia em sistemas de cogeração, ou seja, sistemas combinados de calor e eletricidade (BRIZI et al., 2014) (GARCILASSO et al., 2018). A Figura 18 ilustra as possíveis utilizações do biogás para fins energéticos.

Figura 18. Possíveis utilizações do biogás como combustível

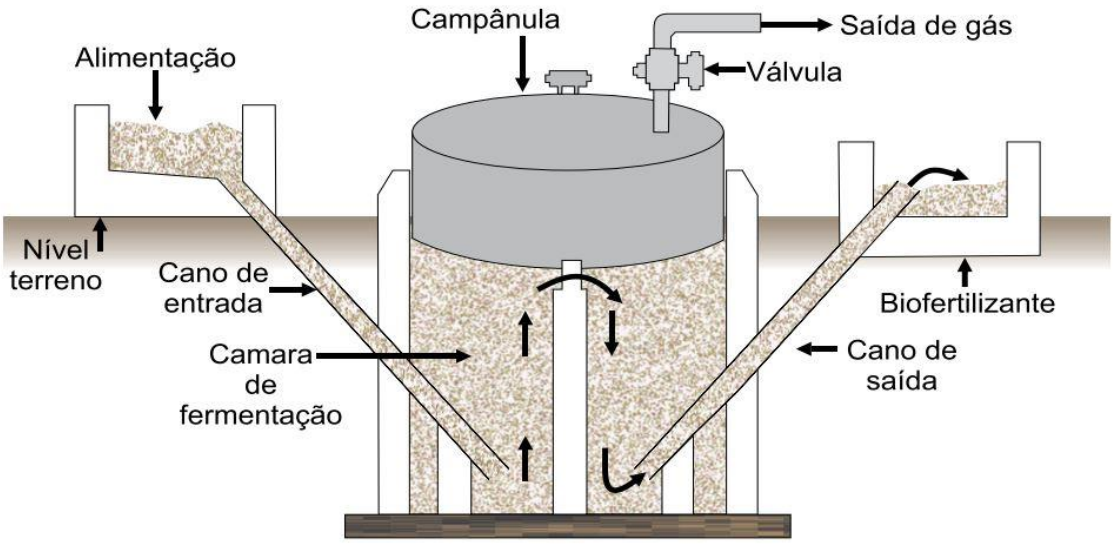


Fonte: Garcilasso et al. (2018).

A produção do biogás por meio da decomposição anaeróbica ocorre nos denominados biodigestores. Estes equipamentos são utilizados há muitos anos por chineses e indianos, inicialmente para a obtenção de fertilizantes (GARCILASSO et al., 2018). As ilustrações Figura 19 e Fonte: Garcilasso et al. (2018).

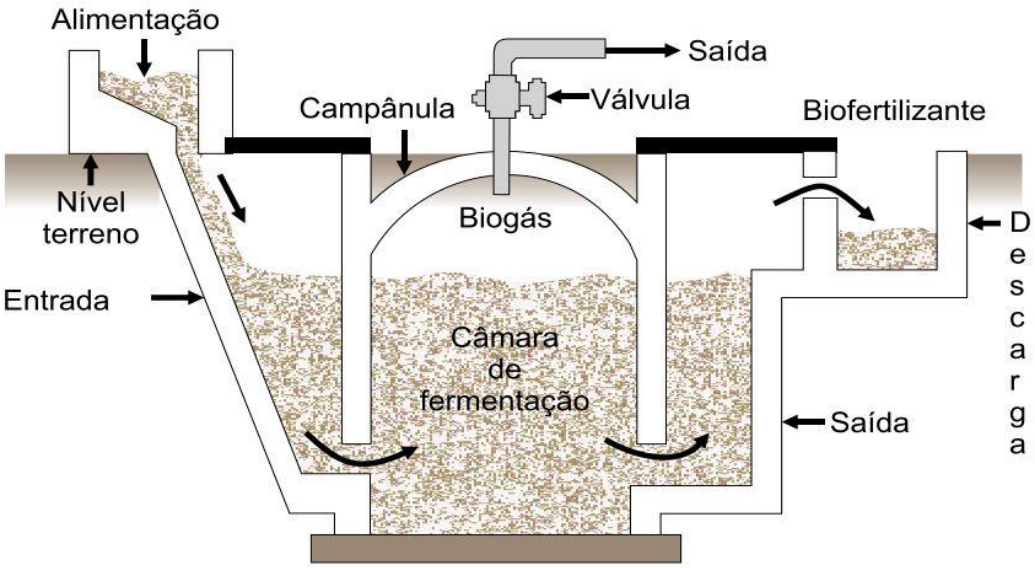
Figura 20 apresentam dois tipos de modelos de biodigestores amplamente difundidos ao redor do mundo.

Figura 19. Esquema de concepção de biodigestores modelo Indiano



Fonte: Garcilasso et al. (2018).

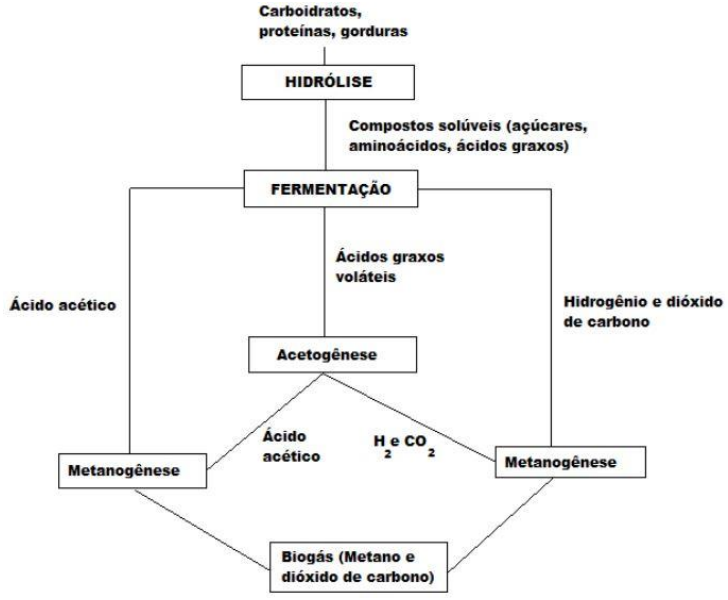
Figura 20. Esquema de concepção de biodigestores modelo Chinês



Fonte: Garcilasso et al. (2018).

O processo de decomposição de resíduos orgânicos em meio anaeróbico (sem a presença de oxigênio) resulta na mistura denominada biogás, composta principalmente por metano (CH_4) e gás carbônico (CO_2) (GARCILASSO et al., 2018). Segundo os autores, a composição do biogás varia de acordo com o substrato a ser degradado além das condições físicas e químicas que influenciam no processo de biodigestão anaeróbica, apresentado na Figura 21.

Figura 21. Processo de digestão anaeróbica



Fonte: Xavier (2016).

Como observado anteriormente, existem diversas fontes para a obtenção do biogás, tais como atividades agroindustriais, aterros sanitários e tratamento de lodo e esgoto. Segundo Paulino (2017), a produção diária de biogás de três aterros sanitários de São Paulo é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5. Produção de biogás dos aterros sanitários da cidade de São Paulo

Aterro Sanitário	**Produção média de biogás (Nm^3/h)**
Caieiras	19000
CDR	15000
CLT	16333
Total	50333

Fonte: Paulino (2017).

Em atividades como a criação de bovinos ou suínos, há elevada produção de dejetos animais. Esses dejetos podem ser utilizados para a produção de biogás, como pode ser observado na Tabela 6.

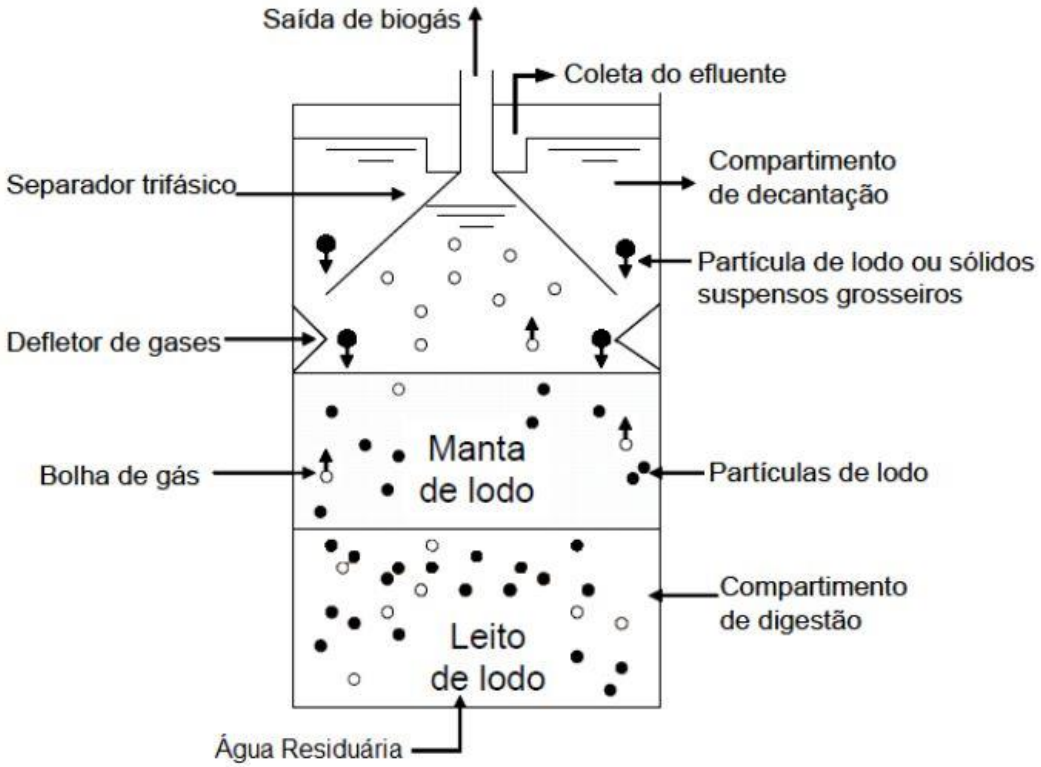
Tabela 6. Expectativa de produção de biogás por tipo de biomassa

Biomassa utilizada (dejeto)	**Média de produção de dejetos por animal [kg.dia-1]**	**Produção de biogás (a partir de material seco) [m^3t-1]**
Bovinos	10	270
Suínos	2,25	560
Equinos	0,18	260
Aves	10	285

Fonte: Santos; Junior, (2013).

Como opção ao uso de dejetos animais, pode-se obter biogás a partir de dejetos sanitários, como do esgoto de residências. O tratamento de esgoto pode ser realizado através de reatores anaeróbios tipo UASB ("*Upflow Anaerobic Sludge Blanket"*). Segundo Perovano e Alves (2011), um reator UASB é capaz de tratar o esgoto sanitário, porém antes do seu despejo final é necessário um pós tratamento adequado. Sendo assim, a utilização deste tipo de reator anaeróbio permite não só o tratamento dos efluentes de esgoto residencial, bem como a produção de biogás para fins energéticos. A Figura 22 ilustra o esquema interno de um reator tipo UASB.

Figura 22. Esquema interno de um reator UASB



Fonte: Cruz (2013)

Em relação ao potencial de geração de energia elétrica a partir do tratamento de esgoto sanitário com a utilização de reatores UASB, o estudo desenvolvido por Perovano e Alves (2011) apresentou resultados que são expostos na Tabela 7.

Tabela 7. Parâmetros de um reator UASB para produção de biogás

Parâmetro	**Reator UASB**
Produção de biogás	12,78 L/hab.dia
Energia sob forma de biogás	104,79 kCal/hab.dia
Conversão p/ energia elétrica	1,52 W/hab
Demanda de área	0,01 m²/hab

Fonte: Perovano; Alves F. (2011).

Como citado anteriormente, a composição do biogás varia de acordo com a biomassa utilizada. Na Tabela 8 pode-se observar as variações das composições de três misturas gasosas combustíveis amplamente utilizadas para geração de energia, sendo elas o gás natural, o biogás e o gás de síntese (Syngas). Nota-se que o biogás pode apresentar uma concentração de metano que varia de 55% a 70% de seu volume.

Tabela 8. Composições de misturas gasosas combustíveis

Compostos	Unidade	Concentração (%)		
		Biogás	**Gás Natural**	**SynGas**
Metano (CH4)	Vol. %	55-70	91	0-15
Etano (C2H6)	Vol. %	0	5,1	0
Propano (C3H8)	Vol. %	0	1,8	0
Butano (C4H10)	Vol. %	0	0,9	0
Pentano (C5H12)	Vol. %	0	0,3	0
Gás Carbônico (CO2)	Vol. %	25-40	0,61	25-35
Hidrogênio (H2)	Vol. %	0	0	20-40
Gás Sulfídrico (H2S)	Vol. %	0,5-1	< 0,001	0
Nitrogênio (N2)	Vol. %	< 0,001	0,32	2-5
Amônia (NH3)	Vol. %	< 0,01	< 0,001	< 0,001
Monóxido de Carbono (CO)	Vol. %	< 0,01	0	35-40

Fonte: Garcilasso et al. (2018).

Brizi et al. (2014) estudam a utilização de biogás como combustível em motores a combustão interna. Em um sistema de cogeração de energia, os autores observam que há maior produção de água quente usando gás natural do que utilizando o biogás como combustível. Por outro lado, a utilização de biogás ocasiona maior produção de água gelada. Segundo os autores, motores desenvolvidos para operação com gás natural também podem ser operados com biogás, dando a devida atenção a possíveis corrosões causadas pela presença do sulfato de hidrogênio.

Os motores de combustão interna (MCI) ciclo Otto são equipamentos que transformam a energia química do gás combustível em energia mecânica, por meio da combustão da mistura ar e combustível. É possível adaptar motores a diesel para operarem com biogás, através da modificação dos cabeçotes para instalação de velas bem como do rebaixamento dos pistões a fim de reduzir a pressão de combustão (GARCILASSO et al., 2018).

Existem algumas associações de motor de combustão interna bastante estudadas com o objetivo de cogeração. Além da produção de eletricidade se associado a um gerador, a associação com um sistema de refrigeração por absorção produz água gelada, ao passo que se um MCI é associado a trocadores de calor há produção de água quente. Também é possível a associação com caldeiras de recuperação para a produção de vapor (XAVIER, 2016).

3.4 CONVERSÃO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Nesta seção são discutidos os equipamentos que compões SHGE e que têm funções de conversão e armazenamento de energia. Como citado anteriormente, sistemas isolados necessitam de bancos de baterias para o armazenamento da energia gerada e assim conseguir atender a demanda elétrica. O banco de baterias necessita de equipamentos denominados controladores de carga, que são responsáveis pela preservação do banco de baterias e aumento de sua vida útil (CASTRO; DE SOUZA; SILVEIRA, 2017).

Em geral, sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) são compostos por dois componentes, o sistema de conversão (SC) e o sistema de armazenamento (SA). Equipamentos do SC são responsáveis pelo ajuste da voltagem, corrente e outras características baseadas nas cargas requeridas pelo SAEE. Por outro lado, os equipamentos do SA são as baterias que armazenam toda a energia gerada (ZAKERI; SYRI, 2015). As baterias mais utilizadas em SAEE são: chumbo-ácido, sódio-enxofre, níquel cádmio, cloreto de sódio-níquel, lítio-ion, redox de vanádio, zinco-bromo e ferro-cromo, as quais são listadas na Tabela 9, que contém também os custos envolvidos com os sistemas de conversão necessários.

Tabela 9. Custos envolvidos em sistemas de armazenamento por tipo de bateria

Tipo de bateria	**Item de custo**		
	Sistema de conversão (US$/kW)	**Seção de armazenamento (US$/kWh)**	**Reposição (US$/kW)**
Chumbo-ácido	429,55	702,27	195,45
Sódio-enxofre	415,90	338,64	204,55
Níquel cádmio	271,60	886,36	596,59
Cloreto de sódio-níquel	536,36	578,41	206,82
Lítio-ion	526,13	906,82	419,32
Redox de vanádio	556,82	530,68	147,73
Zinco-bromo	504,55	221,59	221,59
Ferro-cromo	411,36	164,77	32,95

Fonte: Adaptado de Zakeri e Syri (2015), utilizando cotação de 1 US$ = 0,88 €.

Observa-se que as baterias de ferro-cromo são as que apresentam menores custos envolvidos, enquando que as baterias do tipo Lítio-ion resultam em instalações mais custosas.

4 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

São dimensionados SHGE para três cidades brasileiras, cujos dados referentes à localização geográfica, temperatura média anual e preço médio da tarifa de eletricidade são apresentadas na Tabela 10.

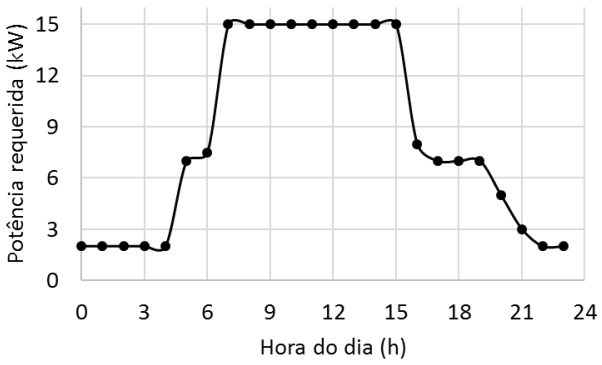
Tabela 10. Dados de entrada das cidades em estudo

Cidade/Estado	Região	Latitude	Temperatura Média Anual (°C)	Preço Médio da Tarifa de Eletricidade (R$/kWh)
Fortaleza/CE	Nordeste	3,7° Sul	26,3	0,529
Guaratinguetá/SP	Sudeste	22,8° Sul	20,0	0,523
Florianópolis/SC	Sul	27,6° Sul	20,1	0,518

Fonte: Elaboração própria.

