

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

WAGNER FELIPE SANTANA SOUZA

PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DE UM DIA À FRENTE DE MICRORREDES
ISOLADAS

CURITIBA-PR

2020

WAGNER FELIPE SANTANA SOUZA

PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DE UM DIA À FRENTE DE MICRORREDES
ISOLADAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia, Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná como parte das exigências para obtenção da Titulação de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Roman Kuiava

CURITIBA-PR
2020

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

S729p Souza, Wagner Felipe Santana
Programação da operação de um dia à frente de microrredes isoladas [recurso eletrônico] /
Wagner Felipe Santana Souza. – Curitiba, 2020.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

Orientador: Roman Kuiava.

1. Energia elétrica - Transmissão. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Energia eólica. I.
Universidade Federal do Paraná. II. Kuiava, Roman. III. Título.

CDD: 333.7932

Bibliotecária: Vanusa Maciel CRB- 9/1928

ATA DE SESSÃO PÚBLICA DE DEFESA DE MESTRADO PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

No dia vinte e tres de julho de dois mil e vinte às 14:00 horas, na sala Teams, Plataforma Teams, foram instaladas as atividades pertinentes ao rito de defesa de dissertação do mestrando **WAGNER FELIPE SANTANA SOUZA**, intitulada: **Programação da operação de um dia a frente de microrredes isoladas**, sob orientação do Prof. Dr. ROMAN KUIAVA. A Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná, foi constituída pelos seguintes Membros: ROMAN KUIAVA (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), ODILON LUIS TORTELLI (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), CRESENCIO SILVIO SEGURA SALAS (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO), JOÃO AMERICO VILELA JUNIOR (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ). A presidência iniciou os ritos definidos pelo Colegiado do Programa e, após exarados os pareceres dos membros do comitê examinador e da respectiva contra argumentação, ocorreu a leitura do parecer final da banca examinadora, que decidiu pela APROVAÇÃO. Este resultado deverá ser homologado pelo Colegiado do programa, mediante o atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca dentro dos prazos regimentais definidos pelo programa. A outorga de título de mestre está condicionada ao atendimento de todos os requisitos e prazos determinados no regimento do Programa de Pós-Graduação. Nada mais havendo a tratar a presidência deu por encerrada a sessão, da qual eu, ROMAN KUIAVA, lavrei a presente ata, que vai assinada por mim e pelos demais membros da Comissão Examinadora.

CURITIBA, 23 de Julho de 2020.

Assinatura Eletrônica
23/07/2020 18:47:42.0

ROMAN KUIAVA
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
24/07/2020 10:07:02.0

ODILON LUIS TORTELLI
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
24/07/2020 09:52:57.0

CRESENCIO SILVIO SEGURA SALAS
Avaliador Externo (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O
DESENVOLVIMENTO)

Assinatura Eletrônica
24/07/2020 08:21:05.0

JOÃO AMERICO VILELA JUNIOR
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **WAGNER FELIPE SANTANA SOUZA** intitulada: **Programação da operação de um dia a frente de microrredes isoladas**, sob orientação do Prof. Dr. ROMAN KUIAVA, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 23 de Julho de 2020.

Assinatura Eletrônica

23/07/2020 18:47:42.0

ROMAN KUIAVA

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

24/07/2020 10:07:02.0

ODILON LUIS TORTELLI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

24/07/2020 09:52:57.0

CRESENCIO SILVIO SEGURA SALAS

Avaliador Externo (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O
DESENVOLVIMENTO)

Assinatura Eletrônica

24/07/2020 08:21:05.0

JOÃO AMERICO VILELA JUNIOR

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Dedico este trabalho a mainha e painho, pelo carinho, apoio e compaixão que sempre tiveram por mim no decorrer desta caminhada.

AGRADECIMENTOS

- Agradeço a todos que contribuíram de maneira direta ou indireta para que pudesse chegar até aqui e defender este trabalho.
- Agradeço a Deus por iluminar meus pensamentos no decorrer deste trabalho. Aos meus pais Fernando Oliveira Souza e Vaneusa Santana Souza, por terem me apoiado de todas as formas possíveis tanto na vida quanto no decorrer deste processo . Aos meus familiares mais achegados, por acreditarem em mim, e estarem ao meu lado a todo momento.
- Agradeço ao professor orientador Roman Kuiava pelo suporte nos momentos difíceis, orientação técnica, científica e, pelo companheirismo no decorrer da elaboração deste trabalho. De um modo especial gostaria também de agradecer ao colega Ádamo Henrique, pela inspiração, parceria, suporte técnico e amizade.
- Aos colegas Douglas, Mari, Cristiano e toda equipe Lasico pelo companheirismo e amizade.
- Por fim, à Universidade Federal do Paraná (UFPR) pela oportunidade que me foi concedida e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro concedido para elaboração desta pesquisa.

"Conhecimento é algo que quanto mais se compartilha mais se obtém, no dia em que entendermos isso, saberemos que podemos aprender com leigos e sábios, jovens e velhos, todos sempre tem algo para nos ensinar"

RESUMO

Devido à crescente demanda por energia nas últimas décadas, o sistema elétrico de potência vem enfrentando desafios no que tange a geração de energia para atender a demanda de potência requisitada pela sociedade. Nesse sentido, as microrredes surgiram como uma alternativa viável, pois baseiam-se na utilização de recursos energéticos locais para contribuir com a geração de energia ao sistema elétrico (microrredes conectadas à rede) e fornecer eletricidade em áreas de difícil acesso (microrredes isoladas). Desta forma, este trabalho propõe uma metodologia para o planejamento energético de um dia à frente de microrredes isoladas que possuem ramos de curta extensão e são equipadas com fontes renováveis de energia, sistema de armazenamento e geração de *backup*. A metodologia proposta é baseada em fluxo de potência ótimo (FPO) e a microrrede em estudo é a existente na Ilha de Lençóis-MA. Os recursos renováveis disponíveis nesta microrrede são a energia solar fotovoltaica e energia eólica, que apresentam um comportamento intermitente e, portanto, têm seus custos de geração modelados por uma função densidade de probabilidade na formulação proposta de FPO. A microrrede conta também com geração à diesel, como fonte de *backup*, e um sistema de armazenamento constituído de um banco de baterias. Posto isto, a função objetivo do FPO incorpora além de um modelo estocástico para estimar os custos da energia solar fotovoltaica e eólica, os custos associados ao ciclo de vida do banco de baterias e os custos do consumo de combustível com a geração à diesel, de modo a tornar a função objetivo sensível às variações climáticas inerentes aos recursos intermitentes. A formulação proposta foi testada para diferentes cenários de geração solar fotovoltaica e eólica e os resultados obtidos mostraram que o planejamento energético de um dia à frente em microrredes é sensível a variações das condições climáticas que caracterizam um cenário de geração. Além disto, os resultados foram discutidos com o que se espera da operação de microrredes isoladas. A evolução diferencial foi a técnica de otimização utilizada para resolver a formulação proposta e obter um custo mínimo de operação considerando o perfil de carga determinístico para a operação da microrrede em estudo. Palavras Chave: Modelo estocástico; Fluxo de potência ótimo; Planejamento de um dia à frente; Microrrede isolada; Evolução diferencial.

ABSTRACT

Due to the growing demand for energy in the last decades, the electric power system has been facing challenges to supply the power consumed by population. In this sense, isolated microgrids have emerged as a viable alternative based on the use of local energy resources to feed hard to reach areas. In this context, this paper develops a day-ahead planning based on optimal power flow for isolated microgrids which are equipped with storage system, backup generation and renewable resources. The renewable resources available in the studied microgrid are the photovoltaic solar and wind energies, which present an intermittent behavior, and so it is modeled by a probability density function in the proposed OPF formulation. The storage system represents approximately fifty-two percent of the total microgrid investment. Considering that, the objective function of the OPF incorporates the costs associated to the life cycle of the storage system and the fuel consumption with the backup generation, as well as, a stochastic model to estimate the costs of the generated active power of photovoltaic solar and wind generation plants. . The proposed formulation was developed for different wind and photovoltaic generation scenarios and related to what is expected from an isolated microgrid operation. The Differential Evolution algorithm was used to solve the proposed formulation and to obtain a minimum cost of generation considering the load profile of a typical microgrid operation day.

Keywords: Stochastic Model; Optimal Power Flow; Day-Ahead Planning; Isolated Microgrid; Differential Evolution.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – CONSUMO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE NACIONAL: 1995 - 2018	1
Figura 2 – VARIAÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE POR PAÍS EM 2019	2
Figura 3 – EXEMPLO DE UMA MICRORREDE ISOLADA	3
Figura 4 – COMPARATIVO DO FLUXO DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA	10
Figura 5 – CRESCIMENTO DAS UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	11
Figura 6 – MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL (2010, 2013, 2016 E 2019	12
Figura 7 – ESTRUTURA HIERÁRQUICA DE CONTROLE DA MICRORREDE	15
Figura 8 – ESTRUTURA TÍPICA MICRORREDE HÍBRIDA ISOLADA	19
Figura 9 – PRINCIPAIS ELEMENTOS QUE COMPÕEM UM AEROGERADOR	21
Figura 10 – PRINCIPAIS ELEMENTOS DE UM GERADOR À DIESEL	22
Figura 11 – ALGUMAS APLICAÇÕES E TECNOLOGIAS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	23
Figura 12 – REFERÊNCIAS ANGULARES ASSOCIADAS A IRRADIÂNCIA SOLAR INCIDENTE SOBRE UM PAINEL FOTOVOLTAICO . .	25
Figura 13 – COMPONENTES DA IRRADIÂNCIA SOLAR SOBRE UM PLANO INCLINADO	27
Figura 14 – DIFERENTES CORRELAÇÕES ENTRE k E k_t	29
Figura 15 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SFV EM UM INSTANTE DE TEMPO	35
Figura 16 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SFV EM UM INSTANTE DE TEMPO	36
Figura 17 – COMPARAÇÃO ENTRE DOIS CENÁRIOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	38
Figura 18 – PERFIL VERTICAL DO VENTO	41
Figura 19 – TIPOS DE AEROGERADORES	46
Figura 20 – VARIAÇÃO DO TAMANHO DE AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL	47
Figura 21 – COMPARAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRADA-SAÍDA DOS CONTROLADORES <i>PITCH</i> E <i>STALL</i>	48
Figura 22 – DIFERENTES ANÁLISES ENTRE A $P_{WG}(v)$ E v	49
Figura 23 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SGE EM UM INSTANTE DE TEMPO	54

Figura 24 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SGE EM UM INSTANTE DE TEMPO	55
Figura 25 – COMPARAÇÃO ENTRE DOIS CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA	56
Figura 26 – ESQUEMÁTICO DO GERADOR à diesel	60
Figura 27 – A) - CURVA DE CONSUMO E B) - CURVA DE EFICIÊNCIA	63
Figura 28 – ESQUEMÁTICO DE UM BATERIA TIPO CHUMBO-ÁCIDO	65
Figura 29 – CARGAS RESIDENCIAIS. A)VÁRIAS CARGAS. B)UMA CASA	67
Figura 30 – CORRELAÇÃO ENTRE DoD e VIDA ÚTIL DA BATERIA	70
Figura 31 – CONVENÇÃO DE SINAIS PARA O FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA	74
Figura 32 – EXEMPLO PARA CRUZAMENTO BINOMIAL	82
Figura 33 – DIAGRAMA ENERGÉTICO DA MICRORREDE DA ILHA DE LENÇÓIS	85
Figura 34 – POTÊNCIA DEMANDADA DE UM DIA TÍPICO DE FUNCIONAMENTO DA MICRORREDE	87
Figura 35 – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO UTILIZADO	88
Figura 36 – FLUXOGRAMA DO CUSTO EÓLICO	89
Figura 37 – FLUXOGRAMA DO CUSTO FOTOVOLTAICO	89
Figura 38 – FLUXOGRAMA DO CUSTO DO GERADOR À DIESEL	89
Figura 39 – FLUXOGRAMA DO CUSTO DO BANCO DE BATERIAS	89
Figura 40 – EXEMPLO DE f_{dp} PARA A POTÊNCIA ATIVA DE SAÍDA DAS FONTES INTERMITENTES a potência do SFV	91
Figura 41 – VARREDURA DE COEFICIENTES PARA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL	92
Figura 42 – ÍNDICE DE CLARIDADE E VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO ADOTADOS PARA OS CENÁRIOS I, II E III	94
Figura 43 – f_{dp} PARA $P_{PV}(t)$ NO CENÁRIO I	94
Figura 44 – f_{dp} PARA $P_{WG}(t)$ NO CENÁRIO I	95
Figura 45 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO I	95
Figura 46 – f_{dp} PARA $P_{PV}(t)$ NO CENÁRIO II	97
Figura 47 – f_{dp} PARA $P_{WG}(t)$ NO CENÁRIO II	97
Figura 48 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO II	98
Figura 49 – f_{dp} PARA $P_{PV}(t)$ NO CENÁRIO III	99
Figura 50 – f_{dp} PARA $P_{WG}(t)$ NO CENÁRIO III	99
Figura 51 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO III	99
Figura 52 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO IV	102

Figura 53 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO V	103
--	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – DESCRITIVO DE DIVERSAS MHI's INSTALADAS PELO MUNDO	18
Tabela 2 – MATERIAIS COMUNS USADOS EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS. .	20
Tabela 3 – VALORES DE α PARA DIFERENTES SUPERFÍCIES	42
Tabela 4 – VALORES DE z_0 PARA DIFERENTES SUPERFÍCIES	43
Tabela 5 – ESTRATÉGIAS DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL	83
Tabela 6 – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DE UM PAINEL SOLAR	85
Tabela 7 – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DE UM AEROGERADOR	86
Tabela 8 – ESPECIFICAÇÕES DO GERADOR À DIESEL	86
Tabela 9 – ESPECIFICAÇÕES DO BANCO DE BATERIAS	86
Tabela 10 – CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO REALIZADOS	90
Tabela 11 – PARÂMETROS DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL	93
Tabela 12 – PARÂMETROS UTILIZADOS NA FUNÇÃO OBJETIVO	93
Tabela 13 – CUSTOS E TEMPO DE SIMULAÇÃO PARA OS CENÁRIOS I, II E III	100
Tabela 14 – CUSTOS E TEMPO DE SIMULAÇÃO PARA OS CENÁRIOS I, IV E V	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BB	Banco de Baterias
CIGRÉ	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
DEP	Despacho Econômico de Potência
DoD	Profundidade de Descarga do Banco de Baterias
ED	Evolução Diferencial
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
fdp	Função Densidade de Probabilidade
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPO-DF	Fluxo de Potência Ótimo de um Dia à Frente
FPO-TR	Fluxo de Potência Ótimo em Tempo Real
GD	Geração Distribuída
MHI	Microrrede Híbrida Isolada
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
RED	Recurso Energético Distribuído
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFV	Sistema de Geração Solar Fotovoltaica
SGD	Sistema de Geração à Diesel
SGE	Sistema de Geração Eólica
SOC	Estado de Carga do Banco de Baterias
SOH	Estado de Vida do Banco de Baterias

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área varrida pelas pás de um aerogerador
A_c	Área do sistema fotovoltaico
a e b	Coefficientes de custo do gerador
C	Parâmetro de escala da pdf de k_t
c	Fator de escala para a velocidade do vento de um determinado local (m/s)
C_{bw}	Custo de desgaste do BB
C_{GD}	Consumo de combustível pelo gerador à diesel em (L/h)
$C_{max}(t)$	Capacidade máxima de liberação da bateria
C_{nom}	Capacidade nominal do banco de baterias, em (kW)
C_0	Coefficiente linear da curva de consumo do gerador à diesel ($kW.L/h$)
C_1	Coefficiente angular da curva de consumo do gerador à diesel ($kW.L/h$)
C_b	Custo do banco de baterias
C_f	Preço do combustível utilizado em ($\$/l$)
$C_l(P_{PV_p}(t))$	Custo linear associado à geração fotovoltaica
$C_l(P_{WG_p}(t))$	Custo linear associado à geração eólica
$C_p(P_{PV_d}, P_{PV_p})$	Custo penalidade associado à geração fotovoltaica
$C_p(P_{WG_d}, P_{WG_p})$	Custo penalidade associado à geração eólica
C_r	Constante de cruzamento
$C_r(P_{PV_d}, P_{PV_p})$	Custo reserva associado à geração fotovoltaica
$C_r(P_{WG_d}, P_{WG_p})$	Custo reserva associado à geração eólica
$ciclos$	Número de ciclos até a falha que a bateria pode realizar para o DoD definido
D	Dia do ano

$DoD(t)$	Profundidade de descarga no instante t
\overline{DoD}	Profundidade de descarga máxima que o BB pode ser submetido
Ec	Energia disponível no vento
F	Fator de mutação
$F_{PV}(P_{PVp}(t))$	Custo total associado a geração fotovoltaica
$F_{BB}(P_{BB}(t))$	Custo associado a operação do BB
$F_{GD}(P_{GD})$	Custo associado a utilização do gerador à diesel na microrrede
$F_{WG}(P_{WGP}(t))$	Custo total associado à geração eólica
$f_{k_t}(k_t)$	Função densidade de probabilidade para k_t
$f_{P_{PV}}(P_{PV}(k_t, t))$	Função densidade de probabilidade para a potência fotovoltaica
$f_{P_{WG}}(P_{WG}(v, t))$	Função densidade de probabilidade para potência eólica
$f_v(v)$	função densidade de probabilidade para a velocidade do vento
g	Geração à qual o indivíduo pertence
g_{max}	Quantidade máxima de gerações
G_{sc}	Constante solar igual a $1353 \text{ W}/\text{m}^2$
H_o	Radiação total extraterrestre
I_β	Irradiância em uma superfície inclinada
$I_{\beta,b}$	Irradiância direta sobre o painel
$I_{\beta,cs}$	Irradiância difusa circunsolar sobre o painel
$I_{\beta,hz}$	Irradiância difusa do horizonte sobre o painel
$I_{\beta,iso}$	Irradiância difusa do isotrópica sobre o painel
$I_{\beta,ref}$	Irradiância refletida sobre o painel
I_b	Irradiância solar que incide diretamente na superfície horizontal (kW/m^2)
$i_b(t)$	Corrente instantânea da bateria, em (A)
I_d	Irradiância solar difusa na superfície do horizontal (kW/m^2)