Considera-se que nos casos 1 e 2 (on-grid) o SHGE fornece energia elétrica para as cargas e, em situações de baixa demanda, exporta e/ou importa energia para a rede elétrica local conforme regulamentação de geração distribuída da ANEEL. Já no Caso 3, existe a necessidade de armazenar a energia produzida pelos sistemas FV e eólico em bancos de bateria. Na situação urbana (Caso 2), considera-se um edifício de classe média com 10 pavimentos, 4 apartamentos por pavimento e 3 habitantes por apartamento, portanto com demanda anual de eletricidade de aproximadamente 170 MWh de acordo com Ruiz (2016). Já na situação rural (Casos 1 e 3), adota-se um perfil de carga genérico ilustrado na Figura 23, considerando atividades agropecuárias que requerem energia elétrica diária para a propriedade, resultando em 73 MWh anuais de energia elétrica requerida.

Figura 23. Perfil de carga genérico para propriedade rural



Fonte: Elaboração própria.

4.1 ANÁLISE ENERGÉTICA

Nesta seção são apresentadas metodologias referentes à geração de energia nos três subsistemas que compõe os SHGE, sendo eles os subsistemas Fotovoltaico, Eólico e MCI operando com biogás. A energia anual gerada pelo SHGE, E_{SHGE} (kWh), é dada como a somatória das energias geradas por cada subsistema, conforme equação (1).

$$E_{SGHE} = E_{FV} + E_{EOL} + E_{BIO} \quad (1)$$

Sendo que E_{FV}, E_{EOL}, E_{BIO} (kWh) referem-se às energias geradas pelos subsistemas fovoltaico, eólico e CMCIG respectivamente no período de um ano.

4.1.1 Geração Fotovoltaica

A potência entregue pelo gerador FV (P_{GFV}) é dada pela equação (2) (ROBERTS et al., 2018). O Plano do Arranjo Fotovoltaico (POA) é dado pela combinação entre a inclinação do módulo FV em relação à horizontal $\boldsymbol{\beta}$ (°) e o ângulo azimutal $\boldsymbol{\gamma}$ (°). Neste trabalho estuda-se um POA específico de inclinação $\boldsymbol{\beta}$ de 17° e ângulo azimutal $\boldsymbol{\gamma}$ de 45°.

$$P_{GFV} = P_{FV}\left(\frac{G_{POA}}{G_{STC}}\right)\left[1 + \alpha_p\left(T_c - T_{c,STC}\right)\right] f_{FV} \quad (2)$$

sendo:

P_{FV}: potência instalada do sistema FV [kW];

G_{POA}: irradiação solar incidente no POA [kW/m²];

G_{STC}: irradiação solar incidente nas condições STC [1 kW/m²];

α_p: coeficiente de temperatura [%/ºC];

T_c: temperatura da célula FV [ºC];

$T_{c,STC}$: temperatura da célula FV nas condições STC [ºC];

f_{FV}: fator de redução de potência em relação a todas as perdas não relacionadas a temperatura [-].

Segundo Roberts et al. (2018), é possível estimar a temperatuda de operação da célula FV (T_c) conforme é exposto na equação (3).

$$T_c = T_a - 1{,}52567 + 0{,}01981336\, G_{POA} - 0{,}000003451\, {G_{POA}}^2 \quad (3)$$

sendo:

T_a: temperatura amebiente [°C];

G_{POA}: irradiação solar incidente no POA [kW/m²].

Utiliza-se o método genérico apresentado por Chen et al. (2018) para cálculo da irradiação no POA (G_{POA}), além da determinação da Região de 95% de Geração relacionada a inclinação e ao ângulo azimutal de instalações FV fixas. Inicialmente, deve-se estimar o valor da irradiação horizontal global (GHI) que pode ser calculado segundo Bakirei (2009) apud Chen et al. (2018), conforme exposto na equação (4).

$$GHI = G_{Bn}\, cos\theta_Z + G_D \quad (4)$$

sendo:

G_{Bn}: irradiação normal direta [kW/m²];

G_D: irradiação horizontal difusa [kW/m²];

θ_Z: ângulo solar zenital [°].

As equações (5) e (6) são utilizadas para a determinação da irradiação normal direta G_{Bn} (kW/m²) e irradiação horizontal difusa G_D (kW/m²).

$$G_{Bn} = A_m \exp\left(-\frac{B_m}{\cos\theta_Z}\right) \quad (5)$$

$$G_D = C_m\, G_{Bn} \quad (6)$$

sendo que A_m, B_m e C_m são constantes mensais fixas determinadas empericamente e mais informações sobre esses parâmetros, bem como sobre o ângulo zenital são expostas no Anexo A. A irradiação que incide no POA (G_{POA}) é composta por três partes, e pode ser calculada de acordo com Li et al. (2017) apud Chen et al. (2018), conforme a equação (7).

$$G_{POA} = G_{TB} + G_{TD} + G_{TG} \quad (7)$$

sendo:

G_{TB}: irradiação solar direta [kW/m²];

G_{TD}: irradiação difusa [kW/m²];

G_{TG}: irradiação refletida pelo solo [kW/m²].

Dessa forma, pode-se calcular a irradiação direta G_{TB} (kW/m²) no POA conforme a equação (8).

$$G_{TB} = G_B \frac{\cos\theta_b}{\cos\theta_z} \quad (8)$$

O ângulo θb (°) é dado como o ângulo de incidêcia da irradiação direta no POA. O Anexo A detalha o método utilizado para a determinação de θb.

A irradiação difusa (G_{TD}) é calculada conforme a equação (9). Leva-se em consideração a irradiação difusa isotrópica uniforme (G_{Tiso}), a irradiação difusa circunsolar (G_{Tcir}) concentrada ao redor do sol e a irradiação de horizonte (G_{Thor}). O método utilizado para esse cálculo é apresentado no Anexo A (DUFFIE e BACKMAN, 2013; PEREZ et al., 1990) apud (CHEN et al., 2018).

$$G_{TD} = G_D \left[(1 - F1)\frac{1+cos\beta}{2} + F1\ \frac{a_{cs}}{b_{cs}} + F2\ sen\beta\right] \quad (9)$$

Os termos acs e bcs são referentes aos ângulos de incidência da irradiação circunsolar cônica no POA e na horizontal, respectivamente. F1 e F2 são coeficientes em função de três parâmetros que dizem respeito às condições do céu: o ângulo azimutal, o brilho e a claridade. O Anexo B apresenta como determinar estes parâmetros através do modelo de Perez.

A irradiação refletida pelo solo GTG (kW/m²) é considerada isotrópica e pode ser calculada conforme a equação (10) (LI et al., 2017 apud CHEN et al., 2018).

$$G_{TG} = GHI\ \frac{(1-cos\beta)\rho_g}{2} \quad (10)$$

sendo:

ρ_g: refletância do solo, considerada igual a 0,2.

O valor de ρ_g varia de acordo com as carcterísticas do solo ao redor da instalação FV. Em regiões de solos arenosos ou no caso de neve durante o inverno, deve-se considerar outros valores de ρ_g variando de 0,4 a 0,85 (KRAUTER, 2006) apud (CHEN et al., 2018).

Para o cálculo do total de energia gerada pelo subsistema FV, utiliza-se a equação (11) considerando 6h de sol a pico h_{pico} por dia.

$$E_{FV} = P_{GFV}\, h_{pico} \tag{11}$$

A Tabela 11 apresenta as especificações técnicas do modelo do módulo FV selecionado para análise.

Tabela 11. Especificações técnicas do módulo fotovoltaico selecionado

Fabricante	Modelo	Potência Nominal	Voltagem de operação	Corrente de operação	Área
CanadianSolar	CS6U-330P	330W	37,2 V	8,88 A	1,92 m²

Fonte: Elaboração própria.

4.1.2 Geração Eólica

A equação (12) expressa a potência gerada por um gerador eólico P_E (W) em função do coeficiente de potência do rotor c_p, cujo valor teórico máximo é de 0,59 (ROBERTS, 2012).

$$P_E = \frac{1}{2}\, \rho_{ar}\, A\, V^3\, 0{,}59 \tag{12}$$

sendo:

ρ_{ar}: densidade do ar [kg/m³];

A: área transversal ao fluxo mássico de ar [m²];

V: velocidade do vento [m/s].

Para estimar a geração anual de eletricidade deve-se conhecer a distribuição de velocidades do vento ao longo do ano. Para isso, utiliza-se a função de distribuição de Weibull (HUI; TAEK; CHIL, 2015), conforme a equação (13) demonstra.

$$f\,(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^{k}\right] \; (k > 0, V > 0, \;\; c > 1) \tag{13}$$

sendo:

k: parâmetro de forma [-];

c: parâmetro de escala [-];

V: velocidade do vento [m/s].

Se adotados os valores de $c = \sqrt{2}\sigma$ e $k = 2$ na função de distribuição de Weibull, chega-se à função de distribuição de Rayleigh, conforme a equação (14) (HUI; TAEK; CHIL, 2015).

$$f\ (V) = \frac{V}{\sigma^2} \exp\left\{-\frac{V^2}{2\sigma^2}\right\} \quad (14)$$

O parâmetro da distribuição de Rayleigh σ pode ser expresso como $\sigma^2 = 2\ {V_{med}}^2/\pi$. Ao determinar as taxas de frequência das velocidades, pode-se calcular as horas de ocorrência de cada velocidade, conforme a equação (15).

$$h_o(h) = f\ (V)\ x\ 8760h \quad (15)$$

Logo, a energia elétrica gerada por uma turbina ao longo do ano pode ser expressa conforme a equação (16).

$$E_T = P_E(V) x\ f(V)\ x\ 8760 \quad (16)$$

sendo:

E_T: energia anual gerada [kWh/ano];

$P_E(V)$: potência entregue pela turbina na velocidade do vento V [kW];

$f(V)$: taxa de ocorrência da velocidade V.

A Tabela 12 possui especificações técnicas de turbinas eólicas de eixos verticais e horizontais que são estudadas neste trabalho.

Tabela 12. Especificações técnicas das turbinas selecionadas

Modelo	**Tipo de eixo**	**Potência Nominal (kW)**	**$V_{partida}$ (m/s)**	**V_{corte} (m/s)**	**$V_{nominal}$ (m/s)**	**Diâmetro do rotor (m)**
WON-WT-VH1000	Vertical	1,00	2,0	35,0	12,0	2,20
WON-WT-VH2000	Vertical	2,00	2,0	35,0	12,0	2,55
WON-WT-VH3000	Vertical	3,00	2,0	35,0	12,0	2,85
20kW-H	Horizontal	20,00	3,0	25,0	10,0	12,00
30kW-H	Horizontal	30,00	3,0	30,0	10,5	13,00

Fonte: Elaboração própria.

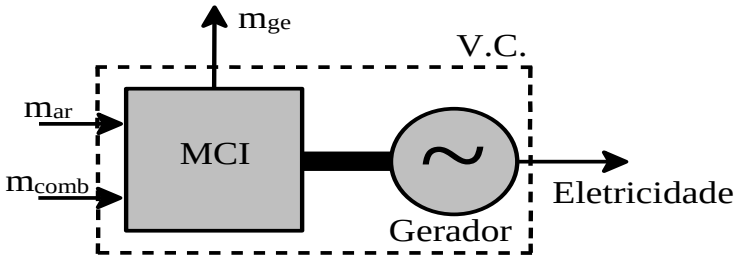
A energia total gerada pelo sistema eólico no SHGE E_{EOL} (kWh), no caso de uma associação de turbinas, é calculada conforme a equação (17), sendo $n_{turbinas}$ o número de turbinas eólicas que compõem o SHGE.

$$E_{EOL} = E_T \, x \, n_{turbinas} \tag{17}$$

4.1.3 MCI operando com Biogás

A Figura 24 ilustra a configuração do grupo gerador proposto, sendo um conjunto motor de combustão interna e gerador (CMCIG) operando com o combustível biogás para geração de energia elétrica.

Figura 24. Configuração do CMCIG



Fonte: Elaboração própria.

Considerando o volume de controle no motor de combustão interna, tem-se o balanço energético na equação (18). A energia disponível na água da jaqueta e nos gases de exaustão resultantes da combustão compõem a parcela E_{aq}, ou seja, energia disponível para uma situação de cogeração, que não é levada em conta neste trabalho.

$$E_{comb} + m_{ar} \, . \, h_{ar} = E_p + E_{aq} + Perdas \tag{18}$$

sendo:

E_{aq} : potência térmica para produção de água quente [kW];

E_{comb}: potência energética suprida pelo combustível [kW];

E_p: potência elétrica produzida [kW];

h_{ar}: entalpia da água a 25°C [kJ/kg];

m_{ar}: fluxo mássico de ar [kg/s];

$Perdas$: perdas por radiação e convecção da parede externa do MCI [kW].

Pode-se calcular a potência máxima disponível para produção de água quente através da equação (19), que leva em conta a eficiência de produção de água a partir da água de jaqueta e a energia disponível nos gases de exaustão do MCI.

$$E_{aq} = \eta_{aj} \cdot E_{aj} + m_{ge} \cdot Cp_{ge} \cdot (T_{ge} - 25°C) \quad (19)$$

sendo:

Cp_{ge}: calor específico a pressão constante dos gases de exaustão do biogás [kJ/kg.K];

E_{aj} : potência térmica da água da jaqueta [kW];

m_{ge}: fluxo mássico dos gases de exaustão [kg/s];

η_{aj} : eficiência de produção de água quente a partir da água de jaqueta do MCI [-];

T_{ge} : temperatura dos gases de exaustão [K].

A eficiência elétrica η_{el} é dada como a razão entre a energia gerada E_P e a energia suprida pelo combustível E_{comb}, expressos nas equações (20) e (21).

$$\eta_{el} = \frac{E_p}{E_{comb}} \quad (20)$$

$$E_{comb} = m_{comb} . PCI_{Biogás} \quad (21)$$

sendo:

m_{comb}: fluxo mássico do biogás [m³/s];

$PCI_{Biogás}$: poder calorífico inferior do biogás [kJ/kg].

Adota-se a composição do biogás conforme Tabela 13, considerando que o PCI do metano é de 49956,96 kJ/kg (XAVIER, 2016), calcula-se o PCI do biogás a partir da porcentagem em massa do metano em sua composição.

Tabela 13. Composição do biogás

Componente	Volume (%)	Massa Molar (g/mol)	Massa (%)	PCI (kJ/kg)
CH4	65,00	16,04	40,31	49956,96
CO2	35,00	44,01	59,69	-
Total	100,00	60,05	100,00	20137,65

Fonte: Elaboração própria.

Além disso, considera-se a composição do ar segundo Tuna (1999) apud Xavier (2016), conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14. Composição em volume e massa do ar

Componente	Volume (%)	Massa Molar (g/mol)	Massa (%)
O_2	21,00	32,000	23,30
N_{2atm}	79,00	28,02	76,70
Total	100,00	28,86	100,00

Fonte: Tuna (1999) apud Xavier (2016).

Dada a composição do biogás, a reação de combustão do biogás com 40% de excesso de ar é expressa pela equação (22).

$$0{,}65\ CH_4 + 0{,}35\ CO_2 + 1{,}82\ O_2 + 6{,}84\ N_2 \longrightarrow CO_2 + 1{,}3\ H_2O + 6{,}84\ N_2 + 0{,}52\ O_2 \quad (22)$$

Logo, a composição dos gases de exaustão da combustão é dada na Tabela 15.

Tabela 15. Composição do produto da combustão do biogás

Componente	Massa (%)
CO2	15,65
H2O	8,48
N2	69,53
O2	6,03
Total	100

Fonte: Elaboração própria.

A relação entre o calor específico dos gases de exaustão Cp_{ge} do biogás é dada em função da temperatura dos gases de exaustão T_{ge}, conforme a equação (23) (XAVIER, 2016).

$$Cp_{ge}(T_{ge}) = 1{,}044 - \frac{4{,}490\ .T_{ge}}{10^5} + \frac{5{,}332\ .{T_{ge}}^2}{10^7} - \frac{2{,}616\ .{T_{ge}}^3}{10^{10}} \quad (23)$$

A Tabela 16 dispõe dos dados técnicos referentes aos motores dos grupos geradores selecionados para estudo, considerando biogás com 65% de metano em volume.

Tabela 16. Especificações técnicas dos motores estudados neste trabalho

Modelo	**Potência (kW)**	**Consumo (m^3/h)**
B4T - 5000	4	2,0
GMWM 30 kVA	20	14,0
GMWM 50 kVA	32	20,0
GMWM 80 kVA	55	34,0
GMWM120 kVA	77	47,0

Fonte: ER-BR (2018) e (Brizi et al. (2014).

Portanto, para o cálculo da energia total gerada pelo CMCIG operando com biogás E_{BIO} (kWh), é utilizada a equação (24).

$$E_{BIO} = E_P\ h_{CMCIG} \quad (24)$$

sendo:

h_{CMCIG}: horas de operação do grupo motor gerador.