I_o	irradiância solar extraterrestre na superfície horizontal
I_t	Irradiância solar total na superfície horizontal (kW/m^2)
$i = 1$	Representa o índice do indivíduo dentro da população
j	Índices dos parâmetros do problema considerado
k	Fração difusa
k_t	Índice de claridade
k_{tm}	Índice de claridade horário médio
k_{tu}	Índice de claridade horário máximo
k_l^{pv}	Coefficiente de custo linear fotovoltaico
k_l^{wg}	Coefficiente de custo linear eólico
k_p^{pv}	Coefficiente de custo penalidade fotovoltaico
k_p^{wg}	Coefficiente de custo penalidade eólico
k_r^{wg}	Coefficiente de custo reserva eólico
k_r^{pv}	Coefficiente de custo de reserva
k_v	Fator de forma para a velocidade do vento de um determinado local (adimensional)
LHV_{fuel}	Poder calorífico inferior do combustível em (MJ/k)
m	Massa das partícula de ar que compõe o vento (kg)
m_{fuel}	Taxa do fluxo de massa do combustível em (kg/h)
N	Número de observações ou registros para a velocidade do vento no período considerado
n	relação de proporcionalidade entre a $P_{WG}(v)$ e v
N_p	Tamanho da população
p	Coefficiente de correlação angular
$P_{BB}(t)$	Potência ativa que flui pelo BB no instante t , em (kW)
P_{GD}	Potência de saída do gerador à diesel em (kW)
$P_{PV_d}(t)$	Potência ativa disponível no SFV

$P_{PV_p}(t)$	Potência ativa planejada para o SFV
P_{PV}	Potência ativa gerada pelo SFV
P_{PV}^R	Potência nominal do SFV
$P_{WG_d}(t)$	Potência ativa disponível no SGE
$P_{WG_p}(t)$	Potência ativa planejada para o SGE
P_{WG}	Potência ativa de saída de um SGE
P_{WG}^R	Potência nominal do aerogerador
P_D	Potência demandada pela microrrede
q	Coefficiente de correlação linear
R_b	Fator geométrico
r_d	Relação entre a irradiância difusa horária e diária
$SOC(t)$	Estado de carga do banco de baterias no instante t , em (%)
SOC_{final}	Estado de cargas final do BB
$SOC_{inicial}$	Estado de cargas inicial do BB
\underline{SOC}	Estado de carga mínimo do BB
\overline{SOC}	Estado de carga máximo do BB
$SOH(t)$	Estado de vida do BB no instante t
t	Intervalo de hora de realização do despacho de potência
$\mathbf{u}_{i,g}$	Vetor tentativa
v	Velocidade do vento (m/s)
$v(i)$	Valor medido de velocidade do vento fornecida dentro do período considerado
v_m	Velocidade média do vento
$v(z)$	Velocidade do vento da altura z
v_{ref}	Velocidade do vento na altura de referência (medida)
v_i	Velocidade de corte de entrada

v_o	Velocidade de corte de saída
v_r	Velocidade nominal do aerogerador
$\mathbf{v}_{i,g}$	Vetor mutante
$\mathbf{x}_{i,g}$	Representa um indivíduo i para uma população da geração g
$\mathbf{x}_{i,g}$	Vetor alvo
$\mathbf{x}_{r0,g}$	Vetor base
Y_{GD}	Capacidade nominal do gerador à diesel em (kW)
Z	Coefficiente de envelhecimento linear
z	Altura desejada
z_0	Comprimento da rugosidade
z_r	Altura de referência
α_s	Ângulo de altitude solar
β	Inclinação do painel fotovoltaico
δ	Declinação
Δt	Intervalo de tempo em horas compreendido entre $t - 1$ e t
$\Delta C_{max}(t)$	Parâmetro de perdas da capacidade máxima da bateria
\dot{m}	Fluxo de massa de ar em (kg/s)
η	Eficiência do SFV
η_{GD}	Eficiência do gerador à diesel
η_b	Eficiência de carga e descarga do BB
Γ	Função gama
γ	Ângulo azimutal de superfície
γ_s	Ângulo azimutal solar
λ_L	Rendimento total ao longo do tempo de vida de um BB
ϕ	Latitude
ρ	Massa específica do ar

ρ_{fuel}	Densidade do combustível utilizado no gerador à diesel
ρ_g	Refletância do solo
σ_v	Desvio padrão para os valores de velocidade do vento que ocorreram na hora considerada
α	Coefficiente de rugosidade
λ	Parâmetro de forma pdf de k_t
ω	Ângulo horário
θ	Ângulo de incidência
θ_z	Ângulo de zênite

SUMÁRIO

1 – Introdução	1
1.1 Objetivos do Trabalho	7
1.1.1 Objetivo Geral	7
1.1.2 Objetivos Específicos	7
1.2 Contribuições do trabalho	7
1.3 Estrutura da Dissertação	8
2 – Microrredes com Fontes Renováveis	9
2.1 Aspectos Gerais sobre Microrredes	9
2.2 Impactos Causados pela Inserção de Microrredes no Sistema Elétrico	12
2.3 Estrutura de Controle e Operação uma Microrrede	14
2.4 Microrredes Híbridas Isoladas	16
2.4.1 Recursos Energéticos em Microrredes Isoladas	19
2.4.1.1 Sistemas de geração solar fotovoltaica	20
2.4.1.2 Sistemas de geração eólica	20
2.4.1.3 Sistemas de geração à diesel	21
2.4.1.4 Sistemas de armazenamento de energia	23
2.5 Considerações Finais do Capítulo	24
3 – Sistemas de Geração Fotovoltaica	25
3.1 Definições Elementares	25
3.2 A Irradiância Solar	27
3.3 Índice de Claridade	28
3.3.1 Relação entre a irradiância na superfície inclinada e o índice de Claridade	30
3.4 Modelo Estocástico para a Potência de Saída de SFV's	31
3.4.1 Função densidade de probabilidade para k_t	31
3.4.2 Fdp para potência gerada pelo SFV	32
3.5 Modelo de Custo Estocástico Fotovoltaico	33
3.5.1 Custo linear - C_l	34
3.5.2 Custo de sub-estimação - C_p	34
3.5.3 Custo de sobre-estimação - C_r	36
3.6 Representação Gráfica da fdp e do Custo Fotovoltaico	37
3.7 Considerações Finais do Capítulo	39
4 – Sistemas de Geração Eólica	40

4.1	Modelos para a Representação do Perfil do Vento	41
4.1.1	Lei de Potência	42
4.1.2	Lei Logarítmica	43
4.2	Abordagem Estocástica para a Velocidade Vento	44
4.3	Aerogeradores em SGE's	45
4.4	Potência Ativa de Saída de SGE's	49
4.5	Abordagem Estocástica para Potência de Saída de SGE's	51
4.6	Modelo de Custo Estocástico Eólico	52
4.6.1	Custo linear - C_l	53
4.6.2	Custo de sub-estimação - C_p	53
4.6.3	Custo do sobre-estimação - C_r	54
4.7	Representação Gráfica da f_{dp} e do Custo Eólico	56
4.8	Considerações Finais do Capítulo	58
5	Recursos Energéticos Auxiliares em Microrredes Isoladas	59
5.1	Sistemas de Geração de <i>Backup</i>	59
5.1.1	Sistemas de Geração à diesel	60
5.1.1.1	Importância da utilização do SGD em microrredes	60
5.1.1.2	Eficiência do sistema de geração à diesel	62
5.1.1.3	Custo Associado a Geração à Diesel	63
5.2	Sistemas de Armazenamento de Energia	64
5.2.1	Bancos de Baterias	65
5.2.1.1	Importância da utilização dos BB's em microrredes	66
5.2.1.2	Análise da Vida Útil de Baterias	67
5.2.1.3	Modelo de custo para vida útil da bateria	71
5.3	Considerações Finais do Capítulo	72
6	Formulação Proposta para o Planejamento Energético de um Dia a Frente de Microrredes Isoladas	73
6.1	Função Objetivo	73
6.2	Restrições para a Formulação Proposta	76
6.2.1	Balço de potência ativa nos barramentos	76
6.2.2	Degradação do sistema de armazenamento	76
6.2.3	Limites de potência dos geradores	77
6.3	Formulação Completa do Planejamento Energético Proposto	78
6.4	Evolução Diferencial	79
6.4.1	Operadores da evolução diferencial	80
6.4.1.1	Mutação	80
6.4.1.2	Cruzamento	81
6.4.1.3	Seleção	82

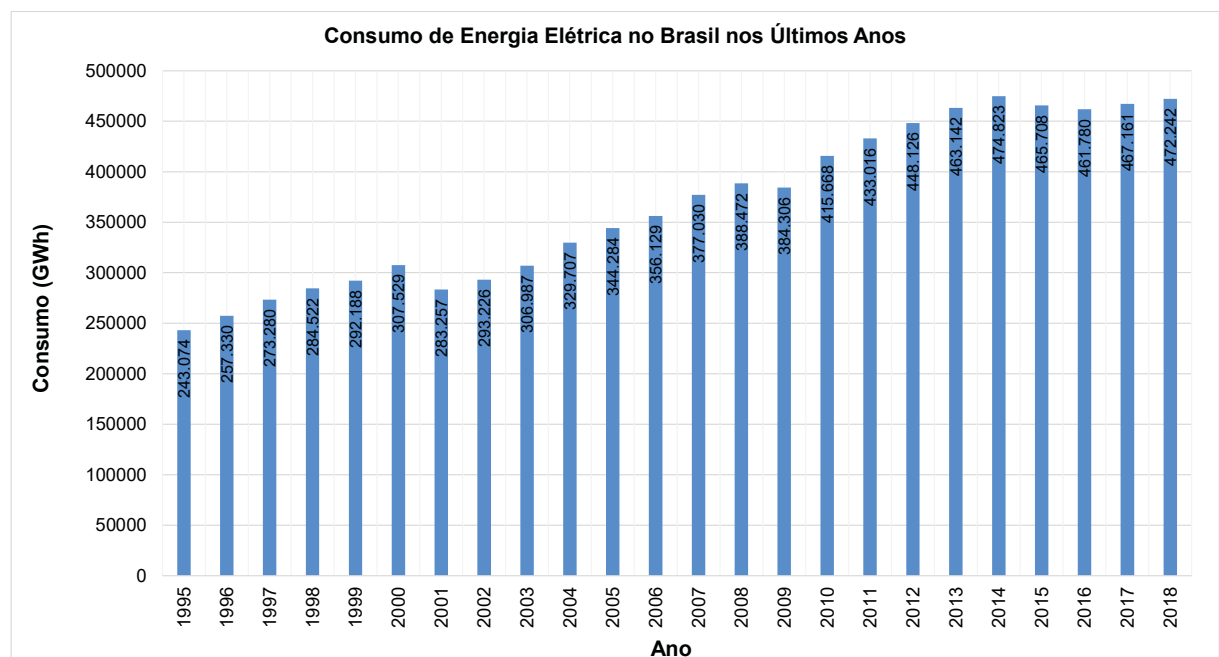
6.4.2	Estratégias para operação da ED	82
6.5	Considerações Finais do Capítulo	83
7	– Testes e Resultados	84
7.1	Descrição do Sistema Teste	84
7.2	Estrutura das Simulações Realizadas	87
7.3	Variação das Condições Climáticas - Cenários I, II e III	93
7.3.1	Cenário I	94
7.3.2	Cenário II	96
7.3.3	Cenário III	98
7.3.4	Análise entre os Cenários I, II e III	100
7.4	Variação do SOC_{final} - Cenários IV e V	101
7.4.1	Cenário IV	101
7.4.2	Cenário V	102
7.4.3	Análise entre os Cenários I, IV e V	103
8	– CONCLUSÃO	105
8.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	106
8.2	Artigos Técnicos Produzidos durante a Pesquisa	107
	Referências	108