4.1.4 Conversão e Armazenamento

A capacidade de carga das baterias B_c (kWh) é dada pela equação (25) (GHAFOOR, MUNIR 2015).

$$B_c = \frac{N\ x\ L_{el}}{\eta_b\ x\ D_d\ x\ \eta_i} \quad (25)$$

sendo:

N: número contínuo de dias nublados [-];

L_{el}: demanda díaria de eletricidade [kWh/dia];

η_b: eficiência da bateria [%];

D_d: profundidade de descarga [%];

η_i: eficiência do inversor [%].

A Tabela 17 apresenta as especificações técnicas de bateria do tipo chumbo-ácido.

Tabela 17. Especificações técnicas das baterias

Tipo	Capacidade nominal (Ah)	Voltagem nominal (V)	Eficiência (%)	Estado mínimo de carga (%)	Vida útil (kWh)
1	200	12	80	40	917
2	225	6	85	30	845
3	1000	2	86	30	3438
4	3000	2	86	30	10196

Fonte: Roberts et al. (2018).

A Tabela 18 apresenta as especificações técnicas de modelos de conversores.

Tabela 18. Especificações técnicas dos conversores

Tipo	Capacidade nominal (kW)	Eficiência média de conversão (%)	Vida útil (anos)
1	5	90	10
2	7	90	10
3	17	90	10
4	50	90	10

Fonte: Elaboração própria.

4.2 ANÁLISE ECONÔMICA

O custo da eletricidade gerada por cada subsistema é dado pela equação (26) adaptada de Silveira et al. (2013), sendo que C_{OM} (U$/kWh) é o custo de operação e manutenção.

$$C_{el} = \frac{I_{Pl}\, f}{H\ E} + C_{OM} \tag{26}$$

sendo:

f: fator de anuidade [1/ano];

I_{Pl}: investimento da planta geradora [US$];

H: horas de operação da planta [horas];

E: potência entregue pela planta geradora [kW];

O fator de anuidade *f* é dado pela equação (27).

$$f = \frac{q^k x\ (q-1)}{q^k - 1}, \text{ com } q = 1 + \frac{i}{100} \quad (27)$$

sendo:

k: período de retorno do investimento [anos];

i: taxa de juros [%].

O investimento total do SHGE (I_{SHGE}) é dado pela soma dos custos de investimentos dos subsistemas que compõem o SHGE, conforme a equação (28).

$$I_{SHGE} = I_{FV} + I_{EOL} + I_{BIO} + I_{BAT} + I_{CONV} \quad (28)$$

O custo de operação e manutenção, C_{OM} (US$/kWh), é dado pela equação (29).

$$C_{OM} = C_{OM_{FV}} + C_{OM_{EOL}} + C_{OM_{BIO}} + C_{OM_{BAT}} \quad (29)$$

Sendo $C_{OM_{FV}}, C_{OM_{EOL}}, C_{OM_{BIO}}$ *e* $C_{OM_{BAT}}$ os custos de operação e manutenção dos subsistemas FV, Eólico, CMCIG e do banco de baterias respectivamente. Adota-se 3% do investimento do sistema FV para determinar o gasto anual com manutenção (RAMADHAN; NASEEB, 2011). Portanto, calcula-se $C_{OM_{FV}}$ (US$/kWh) conforme a equação (30).

$$C_{OM_{FV}} = \frac{0{,}03\ I_{FV}}{E_{FV}} \quad (30)$$

Sendo que I_{FV} é o custo de investimento do sistema FV (US$), que pode ser calculado conforme a equação (31). O Anexo C apresenta a pesquisa de mercado realizada para

estimar o custo de investimento de sistemas FV a partir da curva de custo específico dos sistemas pesquisados.

$$I_{FV} = 1045\ {P_{FV}}^{0,89} \quad (31)$$

Analogamente ao sistema FV, adota-se 3% do investimento do sistema eólico para o cálculo do custo de manutenção, conforme expressa a equação (32).

$$C_{OM_{EOL}} = \frac{0,03\ I_{EOL}}{E_{EOL}} \quad (32)$$

O custo de investimento do sistema eólico I_{EOL} (US$) pode ser calculado conforme a equação (33). O Anexo D apresenta a relação entre custo específico C_{eEOL} (US$/kW) e potência instalada P_{EOL} (kW) utilizada para o sistema eólico a partir de pesquisa de mercado.

$$I_{EOL} = 3004,5\ {P_{EOL}}^{0,774} \quad (33)$$

Adota-se um custo de 0,015 US$/kWh segundo Ehyaei at al. (2012) apud Xavier (2016) que refere-se ao custo de manutenção do MCI $C_{OM_{BIO}}$, enquanto que o custo do biogás é considerado 0,019 US$/kWh segundo Kunte (2016) apud Xavier (2016).

O custo de investimento do CMCIG I_{BIO} (US$) é calculado conforme a equação (34) para motores na faixa de 20 kW a 80 kW. O Anexo E apresenta a relação entre custo específico C_{eBIO} (US$/kW) e potência instalada P_{MCI} (kW) do CMCIG.

$$I_{BIO} = 8677,7\ {P_{MCI}}^{0,389} \quad (34)$$

O investimento do motor de menor potência (4 kW) é de US$ 4.320,00 (BRIZI et al., 2014). Calcula-se o custo de investimento de baterias I_B (US$) em função da capacidade de uma bateria P_b (Ah) conforme a equação (35) e o investimento para conversão de energia I_{conv} (US$) dado em função da potência dos conversores P_{conv} (kW) conforme a equação (36). O Anexo F apresenta a pesquisa de mercado para baterias e o Anexo G a pesquisa de mercado de conversores de energia elétrica, além dos resultados da técnica de Boehm para estimativa do custo de investimento dos equipamentos.

$$I_B = 4653 \left(\frac{P_b}{1261}\right)^{0,68} \quad (35)$$

$$I_{conv} = 927{,}1 \left(\frac{P_{conv}}{6375}\right)^{0,92} \quad (36)$$

Esta dissertação apresenta no Anexo H, Anexo I e Anexo J as curvas do custo de investimento para sistemas fotovoltaicos, eólicos e grupos geradores, respectivamente, que foram obtidas a partir da técnica de Boehm (1987) apud Paulino (2017).

O custo de reposição das baterias C_{rep} (US$) é igual ao custo de investimento, e deve ser considerado tendo em vista a vida útil das baterias. Por fim, segundo Silveira et al. (2013) é possível estimar a receita anual *R* (US$/ano) de uma planta geradora segundo a equação (37), considerando um sistema conectado à rede elétrica e portanto, com um custo de eletricidade local dado por c_{ele} (US$/kWh).

$$R = E_{SHGE}\ x\ (c_{ele} - C_{el}) \quad (37)$$

O preço da tarifa de eletricidade local deve ser calculado levando em consideração os impostos ICMS, PIS e COFINS. Utilizando valores atualizados (ENEL, 2018), tem-se que a tarifa média de eletricidade em zonas rurais (casos 2 e 3) é de 0,18 US$/kWh enquanto em zonas urbanas (caso 1) é de 0,20 US$/kWh.

4.3 ANÁLISE AMBIENTAL

A metodologia aplicável a termelétricas proposta por Cardu e Baica (1999) é utilizada para a determinação da eficiência ecológica do MCI. Segundo os autores, a eficiência ecológica é um número adimensional que varia de 0 (planta mais poluidora) a 1 (planta menos poluidora). Inicialmente, deve-se determinar o indicador de poluição Π_g, dado em kgCO_2/MJ, conforme a equação (38).

$$\Pi_g = \frac{[\mathrm{CO2}]_\mathrm{e}}{PCI_{comb}} \quad (38)$$

sendo:

$[CO2]_e$: concentração de dióxido de carbono equivalente [kg$[CO_2]_e$/kg$_{comb}$];
PCI_{comb}: poder calorífico inferior do combustível [MJ/kg$_{comb}$].

Portanto, calcula-se a eficiência ecológica do MCI, ε_{MCI}, conforme a equação (39).

$$\varepsilon_{MCI} = \left[\frac{0{,}204\ .\eta_g}{\eta_g + \Pi_g}\ .\ln\left(135 - \Pi_g\right)\right]^{0{,}5} \tag{39}$$

sendo:
η_g: eficiência global da planta geradora [-].

Calcula-se o valor da concentração de CO_2 equivalente $[CO_2]_e$, dado em kg$[CO_2]_e$/kg$_{comb}$, que é o resultado da soma das emissões diretas de dióxido de carbono e dos demais gases poluentes resultantes da combustão do biogás, conforme a equação (40) (XAVIER, 2016).

$$[CO_2]_e = CO_2 + 666\ .(SO_2) + 1000\ .(NO_x) + 166\ .(\mathrm{MP}) \tag{40}$$

sendo:
CO_2: massa de dióxido de carbono nos gases de exaustão [kgCO_2/kg$_{comb}$];
MP: massa de material particulado nos gases de exaustão [kgMP/kg$_{comb}$];
NO_x: massa de óxidos de nitrogênio nos gases de exaustão [kgNO_x/kg$_{comb}$];
SO_2: massa de dióxido de enxofre nos gases de exaustão [kgSO_2/kg$_{comb}$].

Dessa forma, faz-se uma adaptação do método de Cardu e Baica (1999) para o cálculo da eficiência ecológica nos sistemas FV e eólico através da equação (41), em função do fator de emissão FE [kgCO_2/kWh] e das constantes *c*, *K* e *n* segundo (VIOLA, 2015).

$$\varepsilon = \left[c\ .\frac{\eta}{\eta + FE}\ .\ln(K - FE)\right]^{n} \tag{41}$$

Para determinar o valor das constantes deve-se criar condições de contorno utilizando valores de referência para o fator de emissão FE. A Tabela 19 contém os fatores de emissões, em kg$[CO_2]$e/kWh, referentes à sistemas convencionais de geração de energia elétrica.

Tabela 19. Fatores de emissões de poluentes em sistemas convencionais

Sistema de geração	Fator de emissão (kg[CO2]e/kWh)
Carvão	0,9753
Óleo	0,7421
Gás	0,6076
Nuclear	0,0242

Fonte: Varun; Bhat; Prakash (2009).

A partir disso, determinam-se as seguintes condições de contorno:

1. Se $FE = 0\ kg[CO_2]_e/kWh$, $\varepsilon = 1$, para qualquer η;
2. Se $FE_{MAX} = 1{,}1\ kg[CO_2]_e/kWh$, $\varepsilon = 0$, para qualquer η;
3. Se $FE = 0{,}6076\ kg[CO_2]_e/kWh$ e $\eta = 0{,}55$, $\varepsilon = 0{,}55 - 0{,}65$.

A condição 1 estabelece que se o fator de emissão é igual a zero, a eficiência ecológica deve ser máxima, ou seja, igual a 1. A condição 2 estabelece que se o fator de emissão é máximo (10% acima do valor de referência do carvão), então a eficiência ecológica é a menor possível, ou seja, igual a zero. A condição 3 usa o gás natural como referência, considerando o valor médio de eficiência elétrica de termelétricas operando com gás natural de 55% (SIMS; ROGNER; GREGORY, 2003), e adotando um valor de eficiência ecológica no intervalo entre 0,55 e 0,65. Da condição de contorno 2, se $\varepsilon = 0$ então $\ln(K - FE_{MAX}) = 0$. Daí, obtém-se o valor de $K = 2{,}1$. Da condição de contorno 1, se $\varepsilon = 1$ e $FE = 0$, então $c = \frac{1}{\ln(2{,}1)} = 1{,}348$. Tendo os valores de *c* e *K*, da condição de contorno 3 obtém-se o valor de $n = 0{,}378$.

Portanto, tem-se a equação (42) para o cálculo das eficiências ecológicas dos sistemas FV e eólico, em função da eficiência elétrica de cada sistema.

$$\varepsilon_{FV/EOL} = \left[\frac{1{,}348\ .\eta}{\eta + FE}\ .\ln(2{,}1 - FE)\right]^{0{,}378} \quad (42)$$

A Tabela 20 apresenta os valores de fatores de emissões de poluentes de sistemas fotovoltaicos e eólicos em kg[CO_2]$_e$/kWh.

Tabela 20. Fatores de emissões dos componentes fotovoltaico e eólico

Componente	Fator de emissões indiretas	

FV	0,059	kgCO2-eq/kWh
EOL	0,02	kgCO2-eq/kWh

Fonte: Adaptado de Roberts et al. (2018).

4.4 OTIMIZAÇÃO DO SHGE

É desenvolvido um algoritmo de otimização para o dimensionamento do SHGE, sendo que a função objetivo é dada pela minimização do custo de produção de eletricidade, conforme a equação (43).

$$MIN = C_{el_{SHGE}} = \frac{C_{el_{FV}} x P_{FV} + C_{el_{EOL}} x P_{EOL} + C_{el_{MCI}} x P_{MCI}}{P_{FV} + P_{EOL} + P_{MCI}} \quad (43)$$

Introduz-se nos denominadores dos cálculos dos custos de eletricidade de cada tecnologia o valor de eficiência ecológica referente a cada equipamento, de maneira que o custo aumente quanto menor a eficiência ecológica, conforme as equações (4 a (46).

$$C_{el_{FV}} = \frac{I_{FV} f}{H_{FV} E_{FV} \varepsilon_{FV}} + \frac{C_{OM_{FV}}}{\varepsilon_{FV}} \quad (44)$$

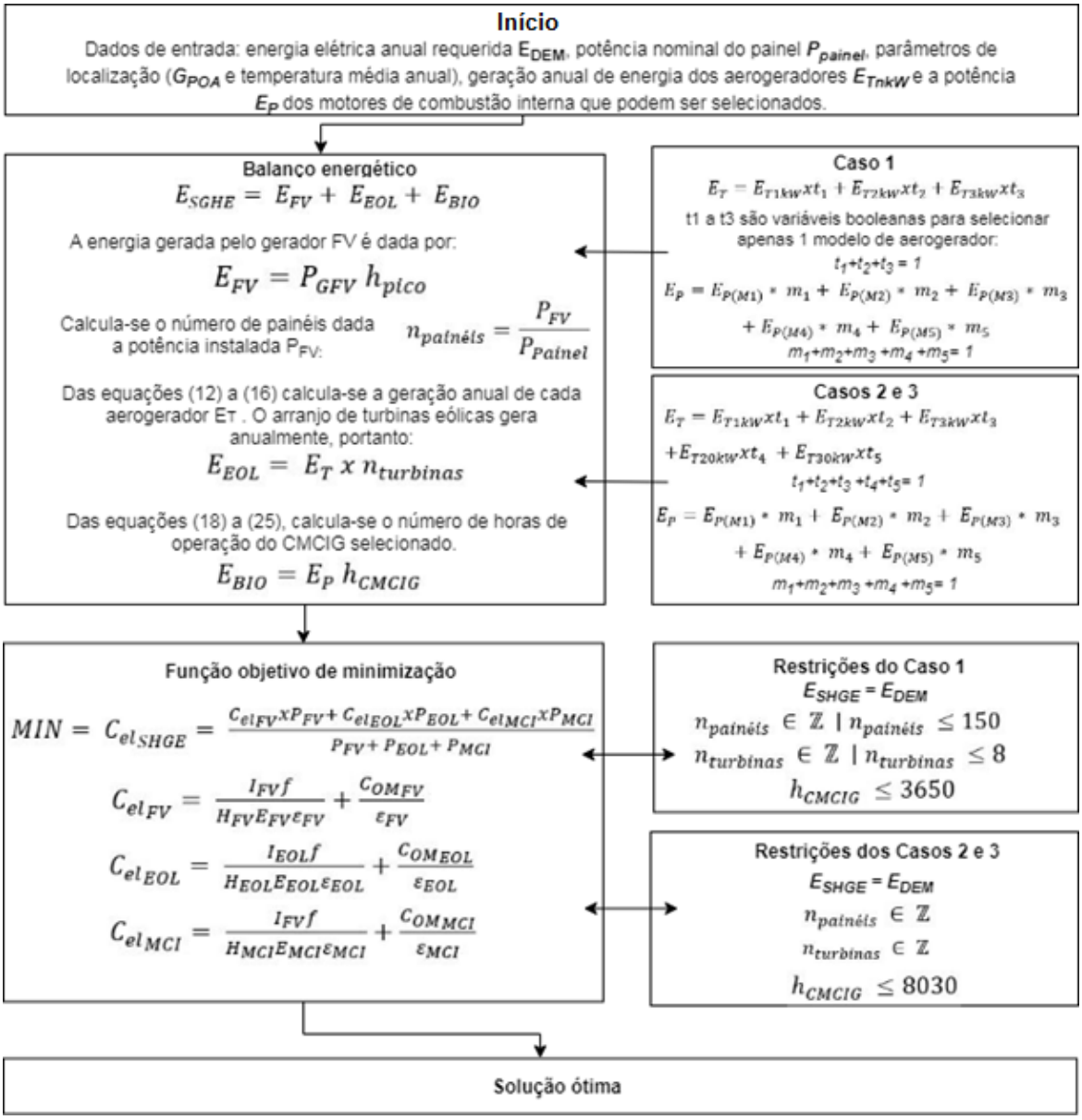
$$C_{el_{EOL}} = \frac{I_{EOL} f}{H_{EOL} E_{EOL} \varepsilon_{EOL}} + \frac{C_{OM_{EOL}}}{\varepsilon_{EOL}} \quad (45)$$

$$C_{el_{MCI}} = \frac{I_{FV} f}{H_{MCI} E_{MCI} \varepsilon_{MCI}} + \frac{C_{OM_{MCI}}}{\varepsilon_{MCI}} \quad (46)$$

As restrições da modelagem variam sendo que nas configurações do SHGE para propriedades rurais (Casos 1 e 3), não há restrições quanto aos números de painéis e aerogeradores pois considera-se que há área em abundância. Além disso, tanto as turbinas eólicas de eixo vertical quanto as de eixo horizontal podem ser selecionadas. Já no Caso 2, SHGE para um edifício urbano, restringem-se os números de painéis em 150 módulos, ou seja, tendo em vista que cada módulo FV tem 1,92 m², considera-se uma área máxima de telhado de 288 m². Além disso, a restrição quanto ao número de aerogeradores devido à limitação de área do telhado da construção é de 8 no máximo e se limita também a seleção de turbinas eólicas para apenas os modelos de aerogeradores de eixo vertical. Na Figura 25 é ilustrado o fluxograma do algoritmo de otimização desenvolvido para o dimensionamento do SHGE. Este

algoritmo é introduzido no software LINGO, que realiza interações repetidas até encontrar a solução ótima, ou seja, o menor custo de geração de eletricidade. Conforme observa-se na Figura 25, o início da otimização se dá com a entrada de dados sendo necessário informar a demanda anual de energia elétrica (E_{DEM}), a potência de um módulo FV (P_{painel}), os parâmetros referentes à localização geográfica (temperatura média anual e irradiação no plano do arranjo G_{POA}), os dados de geração de energia de cada modelo n de aerogerador (E_{TnkW}) e a potência entregue E_p dos MCI estudados. Como observa-se nos quadros "Caso 1" e "Casos 2 e 3" do fluxograma, utilizam-se a variáveis booleanas *t* e *m* para possibilitar a seleção de apenas um modelo de turbina eólica e um MCI, respectivamente. Por fim, tanto os parâmetros $n_{painéis}$ quanto $n_{turbinas}$ são declarados como números inteiros, por se tratar da quantidade de módulos FV e aerogeradores, respectivamente. A solução ótima se dá quando o menor custo de geração de eletricidade é encontrado, respeitando as restrições impostas, para uma configuração de SHGE que gere anualmente a energia requerida informada inicialmente.