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico está em constante crescimento desde as primeiras instalações elétricas realizadas no século XIX, período que antecedeu a revolução industrial. E este, é devido à grande ascensão do desenvolvimento tecnológico nas últimas décadas, que influenciou de maneira direta o desenvolvimento em grande escala das indústrias, e, de maneira indireta, as mudanças comportamentais adquiridas pela população. Em consequência destes fatos, um aumento no consumo de energia elétrica pela sociedade é observado, dado que o mesmo é um dos principais indicadores do desenvolvimento tecnológico e econômico e, do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade (ANEEL, 2008).

No Brasil, um aumento no consumo de energia elétrica nos últimos anos também é observado, como ilustra a Figura 1.

FIGURA 1 – CONSUMO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE NACIONAL: 1995 - 2018

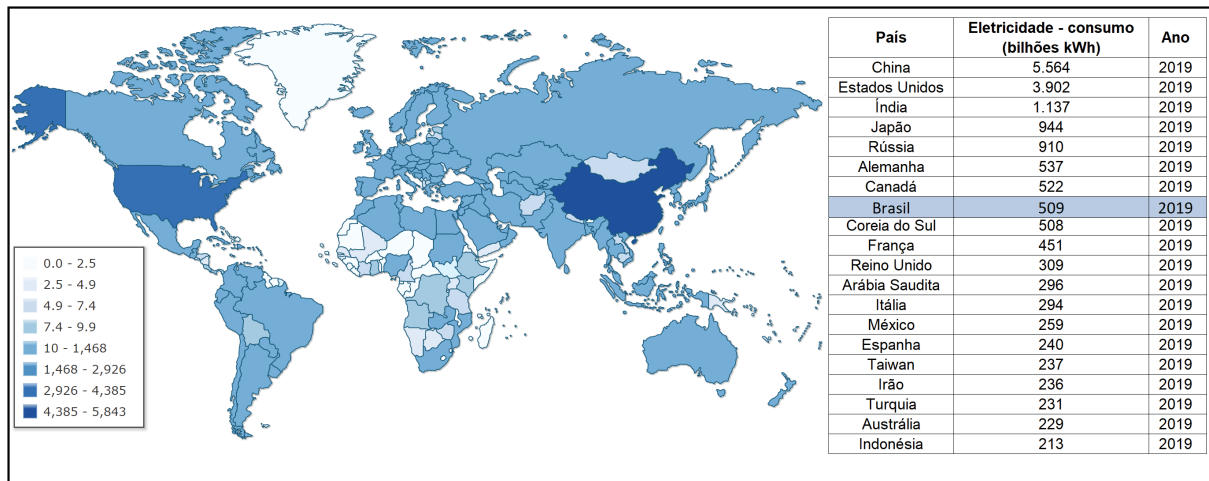


Fonte: ADAPTADO DE (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

Dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mostraram que no período de 1995 à 2018, o consumo de energia elétrica no país apresentou um crescimento médio de aproximadamente 4%, um valor relativamente alto, se comparado com a maioria dos países (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2020). Para o ano de 2019, o país apresentou um consumo total de aproximadamente 509 TWh (Terawatt-hora), ocupando a oitava posição no mundo entre os países que mais consomem eletricidade (IndexMundi

- Country Facts, 2019). A Figura 2 exibe a variação no consumo de eletricidade entre os países do mundo, com destaque tabelado para os vinte primeiros que mais consumiram eletricidade no ano de 2019. A tonalidade da cor azul sobre um país corresponde à magnitude do indicador (consumo de eletricidade). Quanto mais escura a cor, mais alto o valor do consumo.

FIGURA 2 – VARIAÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE POR PAÍS EM 2019



Fonte: ADAPTADO DE (IndexMundi - Country Facts, 2019).

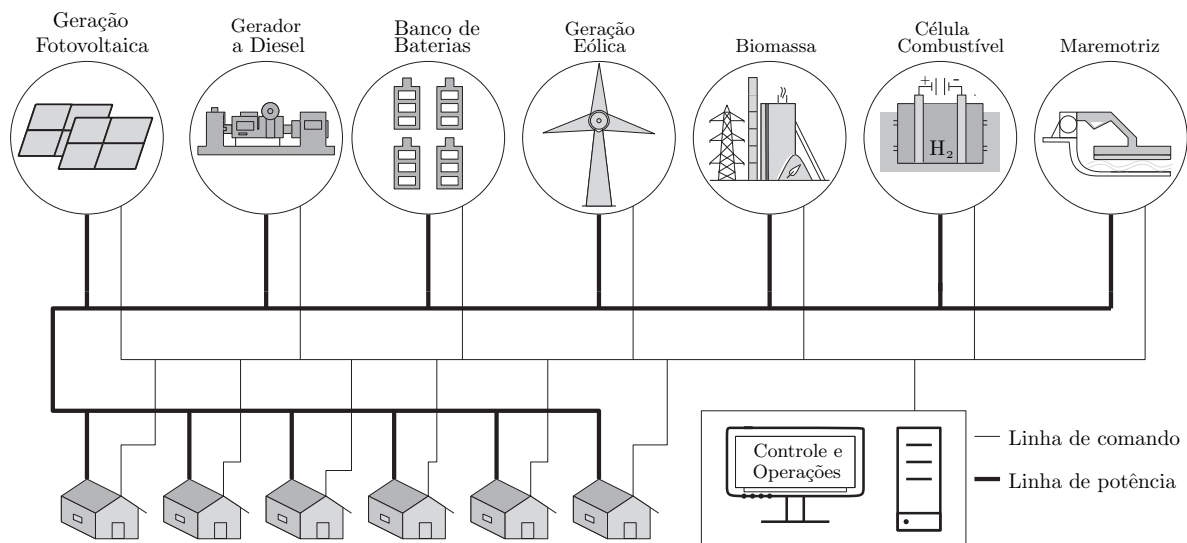
O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é o meio utilizado para converter e transportar energia elétrica, de forma a suprir a demanda de energia necessitada pela sociedade (STEVENSON, 1974). Este suprimento de energia deve atender os padrões de qualidade impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) visando, na maioria dos casos, economicidade operativa. Contudo, a mudança nos padrões de consumo inerentes a sociedade tem levado o SEP a operar próximo aos limites de carregamento (FUNES et al., 2016) sendo necessário a utilização de fontes renováveis de energia, como eólica, solar, entre outras, combinadas com fontes não-renováveis de energia, como geradores à diesel, para atender demanda de carga imposta pela sociedade e aliviar o fluxo de potência no SEP (FUNES et al., 2016).

A união destas formas alternativas de produção de eletricidade associadas à rede elétrica de distribuição convencional, configura um sistema de geração distribuída, que vem crescendo nos últimos anos. Matos (2014) afirma que este fato pode favorecer a instalação de geradores baseados em fontes renováveis, como irradiância e vento, em locais onde as potencialidades de geração sejam mais promissoras. Este cenário contribui para aliviar os problemas de carregamento no SEP, um vez que aumenta o número de unidades geradoras suprindo a carga localmente, além de propiciar o surgimento das chamadas microrredes.

Em definição formal, como a do Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRÉ), "microrredes são sistemas de distribuição de energia elétrica contendo demandas e recursos energéticos distribuídos (tais como geração

distribuída, sistemas de armazenamento ou demandas controláveis) que podem operar de forma controlada e coordenada, enquanto opera em modo ilhado ou conectado com a rede de distribuição principal "(MARNAY et al., 2015). Para este trabalho, uma atenção especial é dada a microrredes que operam de modo ilhado permanentemente, ou seja, sem conexão com a rede de distribuição principal. A Figura 3 ilustra um exemplo de microrrede isolada elencando as principais fontes de energias renováveis e não-renováveis que podem estar presentes.

FIGURA 3 – EXEMPLO DE UMA MICRORREDE ISOLADA



FONTE: O autor (2020).

As microrredes isoladas provieram da necessidade do suprimento de energia em áreas remotas ou de difícil acesso, na qual é inviável o fornecimento de energia elétrica pela rede convencional, seja por questões políticas, por insuficiência na produção, deficiências nos sistemas de transmissão e distribuição, ou mesmo pelo elevado custo da energia. Particularmente no Brasil, por haver uma abundância de recursos renováveis como irradiância solar e velocidade do vento em quase todas as regiões do país os sistemas de geração como painéis fotovoltaicos e aerogeradores tem sido combinados com grupo de geradores à diesel e sistemas de armazenamento, formando as microrredes híbridas isoladas (MHI), para atendimento a consumidores não conectados ao sistema interligado nacional (PEREIRA et al., 2006), (AMARANTE et al., 2001).

As MHI's baseadas em recursos renováveis são alternativas viáveis para o suprimento de energia em regiões isoladas, pois ocasionam poucos impactos ambientais, em relação a outras formas de geração e, em alguns casos, possuem custo de operação reduzido (OLIVEIRA et al., 2017b). Porém, a natureza intermitente dos recursos renováveis compromete a autonomia desses sistemas, sendo necessária, na maioria dos casos, a inserção de sistemas de geração à diesel (SGD), para complementar o atendimento a carga nos períodos de alta demanda, e sistemas de armazenamento como por exemplo,

banco de baterias (BB), para auxiliar no balanço dinâmico de potência, planejamento energético e para minimizar os gastos da microrrede com combustível (MATOS, 2014).

Por contar com diferentes fontes de geração e sistemas de armazenamento, uma MHI deve ser operada de modo a maximizar a vida útil dos sistemas de armazenamento e minimizar os custos associados a produção de energia. Entretanto, a incerteza na geração por meio dos recursos renováveis é um dos maiores desafios associado ao dimensionamento, operação e planejamento energético de microrredes isoladas, devido a natureza estocástica que algumas destas fontes apresentam. Logo, se comparado ao gerenciamento apenas da variabilidade de carga, o gerenciamento de variabilidade de geração renovável adicional envolve custos consideráveis de geração (ALBADI; EL-SAADANY, 2010). Os custos operacionais dos sistemas de eletricidade aumentam porque os operadores do sistema são obrigados a garantir flexibilidade operacional adicional em várias escalas de tempo para equilibrar as flutuações e incertezas na produção de energia solar fotovoltaica e eólica (MILLIGAN; KIRBY, 2009).

Como o montante disponível de recursos energéticos renováveis em uma MHI pode mudar significativamente dentro de um curto período de tempo, a introdução do fluxo de potência ótimo, direcionado ao problema de despacho econômico de potência (DEP) pode gerenciar melhor a capacidade de aproveitamento de recursos despacháveis mesmo com a volatilidade presente nos recursos renováveis (CHOI et al., 2017).

O fluxo de potência ótimo (FPO) é uma ferramenta essencial para operação segura e econômica de sistemas elétricos, dado que ela determina um ponto de operação ideal através da minimização de funções associadas ao DEP, respeitando um conjunto de restrições operativas do sistema (OUBBATI; ARIF, 2016). O fluxo de potência ótimo, ou planejamento energético, com foco na programação de um dia à frente de microrredes (FPO-DF) determina as condições ótimas de operação das unidades geradoras e sistemas de armazenamento para uma demanda de carga prevista durante o período de programação, com o objetivo de minimizar os custos de operação enquanto o mesmo está operando dentro de seus limites de segurança.. Normalmente, o período de programação são as 24 horas do dia seguinte, discretizadas em 24 pontos de operação, um para cada hora do dia (REDDY; BIJWE, 2016).

Além da programação da operação de um dia a frente, o fluxo de potência ótimo aplicado para programação em tempo real (FPO-TR) tem sido amplamente discutido em trabalhos como (LIU et al., 2016; TANG et al., 2017). A principal diferença entre estas duas vertentes de aplicação do FPO é o horizonte de tempo considerado. Enquanto que no FPO-DF os valores de potência que devem ser despachados pelas unidades geradoras e sistemas de armazenamento que compõe a microrrede são obtidos para cada hora do dia seguinte, em contrapartida, o FPO-TR determina os valores de potência a que devem ser despachados em intervalos de 5 a 15 minutos à frente do instante atual (REDDY; BIJWE, 2016).

Efeitos práticos desta diferença temporal entre o FPO-DF e FPO-TR podem ser observados no valor do despacho de potência em microrredes contendo aerogeradores e painéis fotovoltaicos em seu sistema de geração. A presença de fontes intermitentes de energia pode ter implicações significativas na programação da operação de um dia a frente, dado que os valores de irradiância solar ou velocidade do vento são sensíveis às previsões de médio prazo (dias) (ARNOLD; ANDERSSON, 2011; REDDY; BIJWE, 2016). Assim sendo, a utilização de modelos determinísticos para o FPO-DF pode trazer a resultados incertos de programação da operação da microrrede. Por outro lado, a programação em tempo real é menos impactada pela natureza estocástica das fontes intermitentes, uma vez que existem informações atualizadas, obtidas via sistemas meteorológicos, das medições de irradiância e velocidade do vento imediatamente antes da próxima solução do FPO-TR. Logo, infere-se que a adoção de planejamentos energéticos que levem em consideração as incertezas associadas aos valores previstos de geração disponível proveniente de recursos renováveis, são de grande importância quando o interesse é obter conclusões mais precisas para a programação da operação de um dia à frente em sistemas compostos de geração intermitentes.

Então, baseado nestas características, o FPO mostra-se como uma ferramenta primordial para análise e planejamento energético em sistemas elétricos, fato que tem impulsionado interesses na área. Trabalhos mais recentes têm buscado utilizar o FPO em diversas aplicações. Em (REDDY; BIJWE, 2016), por exemplo, é realizado um FPO-DF em combinação com o FPO-TR em um sistema que contava com geração proveniente de fontes intermitentes. Uma abordagem determinística para o perfil de irradiância solar e velocidade do vento foi utilizada para determinar o despacho horário de potência do dia seguinte e em tempo real. Essa consideração pode trazer bons resultados para o despacho em tempo real, entretanto, o mesmo desempenho não é garantido para o FPO-DF, uma vez que às incertezas inerentes às previsões da geração disponível pelas fontes intermitentes, não foram consideradas em sua formulação. Neste mesmo sentido, (BISWAS et al., 2017) formulou um problema similar de FPO-DF considerando em sua abordagem a natureza intermitente da geração de energia solar e eólica. Entretanto é importante ressaltar que, tanto (REDDY; BIJWE, 2016) quanto (BISWAS et al., 2017) não consideraram sistemas de armazenamento em suas formulações, fato que reduz a complexidade de um planejamento energético diário em microrredes que operam isoladas.

Os sistemas de armazenamento estão presentes na maioria das microrredes isoladas atuais, dado que permite uma maior flexibilidade e economia na operação das mesmas, uma vez que torna-se possível armazenar energia nos períodos de alta geração e baixa demanda (MATOS, 2014). Esta afirmação pôde ser reforçada através de (WEITEMEYER et al., 2018), que apresentou uma abordagem de modelagem para estudar cenários de sistemas de geração de energia com uma alta participação de fontes

intermitentes, onde constatou-se que existe uma necessidade de dispositivos de armazenamento na mesma ordem que a carga média do sistema para balanceá-lo a todo momento.

Em função desta realidade, algumas pesquisas tem buscado adicionar os sistemas de armazenamento em formulações do FPO. Neste sentido, (LEVRON et al., 2013) e (SORTOMME; EL-SHARKAWI, 2009) propuseram a solução de um fluxo de potência ótimo considerando além das fontes intermitentes, as características e informações inerentes ao sistema de armazenamento. A diferença principal entre os estudos se dá na técnica utilizada para solução do problema proposto, pois em (LEVRON et al., 2013) é utilizada programação dinâmica, que tem como vantagem a garantia de um ponto ótimo global em formulações linearizadas, já em (SORTOMME; EL-SHARKAWI, 2009) é utilizado otimização por enxame de partículas (PSO), que possui velocidade de convergência acelerada em comparação com outras técnicas de otimização.

Seguindo uma vertente similar, (LAZZERONI; REPETTO, 2019) buscou apresentar um modelo de planejamento e operação do sistema de armazenamento que reduz as perdas nos sistemas de distribuição. Para tanto, levou em consideração o custo associado a instalação do banco de baterias e a preservação de sua vida útil, mas sem se preocupar com os custos associados a geração de energia. Já em (CHOI et al., 2017) o problema de despacho econômico é considerado juntamente com a preocupação de maximizar a vida útil do sistema de armazenamento. Entretanto, a microrrede considerada é conectada a rede de distribuição principal e a solução obtida é pontual, desconsiderando o planejamento energético para o dia seguinte.

Então, no que diz respeito ao planejamento energético em microrredes com sistemas de armazenamento, (RIFFONNEAU et al., 2011) e (TAZVINGA et al., 2015) buscaram desenvolver um FPO-DF, considerando o processo de envelhecimento do banco de baterias a fim de maximizar sua vida útil e reduzir os custos de operação da microrrede a longo prazo. A priori espera-se que tais trabalhos forneçam bons resultados para a programação da operação de um dia à frente, até porque ambos utilizaram métodos de solução que fornecem o ponto de ótimo global do sistema. Contudo, por não considerarem a estocasticidade presente nas fontes intermitentes, é possível que hajam imprecisões no modelo adotado que levam a resultados diferentes do comportamento real do sistema.

É importante salientar que, nenhum dos trabalhos apresentados anteriormente trataram do FPO-DF em microrredes isoladas considerando a otimização da vida útil dos sistema de armazenamento, em paralelo com uma proposta de abordagem estocástica para geração através de fontes intermitentes. E é justamente nesta lacuna que o presente trabalho se insere, pois a particularidade pretendida aqui é solucionar um problema de planejamento energético de um dia à frente considerando em primeiro plano a estocasticidade inerente a geração solar fotovoltaica e eólica e, em segundo

plano, a maximização da vida útil do sistema de armazenamento.