Figura 25. Fluxograma do algoritmo de otimização



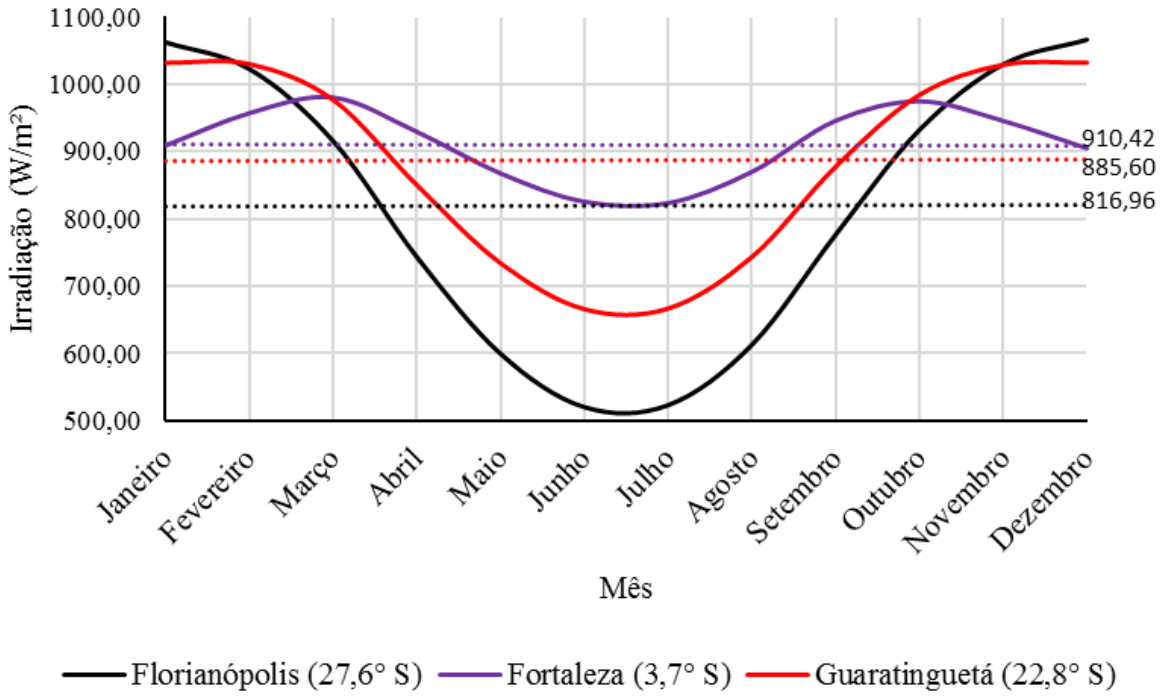
Fonte: Elaboração própria.

5 RESULTADOS

5.1 AVALIAÇÃO DOS RECURSOS SOLARES

A Figura 26 ilustra os recursos de irradiação solar calculados para as cidades de Fortaleza (Latitude 3,7° S), Guaratinguetá (Latitude 22,8° S) e Florianópolis (Latitude 27,6° S) ao longo do período de um ano. Calcula-se a irradiação anual média no POA estudado neste trabalho (inclinação β de 17° e ângulo azimutal γ de 45°) para cada cidade encontrando os valores médios de 910,42 W/m² para Fortaleza, 885,60 W/m² para Guaratinguetá e 816,96 W/m² para Florianópolis.

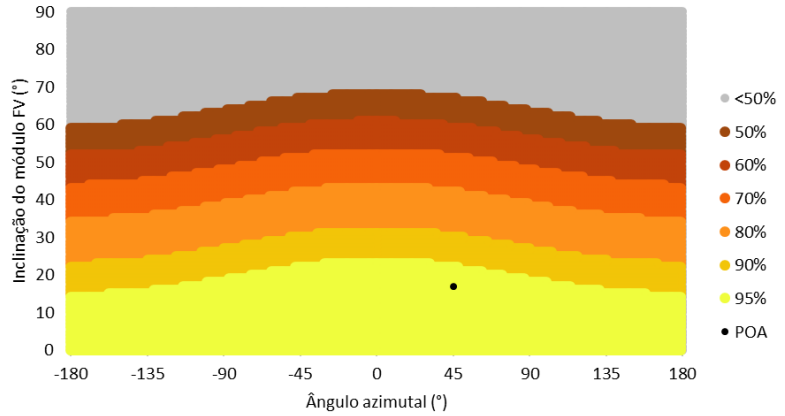
Figura 26. Irradiação solar anual média no POA (β=17° e γ=45°)



Fonte: Elaboração própria.

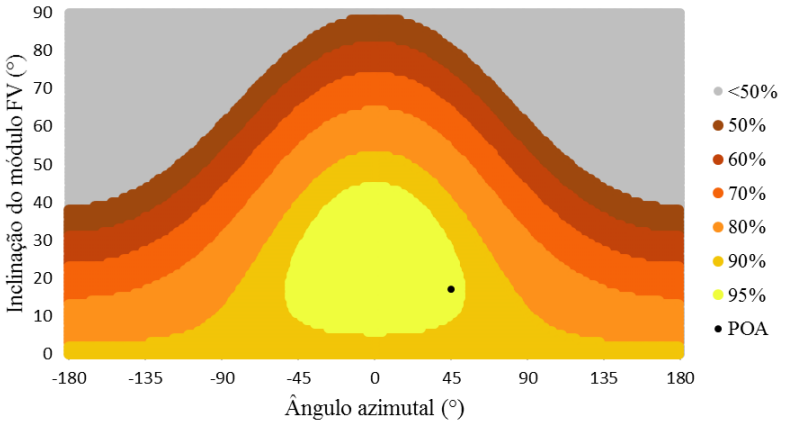
Além disso, as Figuras 27 a 29 ilustram os gráficos de irradiação solar em função da inclinação do painel e do ângulo azimutal, onde são representadas as regiões de 95% até 50%. O ponto em destaque indica qual o aproveitamento do sistema FV considerando o POA em análise.

Figura 27. Regiões de geração para a cidade de Fortaleza (3,7° S)



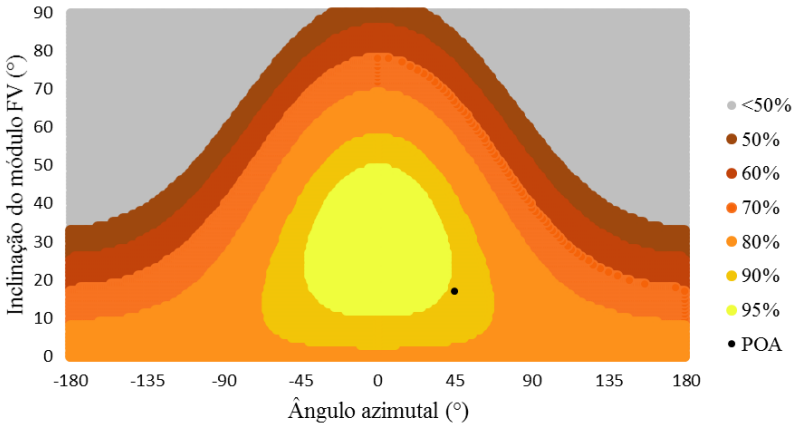
Fonte: Elaboração própria.

Figura 28. Regiões de geração para a cidade de Guaratinguetá (Latitude 22,8° S)



Fonte: Elaboração própria.

Figura 29. Regiões de geração para a cidade de Florianópolis (Latitude 27,6° S)

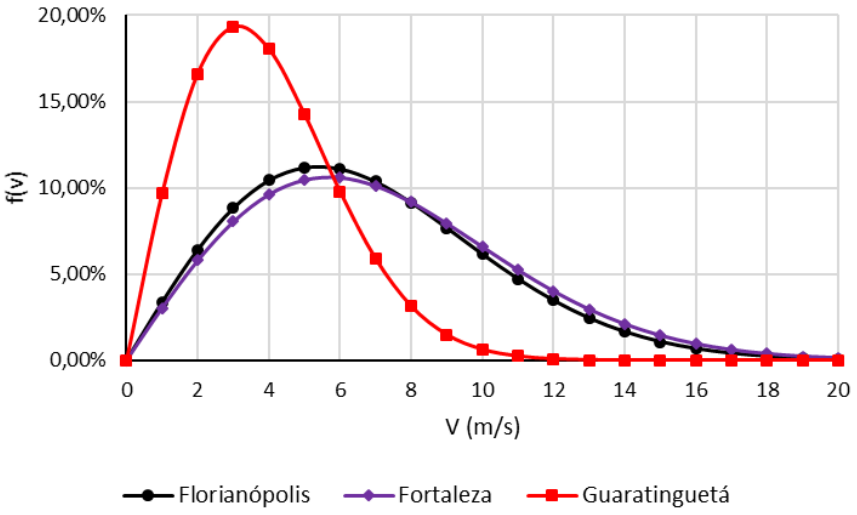


Fonte: Elaboração própria.

5.2 AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS

Através da base de dados online e gratuita SWERA, encontra-se as velocidades médias dos ventos de cada local, sendo 3,93 m/s para Guaratinguetá, 6,76 m/s para Florianópolis e 7,14 m/s para Fortaleza. A partir disso, são determinadas as curvas de distribuição de Rayleigh de velocidades de vento conforme ilustra a Figura 30.

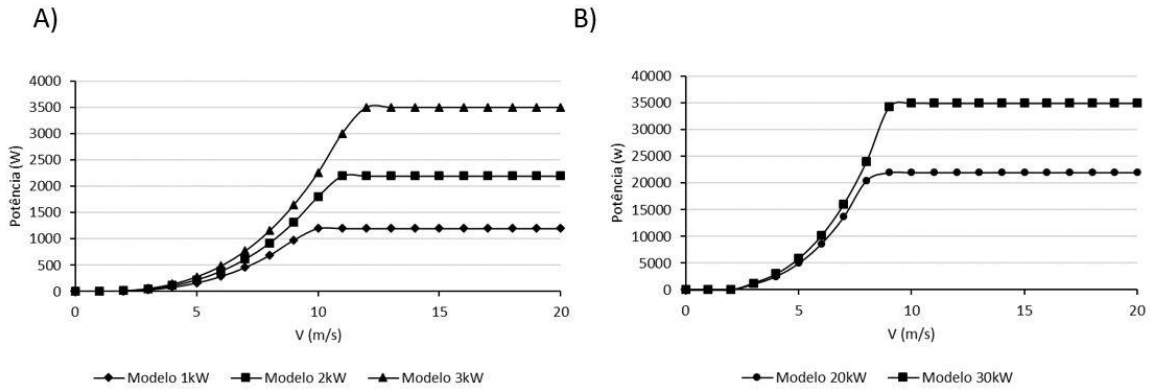
Figura 30. Distribuição de velocidades do vento das 3 cidades estudadas



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 31 apresenta as curvas de potência dos aerogeradores de eixo vertical, de acordo com as especificações técnicas da Tabela 14.

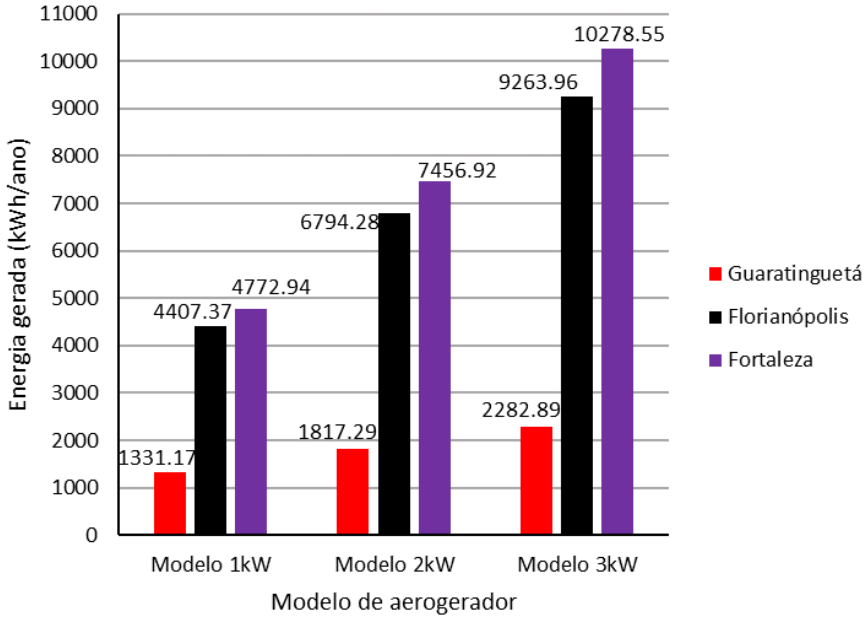
Figura 31. Curvas de potência dos aerogeradores de eixo vertical (A) e horizontal (B)



Fonte: Elaboração própria.

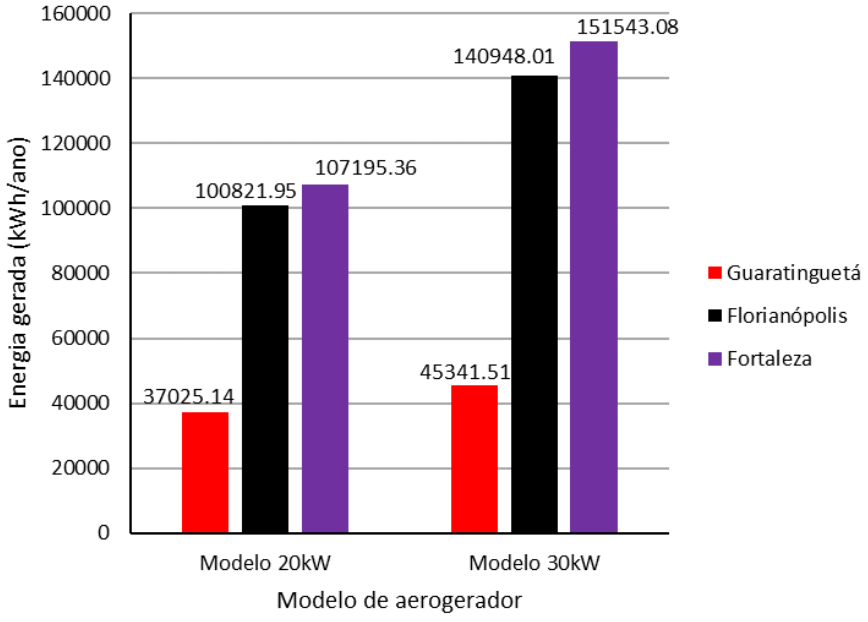
A partir da distribuição de ventos calculadas para cada cidade e as curvas de potência de cada turbina determinadas, pode-se calcular a energia gerada anualmente por cada modelo de aerogerador operando em cada local estudado conforme observa-se nas Figuras 32 e 33.

Figura 32. Geração de energia dos modelos de aerogeradores de eixo vertical



Fonte: Elaboração própria.

Figura 33. Geração de energia dos modelos de aerogeradores de eixo horizontal



Fonte: Elaboração própria.

5.3 BALANÇO ENERGÉTICO DOS MODELOS DE CMCIG

A Tabela 21 expõe os resultados da análise energética dos modelos de CMCIG.