1.1 Objetivos do Trabalho

1.1.1 Objetivo Geral

Diante do contexto apresentado, este trabalho propõe formular e resolver um problema de planejamento energético com foco na programação de um dia à frente de microrredes que operam ilhadas e são equipadas com painéis fotovoltaicos, aerogeradores, um gerador à diesel e um banco de baterias.

1.1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos este trabalho busca:

1. Desenvolver um modelo matemático para o custo de geração solar fotovoltaica que leve em consideração a imprevisibilidade e intermitência presentes na geração solar fotovoltaica (modelo estocástico fotovoltaico);
2. Desenvolver um modelo matemático para o custo de geração eólica que leve em consideração a imprevisibilidade e intermitência presentes na geração eólica (modelo estocástico eólico);
3. Utilizar um modelo matemático para o sistema de armazenamento que considere seus processos de degradação, de modo a maximizar sua vida útil;
4. Formular um problema de planejamento energético de um dia à frente levando em consideração os objetivos específicos (1) e (2);
5. Utilizar como cenário teste uma microrrede já existente, a fim de obter resultados realísticos e possíveis de serem aplicados em microrredes atuais;
6. Resolver a formulação proposta através do algoritmo de evolução diferencial;

1.2 Contribuições do trabalho

Diante do contexto apresentado sobre a atual situação de consumo elétrico do Brasil e os principais trabalhos recentes na área de fluxo de potência ótimo em microrredes, espera-se ter como principal contribuição deste trabalho o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que resolva um problema de planejamento energético de um dia à frente de microrredes isoladas, utilizando modelos matemáticos mais realísticos para os custos de geração das fontes intermitentes consideradas.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é composta por 8 capítulos incluindo esta introdução. Até aqui foi apresentado o atual contexto de consumo de eletricidade no país, propiciando o investimento em microrredes para aliviar os problemas de carregamento no SEP. Foi apresentado panorama atual de pesquisas envolvendo microrredes isoladas com fontes intermitentes e sistemas de armazenamento, além de apresentar os objetivos do trabalho e contribuições desta pesquisa.

No capítulo 2 é dedica-se a apresentar conceitos fundamentais que permeiam as microrredes, os desafios e problemas na operação de microrredes isoladas, além de uma apresentação introdutória sobre os recursos energéticos que compõem a microrrede tratada neste trabalho.

Os capítulos 3 e 4 dedicam-se a desenvolver os modelos estocásticos referentes a geração fotovoltaica e eólica respectivamente. São apresentados também os conceitos básicos referentes a essas fontes de geração e como a função de custo pode ser formulada, com base no modelo estocástico desenvolvido.

No capítulo 5 é retratado a modelagem matemática referente aos outros recursos energéticos presentes na microrrede sob estudo. O principal objetivo do capítulo é apresentar dois modelos matemáticos de custo que serão utilizados para os recursos energéticos auxiliares em microrredes isoladas, um para minimizar os custos associados a degradação do sistema de armazenamento e outro para minimizar o consumo de combustível dos geradores à diesel.

O capítulo 6 descreve todas as informações relevantes da microrrede considerada, além de apresentar toda formulação matemática do problema da programação da operação de um dia a frente para microrredes isoladas, considerando os modelos apresentados nos capítulos 4, 5 e 6. Além de apresentar os conceitos fundamentais referentes a técnica de otimização utilizada para solucionar o FPO-DF proposto.

O Capítulo 7 apresenta os resultados referentes ao FPO-DF proposto, para alguns cenários de estudo de interesse. Uma análise estatística sobre os resultados obtidos é feita, e por fim, questionamentos sobre os cenários escolhidos e os resultados alcançados também são discutidos neste capítulo.

Por fim, no capítulo 8 são apresentado as conclusões gerais a cerca do trabalho e as perspectivas para continuidade da pesquisa a partir de trabalhos futuros. Ainda é apresentado no final do capítulo as publicações sobre o tema feitas no decorrer da elaboração deste trabalho.

2 MICRORREDES COM FONTES RENOVÁVEIS

Devido ao crescimento da integração entre fontes renováveis, ou não renováveis, para alimentar cargas pertencentes a um mesmo sistema, diversos conceitos e abordagens sobre microrredes foram propostas na literatura. Desta forma, este capítulo apresenta os principais conceitos que envolvem as microrredes, além de uma visão geral sobre os principais recursos energéticos que compõe a microrrede tratada neste trabalho.

O capítulo está estruturado da seguinte forma: primeiro é apresentado uma visão geral a respeito do surgimento e aplicabilidade das microrredes. Em seguida, se discute os impactos causados pela inserção da geração distribuída e microrredes no sistema elétrico, elencando suas principais vantagens e desafios técnicos a serem alcançados. Depois disto, é feita uma abordagem sobre a estrutura de controle que compõe a microrrede associando a estrutura de controle com o problema de otimização que será desenvolvido neste trabalho. E por fim, é mostrado um panorama geral sobre as microrredes híbridas que operam isoladas destacando os principais recursos energéticos presentes neste tipo de microrrede.

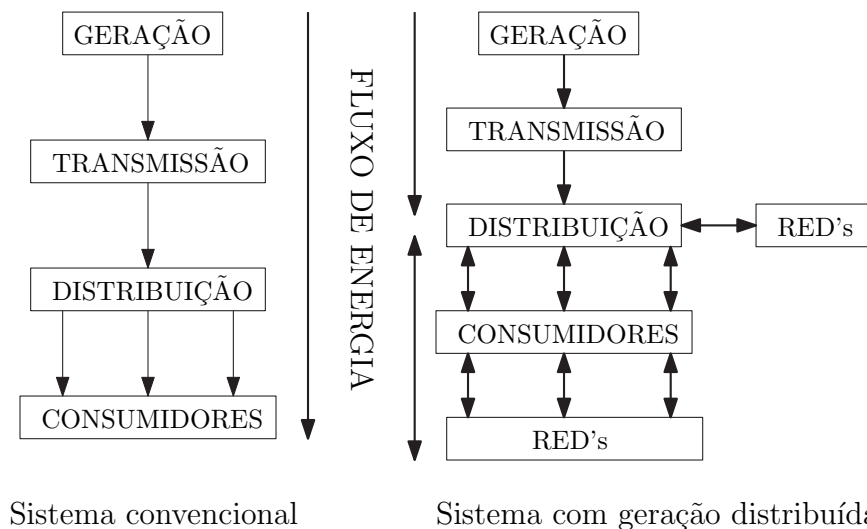
2.1 Aspectos Gerais sobre Microrredes

Em geral, as microrredes podem ser definidas como redes elétricas de baixa ou média tensão, compostas por fontes de geração distribuída (GD), em conjunto com dispositivos de armazenamento e cargas controláveis, podendo operar de forma isolada ou conectada ao sistema elétrico de potência (LASSETER, 2002). De acordo com a Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL, microgeração distribuída é designada a sistemas com central geradora de potência até 100 kW e mini geração distribuída para centrais geradoras de potência entre 100 kW e 1 MW. Estas terminologias tem sido utilizadas no país para designar como devem ser caracterizadas microrredes em relação ao nível de potência, ou seja, sistemas de distribuição formados por geradores renováveis, ou não, que operem de forma autônoma e controlada com potência instalada de até 100 kW. Enquanto isso, sistemas de características semelhantes mas com potência instalada entre 100 kW e 1 MW são denominados minirredes (ANEEL, 2014).

Um sistema de geração distribuída pode ser entendido como uma estrutura composta por fontes de geração, normalmente fontes renováveis como solar fotovoltaica e eólica, utilizadas para produção de energia elétrica para suprimento de cargas locais, com a possibilidade de associação com sistemas de armazenamento. A combinação entre os recursos renováveis e o sistemas de armazenamento constituem os chamados

recursos energéticos distribuídos (RED's). Por isso, é comum referir-se aos sistemas de geração distribuída como sendo uma estrutura composta de RED's, alocados próximos as cargas e com nível de tensão da rede de distribuição (SANTOS et al., 2019). A Figura 4 apresenta um comparativo entre o sistema elétrico convencional (geração centralizada) e um sistema com geração distribuída.

FIGURA 4 – COMPARATIVO DO FLUXO DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA



FONTE: ADAPTADO DE (OLIVEIRA et al., 2017a).

Esta estrutura distribuída possibilita ao sistema elétrico não só benefícios econômicos, mas também técnicos e ambientais como a redução da poluição ambiental, alívio de demanda de potência na rede de distribuição, redução das perdas nos alimentadores de energia, fornecimento de uma melhor margem para a instalação de centrais de cogeração¹ e trigeração² de energia em aplicações industriais ou comerciais, dentre outros (estas questões são abordadas em detalhes na próxima seção) (ACKERMANN et al., 2001).

É importante ressaltar que, os modos de operação ilhado e conectado à rede, dos sistemas de geração distribuída contribuem para um aumento da geração, provocando, em alguns casos, melhorias na qualidade e na continuidade do fornecimento de eletricidade. Além disso, o acesso aberto à rede de distribuição também oferecem maiores oportunidades para a integração da geração distribuída com o sistema convencional (SERIES, 2009).