Tabela 21. Análise energética dos modelos de CMCIG

CMCIG	**E_p (kW)**	**E_{aq} (kW)**	**Perdas (kW)**	**$m_{biogás}$ (kg/s)**	**m_{ar} (kg/s)**	**m_{ge} (kg/s)**	**η_{el}**	**η_t**
B4 T - 5000 Bio	3,60	2,94	8,16	0,000662	0,0064	0,0071	0,28	0,23
GMWM 30 kVA	20,02	41,68	32,15	0,004632	0,0449	0,0495	0,22	0,47
GMWM 50 kVA	31,60	64,83	35,95	0,006617	0,0659	0,0725	0,25	0,51
GMWM 80 kVA	54,40	116,03	51,14	0,011248	0,1090	0,1202	0,25	0,53
GMWM120 kVA	77,55	160,73	67,87	0,015549	0,1507	0,1662	0,26	0,53

Fonte: Elaboração própria.

5.4 CASO 1 – SHGE *ON-GRID*: EDIFÍCIO URBANO

A Tabela 22 contém os resultados das configurações de SHGE obtidas utilizando o algoritmo de otimização para as três cidades estudadas, considerando um edifício de consumo anual de eletricidade de 170 MWh/ano, e com conexão à rede elétrica local.

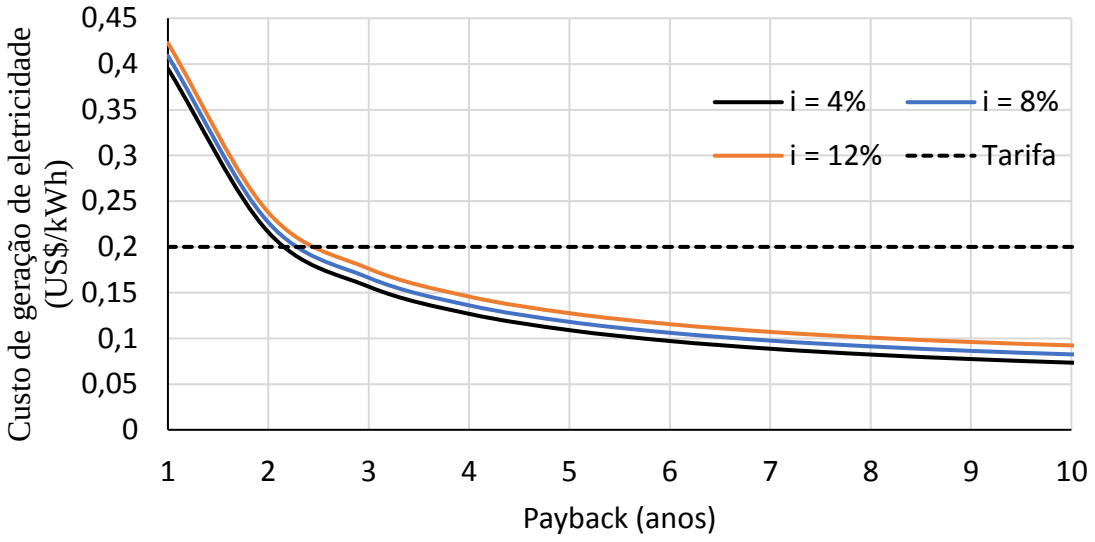
Tabela 22. Configurações de SHGE para o Caso 1

Fonte: Elaboração própria.

		Fortaleza	**Guaratinguetá**	**Florianópolis**
Gerador Fotovoltaico	N.º de painéis/Área (m²)	34 (65,28 m²)	99 (190,02 m²)	41 (78,72 m²)
	Potência instalada (kW)	11,22	32,67	13,53
	Investimento (US$)	8986,9	23265,32	10616,25
Gerador Eólico	Número de turbinas eólicas	8 (1kW)	0	8 (1kW)
	Potência instalada (kW)	8,0	0	8,0
	Investimento (US$)	15023,25	0	15023,25
Inversores	Potência (kW)	23,10	39,20	25,84
	Investimento (US$)	3318,04	5611,32	3819,69
CMCIG	Potência (kW)	31,60	31,60	31,60
	Horas de operação (h/ano)	3636	3636	3636
	$m_{biogás}$ ($kg_{biogás}$/h)	23,8	23,8	23,8
	Investimento (US$)	37920	37920	37920
Investimento total (US$)		65248,19	66796,64	67379,19
Energia elétrica gerada (kWh/ano)		170000	170000	170000

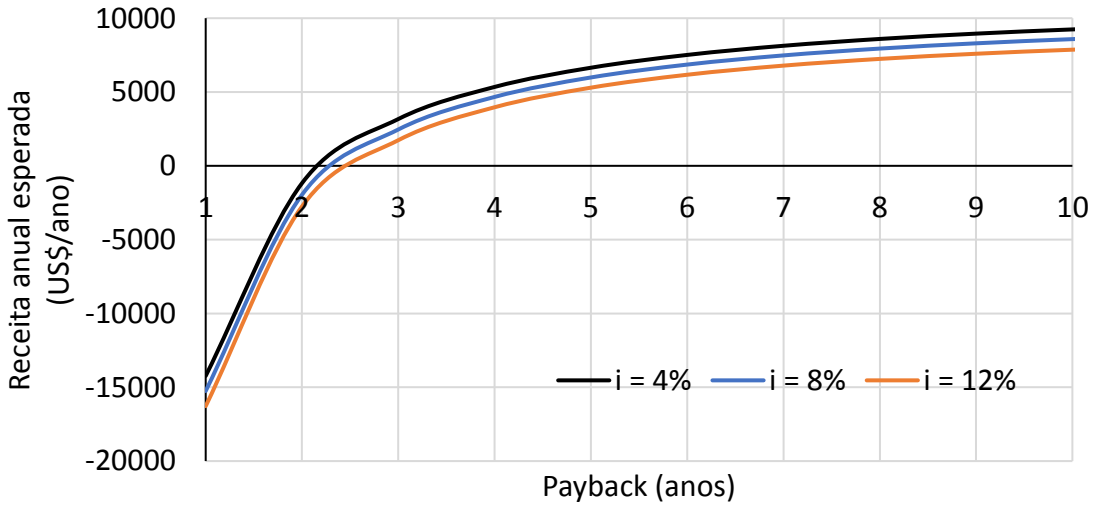
As Figuras 34 e 35 ilustram as curvas do custo de produção de eletricidade e receita anual esperada em função do período de retorno do investimento (*payback*) para o SHGE de menor custo de investimento total. Em Fortaleza evidencia-se o menor *payback*, que varia entre 3 e 4 anos dependendo da taxa de juros praticada. Os resultados encontrados para a cidade de Florianópolis são similares, porém para a cidade de Guaratinguetá o *payback* é entre 4 e 6 anos.

Figura 34. Curva do custo de produção de eletricidade x *payback* – Caso 1: Fortaleza



Fonte: Elaboração própria.

Figura 35. Curva da receita anual esperada x *payback* – Caso 1: Fortaleza



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 23 são apresentados os resultados da eficiência ecológica das tecnologias de geração de energia solar fotovoltaico, eólica e CMCIG do Caso 1.

Tabela 23. Resultados da análise ambiental do Caso 1

	Fotovoltaico			Eólica			CMCIG
	Fortaleza	**Guaratinguetá**	**Florianópolis**	**Fortaleza**	**Guaratinguetá**	**Florianópolis**	**3,6 kW**
η_{el}	0,2340	0,2540	0,2340	0,7210	0,9740	0,7390	0,2500
ε	0,9103	0,9105	0,9051	0,9849	0,9875	0,9851	0,8300

Fonte: Elaboração própria.

5.5 CASO 2 – SHGE *ON-GRID*: PROPRIEDADE RURAL

A Tabela 24 contém os resultados das configurações de SHGE obtidas utilizando o algoritmo de otimização para as três cidades estudadas, considerando uma propriedade rural com rede local de distribuição de eletricidade para conexão *on-grid*.

Tabela 24. Configurações de SHGE para o Caso 2

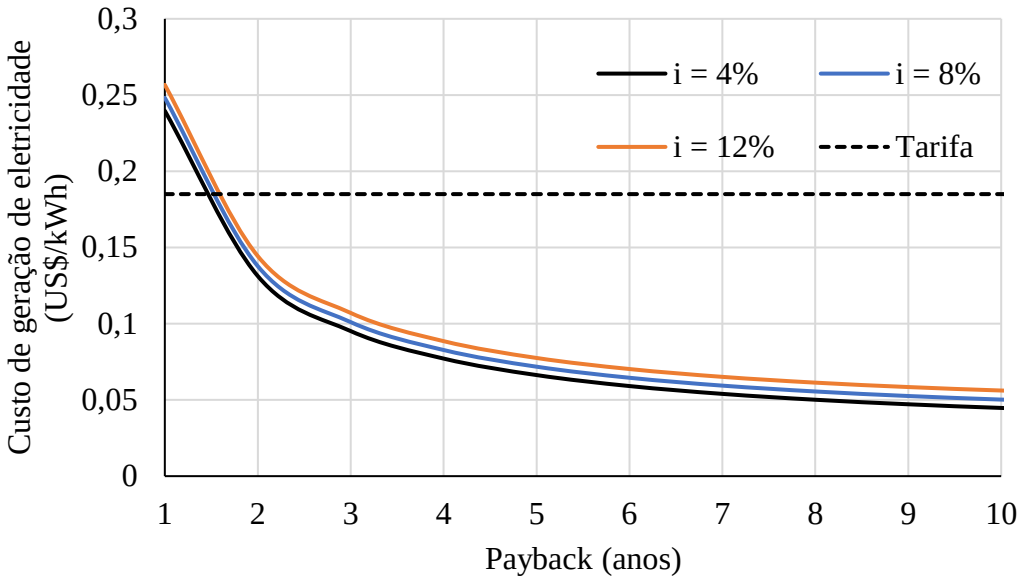
Fonte: Elaboração própria.

		Fortaleza	**Guaratinguetá**	**Florianópolis**
Gerador Fotovoltaico	N.º de painéis/Área (m²)	0	80 (153,6 m²)	0
	Potência instalada (kW)	0	26,4	0
	Investimento (US$)	0	19246,15	0
Gerador Eólico	Número de turbinas eólicas	10 (1kW)	0	11 (1kW)
	Potência instalada (kW)	10,0	0	11,0
	Investimento (US$)	17855,51	0	19222,51
Inversores	Potência (kW)	12,0	31,7	13,2
	Investimento (US$)	1753,62	4596,16	2020,80
CMCIG	Potência (kW)	3,6	3,6	3,6
	Horas de operação (h/ano)	7400	7634	7020
	$m_{biogás}$ ($kg_{biogás}$/h)	2,38	2,38	2,38
	Investimento (US$)	4320	4320	4320
Investimento total (US$)		23959,13	28162,31	25563,31
Energia elétrica gerada (kWh/ano)		72000	72000	72000

As Figuras 36 e 37 ilustram as curvas do custo de produção de eletricidade e receita anual esperada em função *payback* para o SHGE de menor custo de investimento total. Na cidade de Fortaleza evidencia-se o menor *payback*, que varia entre 1 e 2 anos dependendo da taxa de juros

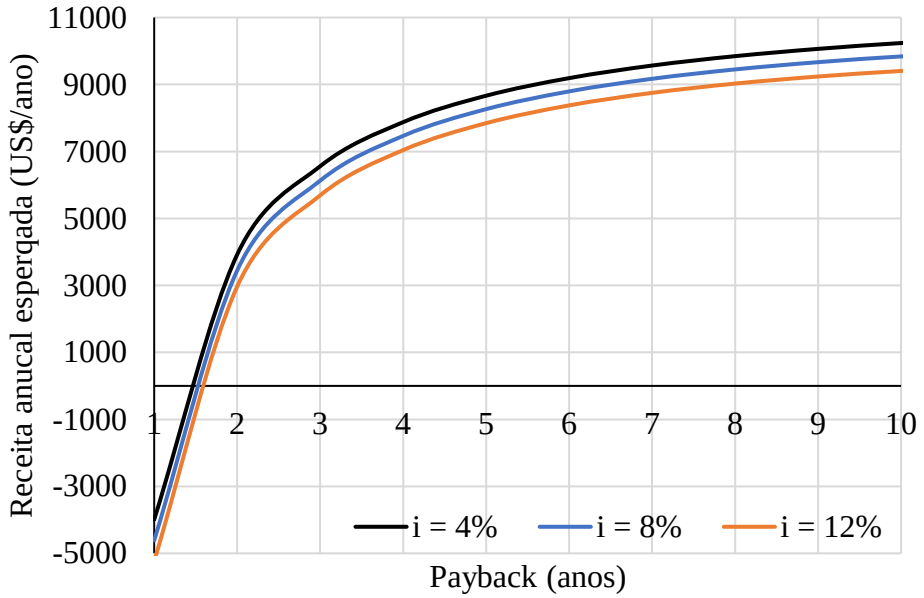
praticada. Os resultados encontrados para a cidade de Florianópolis são similares, enquanto para a cidade de Guaratinguetá o *payback* é maior, entre 6 e 9 anos.

Figura 36. Curva do custo de produção de eletricidade x payback – Caso 2: Fortaleza



Fonte: Elaboração própria.

Figura 37. Curva da receita anual esperada x payback – Caso 2: Fortaleza



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 25 são apresentados os resultados da eficiência ecológica do Caso 2.

Tabela 25. Resultados da análise ambiental do Caso 2

	Fotovoltaico			Eólica			CMCIG
	Fortaleza	**Guaratinguetá**	**Florianópolis**	**Fortaleza**	**Guaratinguetá**	**Florianópolis**	**31,6 kW**
η_{el}	0,2340	0,2540	0,2340	0,7210	0,9740	0,7390	0,2800
ε	0,9050	0,9105	0,9050	0,9849	0,9875	0,9851	0,8500

Fonte: Elaboração própria.

5.6 CASO 3 – SHGE *OFF-GRID*: PROPRIEDADE RURAL

A Tabela 26 contém os resultados das configurações de SHGE obtidas utilizando o algoritmo de otimização para as três cidades estudadas, considerando uma propriedade rural em área sem cobertura da rede elétrica, portanto com necessidade de baterias para armazenamento.

Tabela 26. Configurações de SHGE para o Caso 3

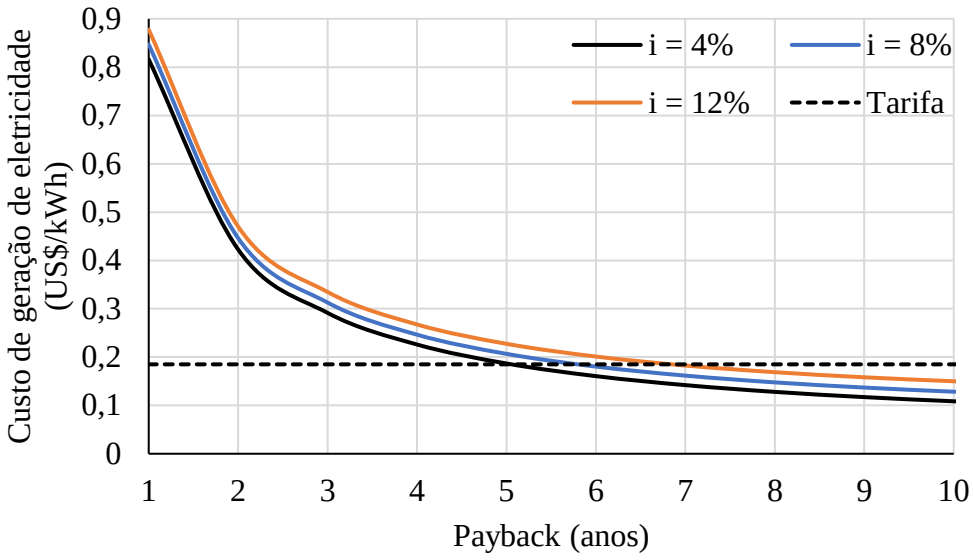
Fonte: Elaboração própria.