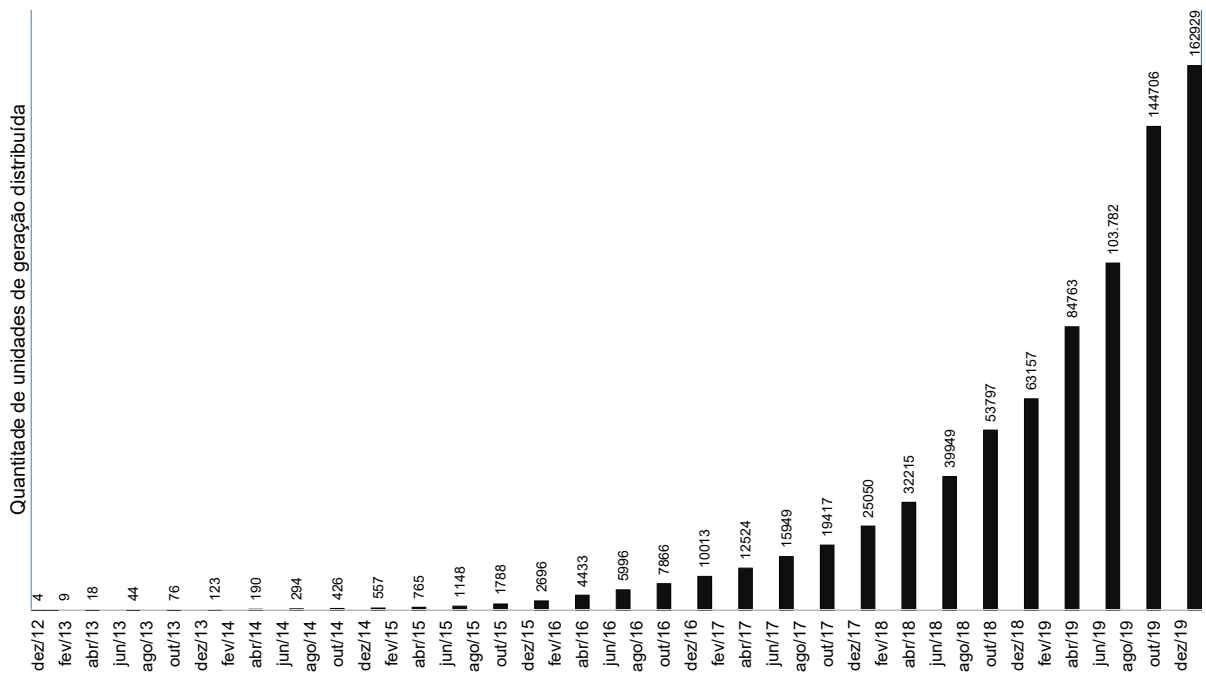
Desta forma, um crescimento em sistemas de geração distribuída ao redor do mundo vem sendo observado. Em 2018, o investimento em energias renováveis e com-

¹A Cogeração, também denominada CHP (do inglês, *Combined Heat and Power*), consiste na produção simultânea de energia elétrica ou mecânica e energia térmica através do mesmo combustível numa determinada instalação.

²A Trigeração é denominada por CHCP (do inglês, *Combined Heat, Cooling and Power*) é um processo alargado de Cogeração produzindo eletricidade, calor e frio.

bustíveis totalizou US \$288.9 bilhões (US \$ 304.9 bilhões, com a inclusão de usinas hidrelétricas com mais de 50MW de potência instalada), sendo o quinto ano consecutivo em que investe-se mais de 230 bilhões de dólares em energias renováveis pelo mundo (MURDOCK et al., 2019). No Brasil o cenário não é diferente. Segundo os dados da ANEEL, em 2012 o Brasil possuía apenas 4 unidades de geração distribuída. Neste mesmo ano a ANEEL implantou a Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2014) que estabelecia as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica no país. Após esta resolução, foi observado um crescimento no número de unidades geração distribuída no Brasil. A Figura 5 ilustra como foi dado este crescimento no período compreendido entre dezembro de 2012 e janeiro de 2020 (NETO et al., 2014).

FIGURA 5 – CRESCIMENTO DAS UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL



FONTE: (ABGD, 2020)

O avanço na inserção dos RED's no sistema elétrico, trouxe a este algumas vantagens, como abordado anteriormente, mas em contrapartida propiciou um aumento de problemas técnicos associados ao sistema elétrico nos quais pode-se destacar: sobretensões, desbalanço de tensão, má regulação de tensão, dentre outros (OLIVEIRA, 2016).

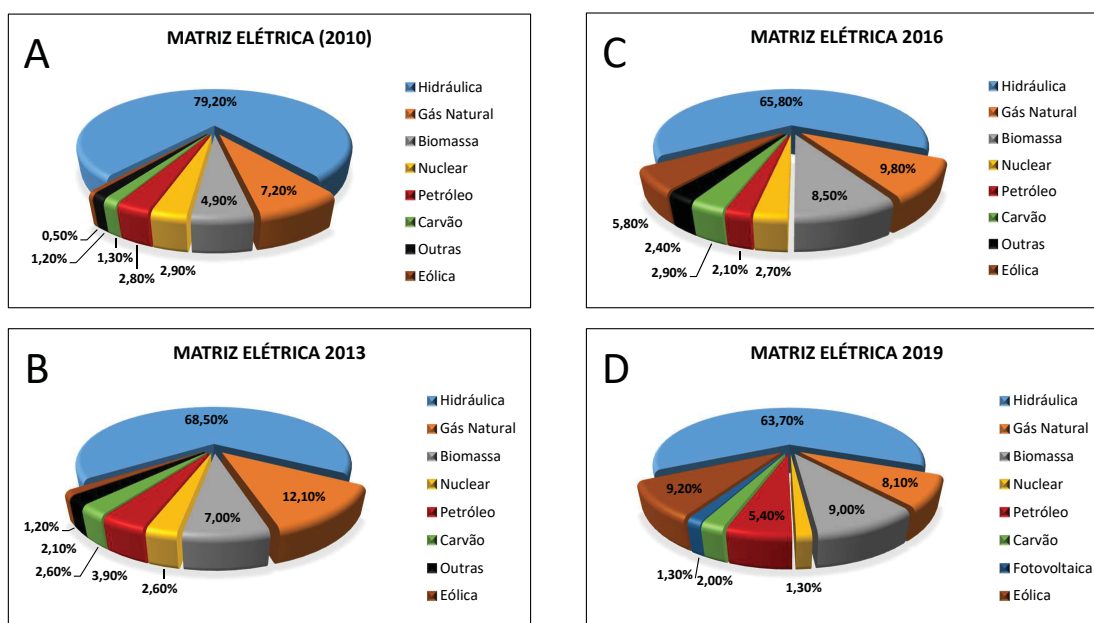
A alternativa encontrada para minimizar os impactos causados pela elevada inserção dos RED's no sistema elétrico foi a criação de pequenos arranjos na rede, compostos por fontes renováveis, algumas cargas e, em alguns casos, sistemas de armazenamento operando sob um único sistema de controle e com possibilidades de operação desconectada à rede elétrica (LASSETER, 2002). Estes pequenos arranjos

foram intitulados como microrredes e podem permitir ao sistema elétrico operar com maior confiabilidade e eficiência, uma vez que há possibilidade de gerar, armazenar, consumir e controlar a energia produzida pelos RED's nos sistemas elétricos modernos (HATZIARGYRIOU et al., 2007), (MARNAY et al., 2015).

2.2 Impactos Causados pela Inserção de Microrredes no Sistema Elétrico

O aumento na utilização de fontes renováveis, como eólica e solar, para produção de energia já é uma realidade no Brasil. E parte deste aumento está associado também ao crescimento das microrredes de energia no sistema elétrico. Uma forma de visualizar este aumento é analisar seus reflexos na matriz elétrica nacional. Para tanto, observe a Figura 6, que apresenta um comparativo entre as matrizes elétricas dos anos de 2010, 2013, 2016 e 2019 (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

FIGURA 6 – MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL (2010, 2013, 2016 E 2019)



FONTE: ADAPTADO DE (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

Através das Figuras acima, é possível observar que fontes intermitentes de energia, como eólica e solar veem ganhando cada vez mais espaço na matriz elétrica nacional. Na Figura 6A vê-se que no ano de 2010, onde as políticas de incentivo a produção de energia através de fontes renováveis eram baixas, existia uma participação ínfima das fontes intermitentes na matriz elétrica.

Com o aumento das políticas de incentivo governamentais por meio de leilões específicos para estas fontes de energia e da resolução proposta em 2012 pela ANEEL, em 2013 a matriz energética já experimentou um crescimento razoável na utilização das

fontes intermitentes, conforme observado na Figura 6B, (ANEEL, 2014). Depois deste período, sucessivos aprimoramentos técnicos foram realizados, resultando nas resoluções normativas 517/2012 e 687/2015, que ampliaram as possibilidades para geração distribuída de autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos compostos por múltiplas unidades consumidoras (OLIVEIRA et al., 2017b).

Os reflexos disto foram observados nas matrizes elétricas dos anos posteriores, como apresentado, por exemplo, no ano de 2016 na Figura 6C. Para o ano de 2019 (Figura 6D) percebe-se uma participação de 10.5% das fontes intermitentes na matriz elétrica nacional, fornecendo indícios de um cenário promissor para os próximos anos, no que diz respeito a utilização de energias renováveis de comportamento intermitente e crescimento e expansão das microrredes baseadas em recursos intermitentes.