		Fortaleza	**Guaratinguetá**	**Florianópolis**
Gerador Fotovoltaico	N.º de painéis/Área (m²)	0	80 (153,6 m²)	0
	Potência instalada (kW)	0	26,4	0
	Investimento (US$)	0	19246,15	0
Gerador Eólico	Número de turbinas eólicas	10 (1kW)	0	11 (1kW)
	Potência instalada (kW)	10,0	0	11,0
	Investimento (US$)	17855,51	0	19222,51
Inversores	Potência (kW)	12,0	31,7	13,2
	Investimento (US$)	1753,62	4596,16	2020,80
CMCIG	Potência (kW)	3,6 kW	3,6 kW	3,6 kW
	Horas de operação (h/ano)	7400	7634	7020
	$m_{biogás}$ ($kg_{biogás}$/h)	2,38	2,38	2,38
	Investimento (US$)	4320	4320	4320
Baterias	Capacidade	132 kWh	132 kWh	132 kWh
	Investimento	42402,73	42402,73	42402,73
Investimento total (US$)		66331,86	70565,04	67966,04
Energia elétrica gerada (kWh/ano)		72000	72000	72000

As Figuras 38 e 39 ilustram as curvas de produção de eletricidade e receita anual esperada em função do *payback* para o SHGE de menor investimento total para implantação. Para a cidade de Fortaleza, nota-se que o período de retorno do investimento varia entre 3 e 5 anos

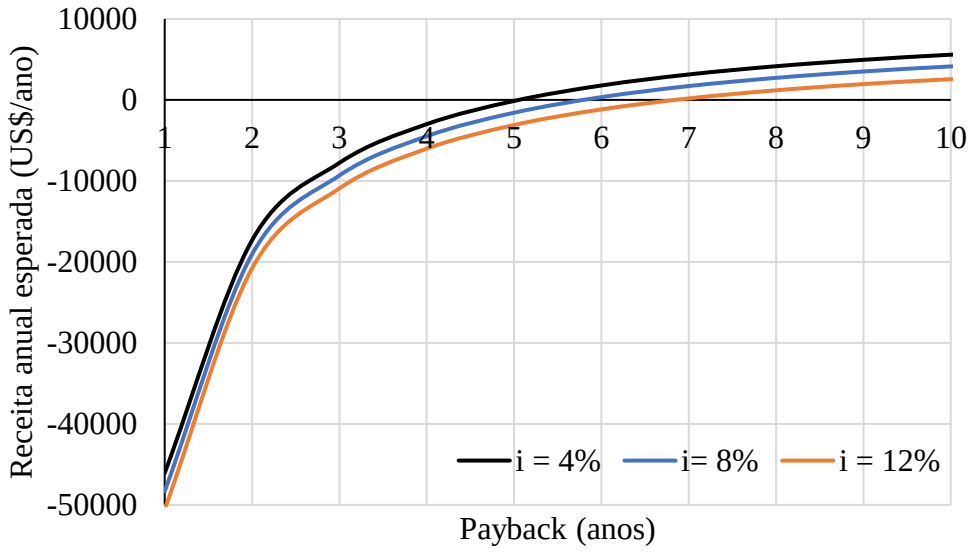
dependendo da taxa de juros praticada. Os resultados encontrados para a cidade de Florianópolis são similares, enquanto para a cidade de Guaratinguetá o *payback* não se dá antes de 11 anos.

Figura 38. Curva do custo de produção de eletricidade x *payback* – Caso 3: Fortaleza



Fonte: Elaboração própria.

Figura 39. Curva da receita anual esperada x payback – Caso 3: Fortaleza



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 27 são apresentados os resultados da eficiência ecológica do Caso 3.

Tabela 27. Resultados da análise ambiental do Caso 3

Fotovoltaico	**Eólica**	**CMCIG**

	Fortaleza	Guaratinguetá	Florianópolis	Fortaleza	Guaratinguetá	Florianópolis	3,6 kW
η_{el}	0,2340	0,2540	0,2340	0,7210	0,9740	0,7390	0,2500
ε	0,9050	0,9105	0,9050	0,9849	0,9875	0,9851	0,8300

Fonte: Elaboração própria.

6 CONCLUSÕES

O uso de fontes alternativas de energia como a solar e eólica está crescendo no Brasil, tendo em vista os elevados potenciais energéticos que o país se dispõe. Além disso, a utilização do biogás como combustível ganha destaque pela disponibilidade de biomassa no país, principalmente devido à inúmeras atividades agropecuárias desenvolvidas no Brasil.

Nesse estudo, desenvolve-se uma metodologia para o dimensionamento de sistemas híbridos de geração de energia considerando as fontes renováveis solar, eólica e biogás como combustível para motores a combustão interna. O dimensionamento requer dados iniciais que dizem respeito ao local de instalação dos sistemas, uma vez que os recursos solares e eólicos variam de acordo com a posição geográfica. Com isso, faz-se uma avaliação destes recursos para as cidades de Fortaleza, Guaratinguetá e Florianópolis, que foram selecionadas por estarem em diferentes regiões brasileiras e, consequentemente, apresentarem recursos renováveis distintos.

Dos resultados da avaliação dos recursos solares e eólicos, pode-se concluir que a cidade de Fortaleza possui maior disponibilidade de ambos com altos índices de irradiação solar devido à sua posição geográfica mais próxima da linha do equador e às elevadas velocidades médias de ventos que ocorrem na região. As cidades de Guaratinguetá e Florianópolis apresentam menores potenciais energéticos, sendo que a primeira possui o menor potencial de geração eólica e a segunda o menor potencial de geração fotovoltaica devido à sua localização mais ao sul do país. Porém, a região sul também conta com elevadas ocorrências de ventos.

O método utilizado para estimar a irradiação solar incidente no plano do arranjo fotovoltaico mostra-se eficiente para a realização de análises de instalações fotovoltaicas fixas tendo apenas a informação da latitude local. Verifica-se que tanto a inclinação do módulo fotovoltaico quanto o seu deslocamento angular em relação ao norte, são fatores que vão determinar a eficiência de geração de sistemas FV. Para locais de latitude menor (mais próximo da linha do Equador), o ângulo azimutal não interfere na quantidade de irradiação incidente no plano do arranjo FV desde que a inclinação do módulo seja baixa (entre 10° e 20°). À medida que se afasta-se do Equador, nota-se que para manter alto aproveitamento da energia solar é preciso maiores ângulos de inclinação, dentro dos limites dos ângulos azimutais.

Visto isso, um algoritmo de otimização é desenvolvido de modo a buscar a minimização do custo de geração de eletricidade de sistemas híbridos, sendo que a escolha dos equipamentos depende dos recursos renováveis disponíveis na cidade previamente escolhida. Assim sendo, observa-se que nos locais onde há mais ventos (Fortaleza e Florianópolis) a solução ótima

apresenta maiores utilizações de turbinas eólicas do que painéis solares. Enquanto em Guaratinguetá, onde os ventos são mais escassos, as soluções ótimas se dão com a utilização de painéis solares fotovoltaicos. Em todos os casos estudados, o conjunto motor a combustão interna e gerador operando com biogás é sempre selecionado para operar o máximo possível, dado seu menor custo de investimento.

Dentre os três casos analisados, a configuração que apresentou menor período de retorno do investimento foi o Caso 2 – SHGE *on-grid*: Propriedade Rural para a cidade de Fortaleza. Esse caso não apresenta restrições de área, o que possibilitou uma configuração majoritariamente formada por turbinas eólicas. O *payback* do Caso 2 varia entre 1 e 2 anos.

O Caso 1 – SHGE *on-grid*: Edifício Urbano apresentou um período de *payback* superior ao Caso 2, variando entre 2 e 3 anos para a cidade de Fortaleza. Nesse caso vale ressaltar que as restrições do problema eram maiores, uma vez que a área disponível para a instalação de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas foi limitada. Isso resultou em configurações de SHGE mais heterogêneas, ou seja, sem predominância de uma só tecnologia de geração, o que resultou em maiores custos de produção de eletricidade. Para as cidades de Guaratinguetá e Florianópolis, o Caso 1 apresenta *payback* similar.

O Caso 3 – SHGE *off-grid*: Propriedade Rural apresentou os maiores custos de geração de eletricidade dentre todos os casos estudados. Isso se deve à inclusão do sistema de armazenamento de energia que encareceu significantemente o custo de investimento do SHGE. Mais uma vez, a cidade com menor *payback* foi Fortaleza, sendo que o retorno do investimento se dá entre 5 e 7 anos. Nota-se que a inclusão do sistema de armazenamento de energia praticamente dobra o tempo de retorno do investimento da planta geradora.

Quanto à utilização do biogás como combustível, nota-se que no Caso 1 (maior consumo desse combustível) a vazão mássica necessária de biogás, de aproximadamente 20 m^3/h, evidencia que aterros sanitários como os da cidade de São Paulo poderiam fornecer biogás para centenas de edifícios como o estudado nesse trabalho. É importante que esse potencial seja aproveitado com a implementação de tecnologias que distribuam esse gás para centros urbanos.

Da análise ambiental, pode-se concluir que todas as tecnologias são ecologicamente eficientes sendo que a menos poluidora dentre as fontes renováveis estudadas é a geração eólica, com eficiência ecológica de aproximadamente 98%. A tecnologia de geração fotovoltaica fica logo abaixo com uma eficiência ecológica de aproximadamente 91%, enquanto os CMCIG analisados apresentaram valores em torno de 85% sendo, portanto, a tecnologia mais poluidora dentre as três estudadas neste trabalho.

Como sugestões para trabalhos futuros, têm-se:

- Considerar outras tecnologias que compõem o SHGE como células a combustível e eletrolisadores para produção de hidrogênio;
- Análise exergoeconômica dos SHGE propostos;
- Efetuar análise ambiental utilizando outras metodologias como a análise do ciclo de vida;
- Utilizar outras ferramentas para análise engenharia econômicas tais como a taxa de interna de retorno e valor presente líquido;
- Considerar armazenamento de eletricidade e armazenamento de hidrogênio para utilização em células a combustível.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2008. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf. Acesso em: 20 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Evolução da energia eólica no Brasil**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIoMkLad/content/evolucao-da-energia-eolica-no-brasil?inheritRedirect=false. Acesso em: 18 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações técnicas**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. Acesso em: 18 set. 2019.

AL-MULALI, U.; FEREIDOUNI, H. G.; LEE, J. Y. M. Electricity consumption from renewable and non-renewable sources and economic growth: Evidence from Latin American countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 30, p. 290–298, 2014. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032113007053?token=0D9F1FB165AAF4570C27ED57C60D1EADB1A5052D865A673AD5B2C577EF8A62281A92911049CFFEBF2E2E0125678A50D1. Acesso em: 20 set. 2019.

BAKER, K. R. **Optimization modeling with spreadsheets**. 2. ed. New Jersey, John Wiley & Sons Inc, 2011. Disponível em: http://www.cevdeteren.com/dosya/akademik/optimizasyon-teknikleri/ders-kitabi/Kenneth-R-Baker-Optimization-Modeling-with-Spreadsheets-Second-Edition-2011.pdf. Acesso em: 20 set. 2019.

BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; DUFO-LÓPEZ, R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 13, n. 8, p. 2111–2118, 2009. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032109000215?token=10055F8759E99C49C1FC68A2882119F520C787E8E9171EAD81707CD9AAE5134317C2DCBB23C318555D39E660CF5D245A. Acesso em: 20 set. 2019.

BRIZI, F.; SILVEIRA, J. L.; DESIDERI, U.; REIS, J. A. D.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. D. Q. Energetic and economic analysis of a Brazilian compact cogeneration system: Comparison between natural gas and biogas. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 38, p. 193–211, 2014. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032114004225?token=000BED2F485771D9DFD01EA13ED319C37F9BBDC7D3E34D30094BB5C25BE35E3C97845EE943CD70D631061C62CE3C19E5. Acesso em: 20 set. 2019.

CARDU, M.; BAICA, M. Regarding a global methodology to estimate the energyecologic efficiency of thermopower plants. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 40, n. 1, p. 71–87, 1999. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0196890498000387?token=C4342FE9A4DB2EC602E562F4410AC44A589743888072778B1781021B03A85864C68926265E83C81DA5D5F2C5E2FD5518. Acesso em: 20 set. 2019.

CASTRO, T. S.; DE SOUZA, T. M.; SILVEIRA, J. L. Feasibility of Electric Vehicle:

Electricity by Grid × Photovoltaic Energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 69, n. nov., p. 1077–1084, 2017. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032116305895?token=C40A9BB9CE0B03FDC3E6C344094CDA90DA7D7C0E0CECD5A6934D1E2E5EE1932E7411B617E6B4E336219B064EBCA9956F. Acesso em: 20 set. 2019.

CHEMISANA, D.; LAMNATOU, C. Photovoltaic-green roofs: an experimental evaluation of system performance. **Applied Energy**, London, v. 119, p. 246–256, 2014. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S030626191301026X?token=6B5955B24D336AEE1FA1B2CBAD3F3233B4E5FD3D8FB06C5F964C676E4DB794027D8352661DFDB2CB18923ABDF9BBF6BD. Acesso em: 20 set. 2019.

CHEN, X. M.; LI, Y.; ZHAO, Z. G.; MA, T.; WANG, R.Z. General method to obtain recommended tilt and azimuth angles for photovoltaic systems worldwide. **Solar Energy**, Kidlington, v. 172, n. nov., p. 46–57, 2018. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0038092X18305978?token=3261DCF9DCC72A8F7132B931380553126409960E8B3C7BC0078FE13AA0D2BF68C1F8293610632879936229C994645345. Acesso em: 20 set. 2019.

CORONADO, C. R.; YOSHIOKA, J. T.; SILVEIRA, J. L. Electricity, hot water and cold water production from biomass. Energetic and economical analysis of the compact system of cogeneration run with woodgas from a small downdraft gasifier. **Renewable Energy**, Oxford, v. 36, n. 6, p. 1861–1868, 2011. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148110005343?token=A9F5BF2BCB930EB33A851D66D602A2DF191063300808412C97351911820346F180E840B6E1DCCD72F208F48EA6CA74BD. Acesso em: 20 set. 2019.

CRUZ, D. B. **Estudo hidrodinâmico computacional de reator uasb em escala de bancada com validação experimental**. 2013. 70f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Ambiental) - Universidade Tecnológica do Paraná, Campo Mourão, 2013.

DAVIS, L. W.; GERTLER, P. J. Contribution of air conditioning adoption to future energy use under global warming. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, [S.l.], v. 112, n. 19, p. 5962–5967, 2015. Disponível em: https://www.pnas.org/content/112/19/5962. Acesso em: 20 set. 2019.

DTU, T. U. **Global wind atlas 2.0**. Disponível em: https://globalwindatlas.info/. Acesso em: 18 set. 2019.

EKSI, M.; ROWE, D. B.; WICHMAN, I. S.; ANDRESEN, J. A. Effect of substrate depth, vegetation type, and season on green roof thermal properties. **Energy and Buildings**, Lausanne, v. 145, p. 174–187, 2017. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0378778817312203?token=B91A968F35B61BE7DE568EC0CDEDD62E0451AFEF6AEC1B022F3774BAFE8F87FABEA284B268581CAEDE4B856FD20EDF8C. Acesso em: 20 set. 2019.

ENEL. **Impostos e outros encargos**. Disponível em: https://www.eneldistribuicaosp.com.br/para-sua-casa/impostos-e-outros-encargos. Acesso em: 18 set. 2019.

ENERSUD. **Produtos**. Disponível em: http://www.enersud.com.br/products/. Acesso em: 18 set. 2019.

Empresa de pesquisa energética - EPE. **Balanço Energético nacional 2018:** ano base 2017. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf. Acesso em: 18 set. 2019.

EQUIPMENT, Q. R. **Products**. Disponível em: http://www.renergywind.com/index.php?id=product. Acesso em: 18 set. 2019.

ER-BR - ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Grupos geradores**. Disponível em: https://www.erbr.com.br/produtos/1/grupo-geradores. Acesso em: 18 set. 2019.

FOUSTALIERAKI, M.; ASSIMAKOPOULOS, M. N.; SANTAMOURIS, M.; PANGALOU, H. Energy performance of a medium scale green roof system installed on a commercial building using numerical and experimental data recorded during the cold period of the year. **Energy and Buildings**, Lausanne, v. 135, p. 33–38, 2017. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0378778816313871?token=B7D402F184E658FDE6B5E4CDFDAC4B856911EE1AF3338DFD882BACB22A90B78163724058F2B1733CEC85AD5AD33F1216. Acesso em: 20 set. 2019.

GARCILASSO, V. P.; JUNIOR, A. D. N. F.; SANTOS, M. M. D.; JOPPERT, C. L. **Tecnologias de produção e uso e Biogás e Biometano**. São Paulo: IEE-USP, 2018.

GHAFOOR, A.; MUNIR, A. Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 42, p. 496-502, 2015. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032114008296?token=0B39289F0FCFAE9A1607093D5591F2C47E6233F54156C02493CC211271DDCE384ACB6A292E03E093DA7B88303206BB4B. Acesso em: 20 set. 2019.

HUI, D.; TAEK, S.; CHIL, Y. Assessment of wind energy for small-scale wind power in Chuuk State , Micronesia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 52, p. 613–622, 2015. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032115008072?token=B169D227FD2D7AA6F490FEAE3BA8D6343637DD5776AE9E48D067C52B51743A93ADCB91770C0E3B2B7261EC504E929A2C. Acesso em: 20 set. 2019.

HUI, S. C. M.; CHAN, S. C. Integration of green roof and solar photovoltaic systems. **Joint Symposium 2011:** Integrated Building Design in the New Era of Sustainability, v. 2011, n. nov., p. 1–12, 2011.

KUMAR, R.; RAAHEMIFAR, K.; FUNG, A. S. A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 89, n. April, p. 281–291, 2018. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032118301254?token=666E2FC30D9B3E4C1B7EC65C17D4EEBE7F4E6E9C062DDD0AA35C3F908160FEBE8560FAAB0BABDEAD1E4D87DB554982AD. Acesso em: 20 set. 2019.

LAMNATOU, C.; CHEMISANA, D. A critical analysis of factors affecting photovoltaic-green roof performance. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 43, p. 264–280, 2015. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032114009794?token=1C237CF2D5154F951D8F2361E15D7FD569720826672869C7A2F5053D71A7C22931844893ACE14DA2429F49B3DEABD25A. Acesso em: 20 set. 2019.

LIMERSOL. **Sistema fotovoltaico on grid**. Disponível em: https://www.limersol.com.br/sistema-fotovoltaico-on-grid. Acesso em: 14 jan. 2019.

LU, Y.; WANG, S.; SHAN, K. Design optimization and optimal control of grid-connected and standalone nearly/net zero energy buildings. **Applied Energy**, London, v. 155, p. 463–477, 2015. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0306261915007655?token=998DC5A7FE50B209C5CB612AC44B3DCFEE2234C2B123B14054840A316167079686D338359F9EB7DF9E4897AD0D54E0C9. Acesso em: 20 set. 2019.

MERKASOL. **Hoppecke OPzS batteries**. Disponível em: https://www.merkasol.com/epages/62387086.sf/en_GB/?ObjectPath=/Shops/62387086/Categories/Baterías/Baterias_OPzS/Baterias_OPzS_Hoppecke. Acesso em: 12 set. 2019a.

MERKASOL. **Inversores growatt conexión a red**. Disponível em: https://www.merkasol.com/epages/62387086.sf/es_ES/?ViewAction=View&ObjectID=89464389&PageSize=15&OrderBy=ListPrice&OrderDesc=1. Acesso em: 12 set. 2019b.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, O. N. DO S. E. **Demanda máxima:** histórico de operação. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao. Acesso em: 18 set. 2019.

PAULINO, R. F. S. **Uso do biogás para produção de biohidrogênio:** eletrólise versus reforma a vapor. 2017. 111f. Dissertação (Mestrado em Engenharria Mecânia) - Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2017.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, A. L. D.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. D. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf. Acesso em: 20 set. 2019.

PEROVANO, T. G.; ALVES F., L. P. **Geração de energia a partir de subprodutos do tratamento de esgotos sanitários**. 2011. 101f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Ambiental). Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2011.

PHB. **Kits fotovoltiacos PHB**. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/kits-fotovoltaicos.php>. Acesso em: 12 set. 2019.

PINHEIRO, A. P. B. Cresce o número de edifícios energia zero no Brasil. **ABRAVA Climatização + Refrigeração**, v. 53, p. 12–19, 2018.

PORTOLAN DOS SANTOS, Í.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt

angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, Oxford, v. 63, p. 116–124, 2014. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148113004758?token=07E7C128C1A6D5D17499778C5E4941F555101E6EBD223CB4F62CE259D5A6DF653F4B7CDA385B6E89D7E451AC59C02079. Acesso em: 20 set. 2019.

RAMADHAN, M.; NASEEB, A. The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. **Renewable Energy**, Oxford, v. 36, n. 4, p. 1272–1276, 2011. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148110004581?token=DC9174CB543C4A0EA003D05E2C99C2821E89613858325B4E0F1332739C8A499A50C17CB904DE50AE55419C00F7531088. Acesso em: 20 set. 2019.

REDDY, K. S.; ARAVINDHAN, S.; MALLICK, T. K. Investigation of performance and emission characteristics of a biogas fuelled electric generator integrated with solar concentrated photovoltaic system. **Renewable Energy**, Oxford, v. 92, p. 233–243, 2016. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148116301094?token=E39CB978B7671C38357644DE70F519AF41E4BE4EA55A53F0F0EB673C784A1BE5294FE311A65D280EB18AA456A4A988C5. Acesso em: 20 set. 2019.

RIBEIRO, A. E. D.; AROUCA, M. C.; COELHO, D. M. Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: the influence of location, area and shape. **Renewable Energy**, Oxford, v. 85, p. 554–563, 2016. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148115300938?token=3CEFD16D90822058E35A06152A81213F3078BE9C344B43AD650FA59A82B469997EDAC8778298E086F9CCA6CF5234C760. Acesso em: 20 set. 2019.

ROBERTS, J. J. **Análise de desempenho de um sistema híbrido de geração de energia solar-eólico-diesel considerando variações probabilísticas da carga e dos recursos renováveis.** 2012. 151f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

ROBERTS, J. J. **Otimização de sistemas híbridos de geração de energia solar-eólico-diesel através de métodos metaheurísticos e função multiobjetivos**. 2016. 291f. Tese (Doutorado em Engenharia mecânica). Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016.

ROBERTS, J. J.; CASSULA, A. M.; SILVEIRA, J. L.; BORTONI, E. D. C.; MANDIBURU, A. Z. Robust multi-objective optimization of a renewable based hybrid power system. **Applied Energy**, London, v. 223, n. apr., p. 52–68, 2018. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0306261918305749?token=4D8FC60ADDBF71AAEA023AEC431253A4F90FAEA9BB786C92B616A9DFC04260A806479A33A88D8E133527D6CECC3053D4. Acesso em: 20 set. 2019.

ROSSI, C.; RUSSO, F.; SAVINO, S. Windmills: Ancestors of the wind power generation. **Frontiers of Mechanical Engineering**, Lausanne, v. 12, n. 3, p. 389–396, 2017. Disponível em: https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs11465-017-0414-5.pdf. Acesso em: 20 set. 2019.

RUIZ, J. M. A. **Aspectos técnicos, econômicos e ambientais da implementação de energia**

eólica e solar fotovoltaica em edifícios. 2016. 117f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratingutá, 2016.

SANTOS, E. L. B. DOS; JUNIOR, G. N. Produção de biogás a partir de dejetos de origem animal. **Tekhne e Logos**, Botucatu, v. 4, n. 2, p. 81–90, 2013.

SAWIN, J. L. **Global status report**. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf. Acesso em: 18 set. 2019.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. D. Q. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 133–141, 2013. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032112006685?token=9B46A86D33FF127556E1C0F2BC3EE67C5E39E378F2A369DBA9A696D726C10BB08818759A8E3C0DF7C37A2D885117D9B7. Acesso em: 20 set. 2019.

SIMS, R. E. H.; ROGNER, H. H.; GREGORY, K. Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation. **Energy Policy**, Guildford, v. 31, n. 13, p. 1315–1326, 2003. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0301421502001921?token=EDF2861253B1EDB07D28F028CDF5217CA0A41B960B6EBBD30C19566D5FBDC942A1255F1AB6578F665B0FE979C3C70B08. Acesso em: 20 set. 2019.

VARUN; BHAT, I. K.; PRAKASH, R. LCA of renewable energy for electricity generation systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 5, p. 1067–1073, 2009. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032108001093?token=A7DCBB2E098F3BBD1DA5CBD197476FFC6FEA6EB54E7E60873CC59F4EDA35CC3BFDF853E2A35CCF8A00210D5469E7367B. Acesso em: 20 set. 2019.

VIOLA, L. **Estudo da produção de hidrogênio eletrolítico a partir de fontes eólica, solar e hidrelétrica**. 2015. 68 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015.

XAVIER, B. H. **Aspectos termodinâmicos, ecológicos e econômicos de sistemas de cogeração com motores de combustão interna operando com gás natural, biogás e gás de síntese.** 2016. 117f. Dissetação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016.

YANG, Y.; BREMNER, S.; MENICTAS, C.; KAY, M. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems : a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, n. mar., p. 109–125, 2018. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032118301436?token=6F9C39E296D98D66F0613F6D436A5F2762F29743F0E96E91D231FACEA722415CA2F78FDE0D35C0C7FB7628357B3329FA. Acesso em: 20 set. 2019.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: a comparative life cycle cost analysis.

Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 42, n. 0, p. 569–596, 2015. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032114008284?token=533AB3AADAF6494325366648A0D99DD005061EA7A04F808E8F758E7CAEFC72720B122F4AEA48D3A0215E107B89F510F0. Acesso em: 20 set. 2019.

ANEXO A - ÂNGULO SOLAR ZENITAL E ÂNGULO DE INCIDÊNCIA DA IRRADIAÇÃO DIRETA NO POA

A Tabela 28 expõe os valores das constantes mensais para o modelo ASHRAE (1992).

Tabela 28. Constantes mensais A_m, B_m e C_m

Mês	A_m (wm^{-2})	B_m	C_m
Jan	1229,475	0,142	0,058
Fev	1213,713	0,144	0,060
Mar	1185,340	0,156	0,071
Abr	1134,900	0,180	0,097
Mai	1103,375	0,196	0,121
Jun	1087,613	0,205	0,134
Jul	1084,460	0,207	0,136
Ago	1106,528	0,201	0,122
Set	1150,663	0,177	0,092
Out	1191,645	0,160	0,073
Nov	1220,018	0,149	0,063
Dez	1232,628	0,142	0,057

Fonte: Bakirei (2009) apud. Chen et al. (2018).

Segundo Bakirei (2009) apud. Chen et al. (2018) o ângulo solar zenital pode ser calculado pela equação (47).

$$\theta_Z = \arccos(sen\delta\ sen\varphi + cos\varphi\ cos\delta\ cos\omega) \quad (47)$$

Sendo φ a latitude local e ω o ângulo horário. A declinação solar δ pode ser calculada precisamente através do método Spencer dado por Duffie e Beckman (2013) apud. Chen et al. (2018), conforme exposto na equação (48).

$$\delta = \frac{180}{\pi}\ [0{,}006918 - 0{,}399912\cos B_s + 0{,}070257\ sen\ B_s - 0{,}006758\cos(2B_s) + 0{,}000907\ sen(2B_s) - 0{,}002697\cos(3B_s) + 0{,}00148\ sen(3B_s)] \quad (48)$$

sendo:

$$B_s = 360\ x\ (n-1)/365 \quad (49)$$

Ainda segundo Duffie e Beckman (2013) apud. Chen et al. (2018), é possível determinar o ângulo de incidência da irradiação direta no Plano do Arranjo (PDA) conforme equação (50).

$$cos\theta_b = sen\delta\ sen\varphi\ cos\beta - sen\delta\ cos\varphi\ sen\beta\ cos\gamma + cos\delta\ cos\varphi\ cos\beta\ cos\omega + cos\delta\ sen\varphi\ sen\beta\ cos\gamma\ cos\omega + cos\delta\ sen\beta\ sen\gamma\ sen\omega \quad (50)$$

Sendo β a inclinação do módulo FV em relação à horizontal e γ o ângulo azimutal.

ANEXO B – PARÂMETROS REFERENTES AO MODELO DE PEREZ

Os parâmetros a_{cs} e b_{cs} referentes ao método de Perez et al. (1990) apud. Chen et al. (2018) são dados pelas equações (51) e (52).

$$a_{cs} = \max\ (0, cos\theta_b) \tag{51}$$

$$b_{cs} = \max\ (\cos 85°, \cos \theta_b) \tag{52}$$

O parâmetro de claridade ε é dado pela equação (53).

$$\varepsilon = \frac{\frac{G_D + G_{Bn}}{G_D} + 5{,}535\ x\ 10^{-6}{\theta_z}^3}{1 + 5{,}535\ x\ 10^{-6}{\theta_z}^3} \tag{53}$$

O parâmetro de brilho Δ é dado pela equação (54).

$$\Delta = A_M \frac{G_D}{G_{0n}} \tag{54}$$

Sendo que A_M é a massa do ar e G_{0n} é a irradiação solar extraterrestre na sua componente normal. A_M pode ser calculado segundo De Soto et al. (2006) apud Chen et al. (2018), de acordo com a equação (55).

$$A_M = \frac{1}{\cos \theta_z + 0{,}5057\ (96{,}080 - \theta_z)^{-1{,}634}} \tag{55}$$

A irradiação solar extraterrestre G_{0n} pode ser calculado de acordo com Duffie e Beckman (2013) apud Chen et al. (2018), segundo a equação (56).

$$G_{0n} = G_{SC}\ [1{,}000110 + 0{,}034221\ cosB_s + 0{,}001280\ sen\ B_s + 0{,}000719 \cos(2B_s) + 0{,}000077\ sen\ (2B_s)] \tag{56}$$

Sendo que G_{SC} é a constante solar, igual a 1367 W m^{-2}.

Os coeficientes F1 e F2 são dados por Duffie e Beckman (2013) apud Chen et al. (2018) conforme as equações (57) e (58).

$$F_1 = \max\left[0, \left(f_{11} + f_{12}\Delta + f_{13}\frac{\pi\theta_z}{180°}\right)\right] \quad (57)$$

$$F_2 = \max\left[0, \left(f_{21} + f_{22}\Delta + f_{23}\frac{\pi\theta_z}{180°}\right)\right] \quad (58)$$

A Tabela 29 contém os valores dos coeficientes para diferentes condições do céu.

Tabela 29. Coeficientes para diferentes condições do céu

	ε	f11	f12	f13	f21	f22	f23
1	1-1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
2	1,065-1,23	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
3	1,23-1,5	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
4	1,5-1,95	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
5	1,95-2,8	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
6	2,8-4,5	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
7	4,5-6,2	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
8	6,2-∞	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Fonte: Perez et al. (1990) apud Chen et al. (2018).

ANEXO C – PESQUISA DE MERCADO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

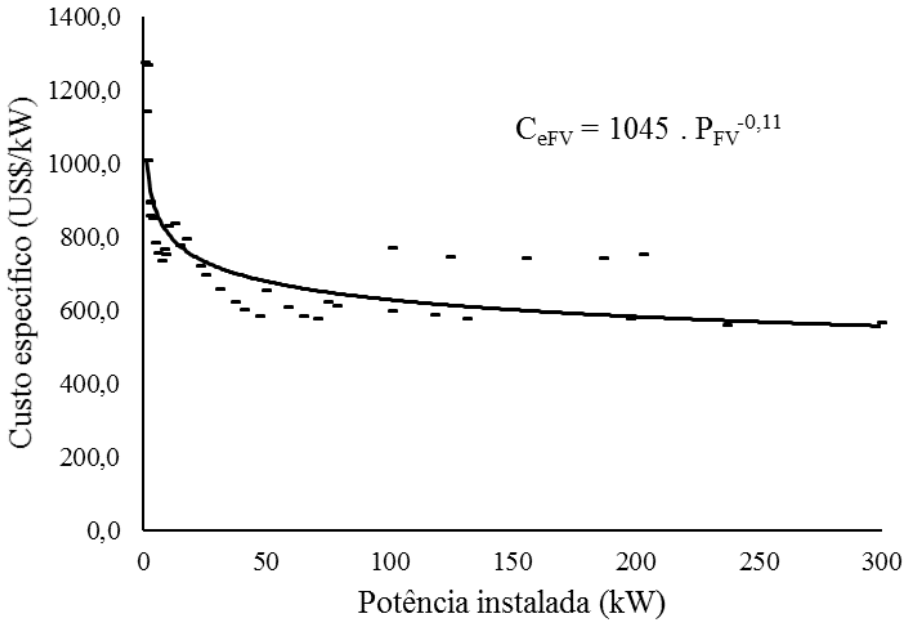
Tabela 30. Preços de sistemas fotovoltaicos e custos específicos

Potência Instalada (kW)	Preço (R$)	US$/kW*[2]
1,37	6499	1275,2
1,65	6999	1140,3
2,4	8999	1008,0
3,02	9999	890,0
3,3	10499	855,2
4,12	12999	848,1
5,5	15999	782,0
6,6	18499	753,5
7,7	20999	733,1
9,3	25999	751,5
10,4	31999	827,1
13,2	40999	834,9
15,4	44499	776,8
17,6	51999	794,2
23,6	62999	717,6
25,6	65999	693,0
31,6	76999	655,0
41,5	92499	599,2
47,5	102999	582,9
50,1	121499	651,9
59,4	133999	606,4
65,3	141499	582,5
75,2	173999	622,0
79,2	179999	610,9
101,4	290268	769,5
124,8	346005	745,3
132	281999	574,3
156	430322	741,5
187,2	514668	739,1
198	422999	574,3
203,45	569175	752,0
237,6	491999	556,6
300	628999	563,6
501,6	1067499	572,1

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisa de mercado.

[2] Cotação do dólar utilizada: 1 US$ = 3,72 R$.

Figura 40. Curva de custo específico em relação à potência nominal de sistemas FV



Fonte: Elaboração própria.

Sendo assim, o custo de investimento de sistemas fotovoltaicos é dado pela equação (31).

$$I_{FV} = C_{eFV}\ x\ P_{FV} = 1045\ {P_{FV}}^{0,89} \quad (31)$$

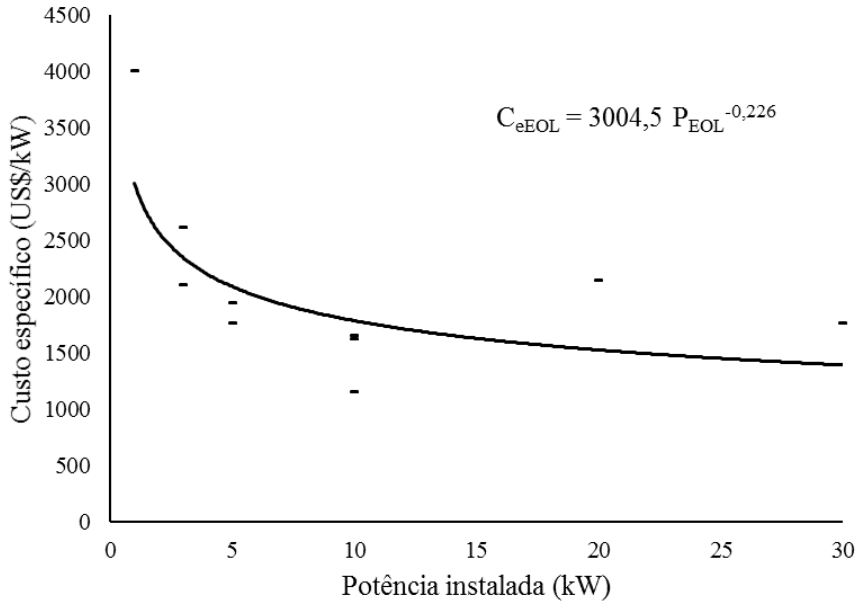
ANEXO D – PESQUISA DE MERCADO DE TURBINAS EÓLICAS

Tabela 31. Preços de aerogeradores e custos específicos

Modelo	Pot. Nom. (kW)	Preço (US$)	US$/kW
Razec 266	1	4000	4000
3kW - V	3	6300	2100
3kW - V	3	7843	2614,33
RW-5kW	5	8810	1762,00
RW-5kW	5	9700	1940,00
WON-10kW - V	10	11500	1150,00
RW-10kW	10	16540	1654,00
RW-10kW	10	16250	1625,00
RW-20kW - H	20	42725	2136,25
RW-30kW - H	30	52770	1759,00

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisa de mercado.

Figura 41. Curva de custo específico em relação à potência nominal de sistemas EOL



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o custo de investimento do sistema eólico é dado pela equação (33).

$$I_{EOL} = C_{eEOL}\, P_{EOL} = 3004{,}5\, {P_{EOL}}^{0,774} \quad (33)$$

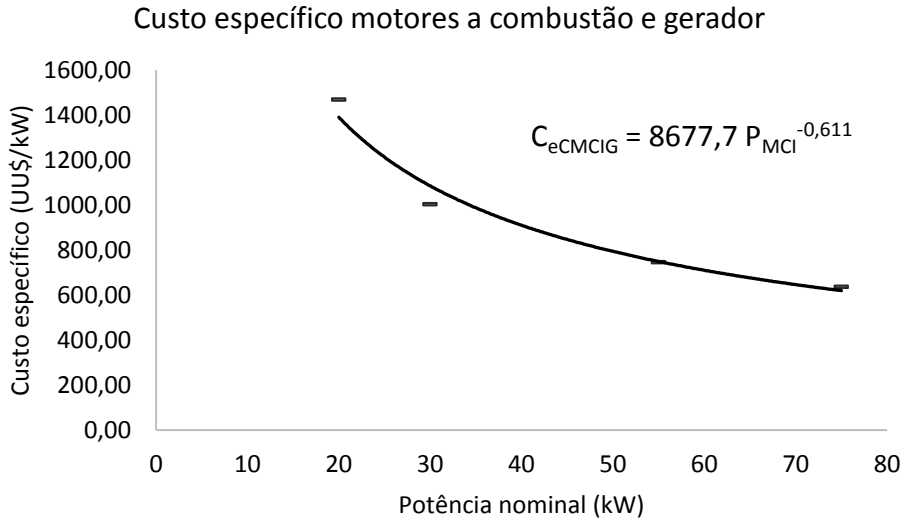
ANEXO E - PESQUISA DE MERCADO DE MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA E GERADOR A BIOGÁS

Tabela 32. Preços de grupos geradores a biogás e custos específicos

Modelo	Pot. Nom. (kW)	Preço (R$)	Preço (US$)*[3]	Custo específico (US$/kW)
MWM 20kW	20	109307	29383,60215	1469,18
MWM 30kW	30	111917	30085,21505	1002,84
MWM 55kW	55	152567	41012,63441	745,68
MWM 75kW	75	177637	47751,88172	636,69

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisa de mercado.

Figura 42. Curva de custo específico em relação à potência de grupos geradores



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o custo de investimento do CMCIG é dado pela equação (34).

$$I_{BIO} = C_{eBIO}\, P_{MCI} = 8677{,}7\, P_{MCI}^{\,0{,}389} \quad (34)$$

[3] Cotação do dólar utilizada: 1 US$ = 3,72 R$.

ANEXO F - PESQUISA DE MERCADO DE BATERIAS

A Tabela 3 expõe os preços da pesquisa de mercado realizada para modelos de baterias para armazenamento de energia.

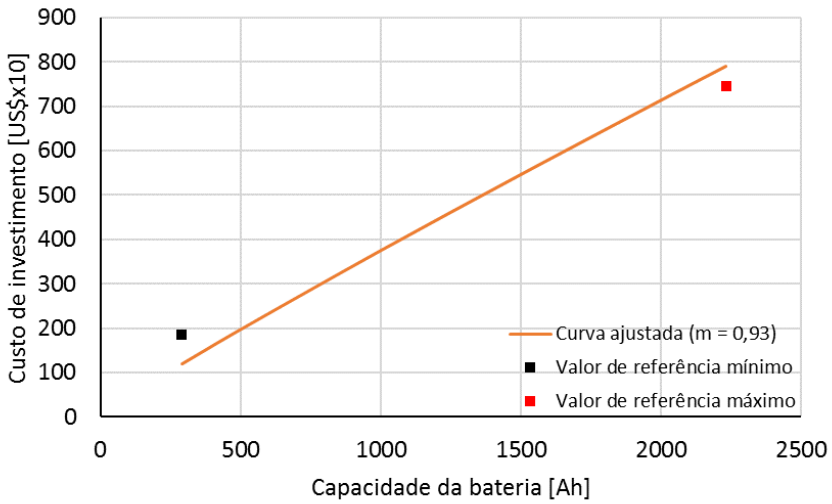
Tabela 33. Preços de modelos de baterias

Voltagem (V)	Capacidade (Ah)	Capacidade (kWh)	Preço (€)	Preço (US$)[4]
12	290	3,48	1686,98	1853,8242
12	900	10,8	3242,61	3563,3077
12	2232	26,784	6781,57	7452,2747

Fonte: Merkasol (2019a).

A partir da técnica de Boehm, obtém-se a curva da estimativa do custo de investimento para baterias de capacidade entre 290 Ah e 2232 Ah apresentada na Figura 43.

Figura 43. Curva do custo de investimento para baterias



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o custo de investimento das baterias é dado pela equação (35).

[4] Cotação do dólar utilizada: 1 US$ = 0,91 €.

$$I_B = 4653 \left(\frac{P_b}{1261}\right)^{0,93} \quad (35)$$

ANEXO G - PESQUISA DE MERCADO DE INVERSORES

A Tabela 34 expõe os preços da pesquisa de mercado realizada para modelos de inversores de corrente elétrica.

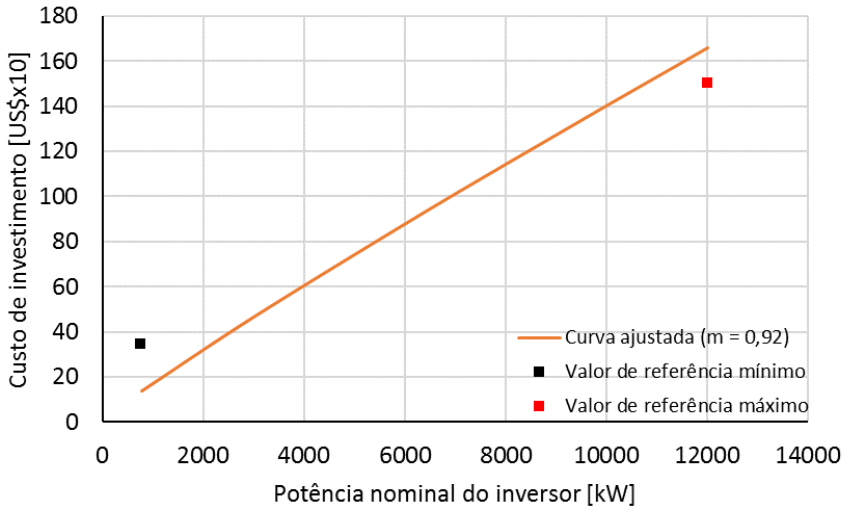
Tabela 34. Preços de modelos de inversores Preços de modelos de inversores

Modelo	Potência (kW)	Preço (€)	Preço (US$)[5]
GROWATT 750-S	750	307,02	348,38
Growatt 10000TL3-S	12000	1370,26	1505,78

Fonte: Merkasol (2019b).

A partir da técnica de Boehm, obtém-se a curva da estimativa do custo de investimento para inversores de potência entre 750 W e 12 kW apresentada na Figura 43.

Figura 44. Curva do custo de investimento para inversores



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o custo de investimento das baterias é dado pela equação (36).

[5] Cotação do dólar utilizada: 1 US$ = 0,91 €.

$$I_{CONV} = 927{,}1 \left(\frac{P_{conv}}{6375}\right)^{0{,}92} \quad (36)$$

ANEXO H – CUSTO DE INVESTIMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

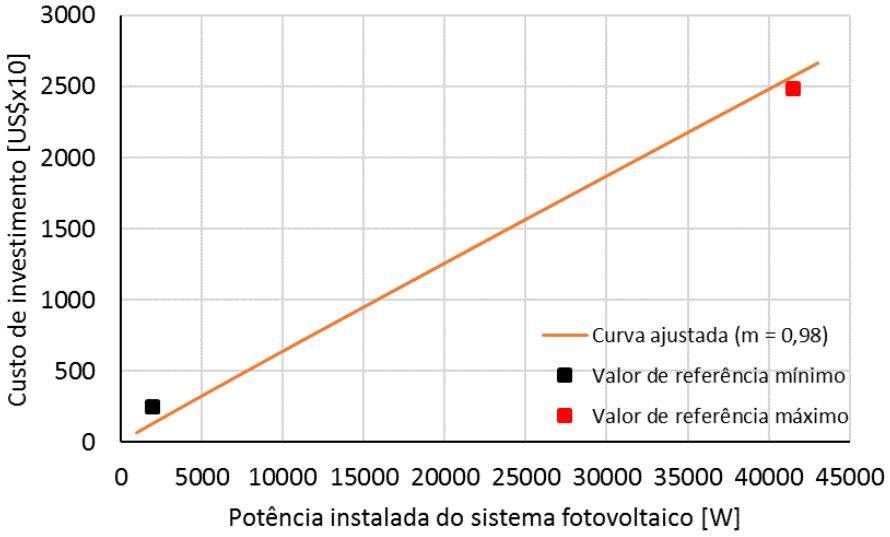
A partir da técnica de Boehm, obtém-se a curva da estimativa do custo de investimento para sistemas FV da faixa de potência de 1,337 kW a 41,5 kW apresentada na Figura 40, usando como referência os preços mínimo e máximo apresentados na Tabela 30.

Tabela 35. Preços de sistemas fotovoltaicos

Potência Instalada (kW)	Preço (R$)	Preço (US$[6])
1,37	6499	1747,04
41,5	92499	24865,32

Fonte: PHB (2019).

Figura 45. Curva do custo de investimento de sistemas de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, e equação do custo de investimento para sistemas fotovoltaicos é dado pela equação (59).

$$I_{FV} = 85778 \left(\frac{P_{FV}}{151}\right)^{0,98} \quad (59)$$

[6] Cotação do dólar utilizada: 1 US$ = 3,72 R$.

ANEXO I – CUSTO DE INVESTIMENTO DE TURBINAS EÓLICAS

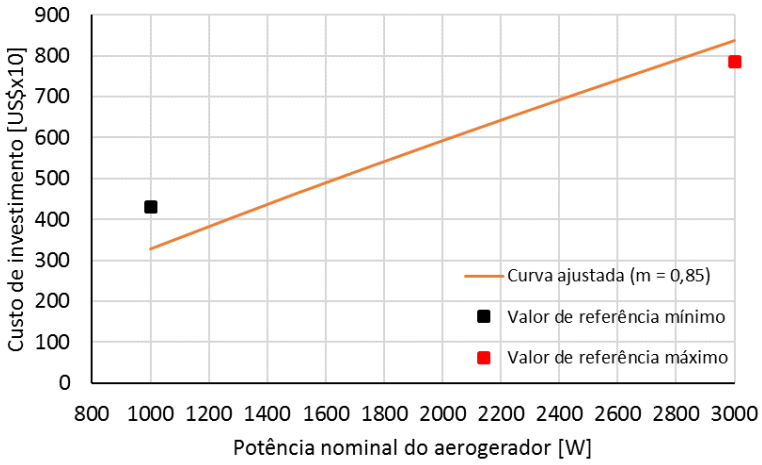
A partir da técnica de Boehm, obtém-se a curva da estimativa do custo de investimento para aerogeradores da faixa de potência de 1 kW a 3 kW apresentada na Figura 41, usando como referência os preços mínimo e máximo apresentados na Tabela 31.

Tabela 36. Preços de aerogeradores e custos específicos

Modelo	Pot. Nom. (kW)	Preço (US$)	Tipo de eixo
Razec 266	1	4000	Vertical
3kW - V	3	7843	Vertical
RW-20kW - H	20	42725	Horizontal
RW-30kW - H	30	52770	Horizontal

Fonte: Enersud (2019) e Equipment (2019).

Figura 46. Curva do custo de investimento para aerogeradores de eixo vertical



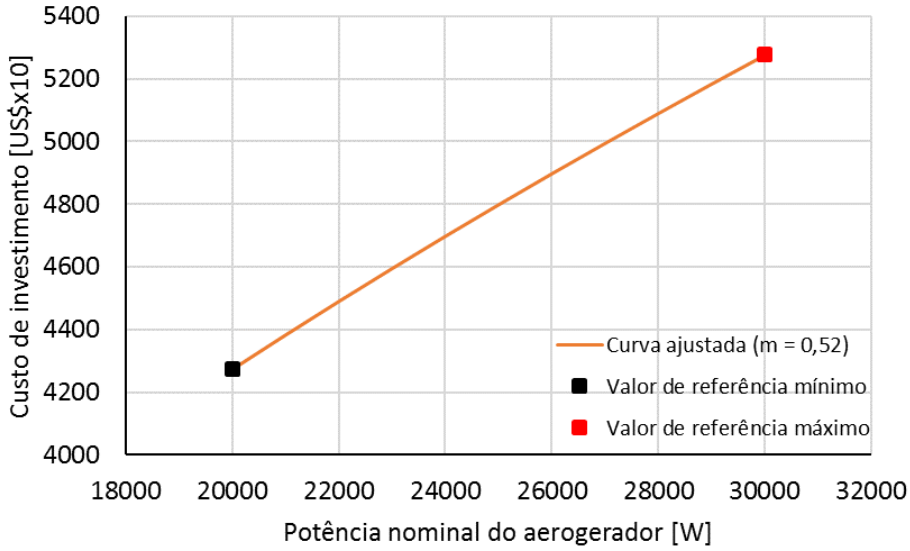
Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o custo de investimento para aerogeradores na faixa de potência de 1 kW a 3 kW é dado pela equação (60).

$$I_{EOL(1-3)} = 5925 \left(\frac{P_{EOL}}{2000}\right)^{0,85} \quad (60)$$

Por outro lado, a Figura 42 ilustra a curva de estimativa do custo de investimento para aerogeradores da faixa de potência de 20 kW a 30 kW e de eixo horizontal, a partir da técnica de Boehm e dos preços mínimo e máximo apresentados na Tabela 31.

Figura 47. Curva do custo de investimento para aerogeradores de eixo vertical



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o custo de investimento para aerogeradores na faixa de potência de 20 kW a 30 kW é dado pela equação (61).

$$I_{EOL(20-30)} = 42725 \left(\frac{P_{EOL}}{20000}\right)^{0,52} \quad (61)$$

ANEXO J – CUSTO DE INVESTIMENTO DE GRUPOS GERADORES A BIOGÁS

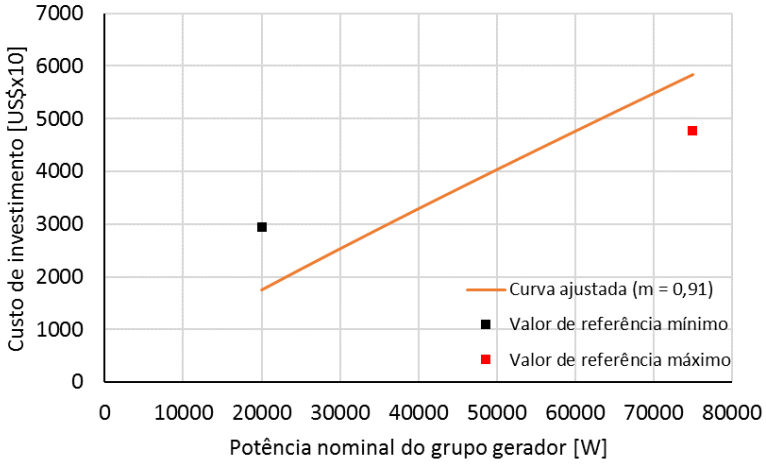
A partir da técnica de Boehm, obtém-se a curva da estimativa do custo de investimento para grupos geradores de potência entre 20,0 kW e 75,0 kW apresentada na Figura 42. A Tabela 32 expõe os preços da pesquisa de mercado realizada para modelos de CMCIG operando com biogás.

Tabela 37. Preços de grupos geradores a biogás

Modelo	Pot. Nom. (kW)	Preço (R$)	Preço (US$) *[7]
MWM 20kW	20	109307	29383,60
MWM 30kW	30	111917	30085,21
MWM 55kW	55	152567	41012,63
MWM 75kW	75	177637	47751,88

Fonte: ER (2019).

Figura 48. Curva do custo de investimento para grupos geradores a biogás



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, o custo de investimento do CMCIG é dado pela equação (62).

$$I_{BIO} = 38567 \left(\frac{P_{MCI}}{47500}\right)^{0,91} \quad (62)$$

[7] Cotação do dólar utilizada: 1 US$ = 3,72 R$.