Contudo, é importante destacar que a expansão de microrredes no país trouxe consigo algumas outras vantagens técnicas e econômicas, e também, no mesmo sentido, algumas desvantagens. Estas duas perspectivas serão abordadas nas a seguir (SERIES, 2009), começando pelas vantagens:

1. **Questões ambientais:** De fato, hoje há uma necessidade no aumento da geração para suprir a demanda de potência do sistema elétrico. E investir em microrredes com geração proveniente de fontes renováveis tem grande viabilidade ambiental, uma vez que os impactos ao meio-ambiente causados pelas mesmas são bem inferiores aos impactos causados na instalações de novas centrais térmicas, além de proporcionarem uma redução no uso de combustíveis fósseis minimizando os problemas de poluição e aquecimento global.
2. **Economias com as redes de transmissão:** A instalação de microrredes contribui para uma redução na expansão de redes de geração e transmissão. Isto ocorre porque, uma vez que as fontes estão localizadas próximo as cargas, a eletricidade gerada pode ser compartilhada localmente entre clientes, diminuindo uma necessidade de importar ou exportar energia para a rede principal pelos alimentadores mais longos.

Apesar das vantagens apresentadas anteriormente, o desenvolvimento de microrredes apresenta também os desafios que serão apresentados a seguir (SERIES, 2009), (NETO et al., 2017), (SANTOS et al., 2019).

1. **Ausência de padrões:** Por se tratar de uma área relativamente nova, os sistemas de operação e proteção de microrredes ainda não estão totalmente consolidados. Dados a respeito da qualidade de energia para diferentes tipos de fontes, padrões e protocolos para integração de fontes renováveis, e diretrizes de segurança e proteção ainda devem ser estabelecidos.

2. **Aquisição dos RED's:** Sem dúvidas, uma das principais desvantagens associadas as microrredes é o alto custo dos recursos energéticos distribuídos. O custo para aquisição destes equipamentos e suas instalações ainda representa um alto investimento no cenário atual. Uma forma de reduzir estes custos é a aplicação de políticas de subsídio de órgãos governamentais, que incentivem os investimentos no setor e facilitem o desenvolvimento de novas microrredes.

Tendo em vista as vantagens e desafios, que permeiam o contexto de microrredes apresentadas nesta seção, percebe-se que ainda há uma necessidade no desenvolvimento de pesquisas que abordem questões relacionadas a operação e controle de microrredes. Posto isto, na seção seguinte são apresentados conceitos introdutórios sobre a estrutura de controle e operação em uma microrrede, que em um contexto geral, corresponde a um dos objetivos tratados neste trabalho.

2.3 Estrutura de Controle e Operação uma Microrrede

Sabe-se que em uma microrrede os RED's devem operar em conjunto e de maneira controlada, para que requisitos como confiabilidade e sustentabilidade destes sistemas sejam atendidos. Neste contexto, estratégias de controle que contribuam para uma operação segura e autônoma de microrredes são fundamentais para a otimização do desempenho global da mesma.

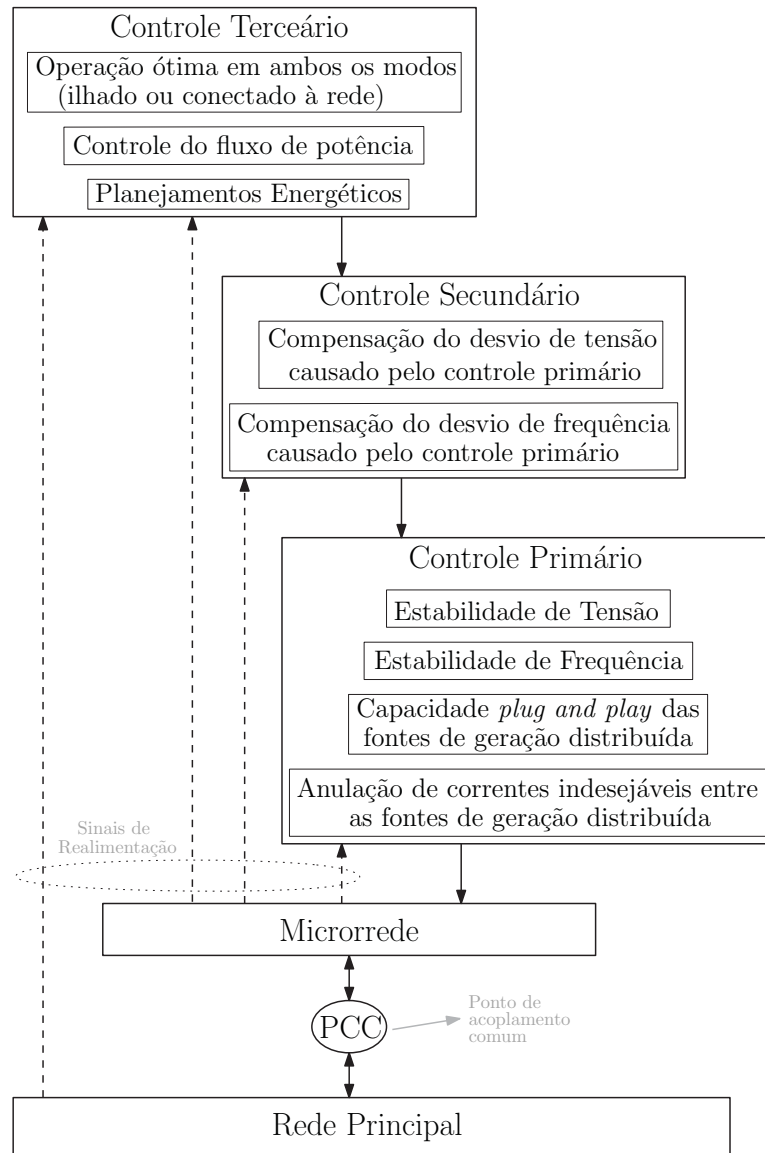
Então, para que os requisitos anteriores sejam atendidos as estratégias de controle devem ser pensadas, de forma a desempenhar um conjunto de tarefas, como por exemplo, regulação da tensão e frequência em ambos modos de operação (conectada ou desconectada à rede), otimização do custo de operação da microrrede e otimizar a coordenação do uso das fontes de geração, que necessitam de diferentes escalas de tempo para serem realizadas.

Uma forma encontrada para elaborar sistemas de controle em microrredes que atuem em diferentes escalas de tempo foi desenvolver uma estrutura de controle hierárquica, que se classificam em três diferentes níveis, a saber, o primário, secundário e terciário, que estão ilustrados na Figura 7.

O nível de controle primário, é o responsável por garantir uma operação estável dos recursos energéticos distribuídos, através da manutenção da tensão e frequência da rede em níveis aceitáveis, por meio de controle de *droop*³ (NETO et al., 2017). Além disto neste nível são executadas malhas de controle de corrente nos conversores, para evitar que correntes indesejadas circulem nos mesmos. Estas tarefas são executadas em

³O controle droop em microrredes geralmente é realizado controlando-se as duas sub-redes individualmente, onde na sub-rede c.a. há uma relação entre a potência ativa e frequência ($P_{ca} - f$) e na sub-rede c.c. há uma relação entre potência ativa e tensão do barramento c.c. ($P_{cc} - V_{cc}$) (SANTOS et al., 2019)

FIGURA 7 – ESTRUTURA HIERÁRQUICA DE CONTROLE DA MICRORREDE



FONTE: ADAPTADO DE (BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

escalas de tempo de microssegundos e implementadas no controlador local de cada conversor (BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

O nível de controle secundário tem como objetivo realizar um gerenciamento de energia da microrrede através da compensação dos desvios de tensão e frequência introduzidos pelo controle de *droop* realizado no nível primário. As tarefas realizadas aqui são realizadas em escalas de centenas de milissegundos a segundos e utilizam um canal de comunicação de baixa largura de banda (SANTOS et al., 2019).

Já no nível de controle terciário os objetivos principais são garantir a operação econômica da microrrede e gerenciar o fluxo de potência dentro mesma, caso ela esteja operando em modo isolado ou gerenciar o fluxo de potência entre a microrrede e a rede principal, caso a microrrede esteja operando conectada à rede (BIDRAM; DAVOUDI, 2012). Suas operações são executadas em escalas de tempo que vão de minutos a horas,

fornecendo sinais de controle para o nível secundário e outros sub-sistemas que formam a microrrede.

Fazendo ligação com a programação de operação de um dia a frente em microrredes, que corresponde a um dos objetivos deste trabalho, quando realiza-se um fluxo de potência ótimo com o intuito de obter um planejamento energético de um dia a frente, otimizado com base em um conjunto de pré-requisitos, os valores de potência de saída para os RED's que compõem a microrrede são obtidos através de simulações *off-line* e possivelmente utilizados como parâmetros de entrada para as estruturas de controle do nível terciário, que realizam simulações *on-line* e fluxo de potência ótimo em tempo real.

Uma vez que as estruturas de controle apresentadas nesta seção contemplam tanto microrredes que operam conectas à rede quanto microrredes que operam isoladas, e os objetivos do trabalho se adequam em um contexto de nível de controle terciário em microrredes isoladas, a seção seguinte apresentará uma visão geral sobre sistemas de geração de energia elétrica em áreas remotas.

2.4 Microrredes Híbridas Isoladas

As microrredes híbridas isoladas (MHI's), podem ser entendidas como sistemas elétricos com potência instalada de até 100 kW, que não possuem conexão com a rede de distribuição de energia principal e são formados por diferentes unidades geradoras a base de fontes renováveis ou não, incorporadas a cargas e sistemas de armazenamento. Além disto, operam de forma autônoma e controlada (PINHO et al., 2008).

Em locais remotos onde existem limitações físicas e/ou técnicas para expansão da rede de distribuição de energia local, as MHI's desempenham um papel fundamental no suprimento de energia às comunidades que pertencem a estas localidades. Pois uma vez que são compostas por diferentes fontes de geração, normalmente baseadas na disponibilidade de recursos energéticos locais, o suprimento de energia a tais comunidades isoladas por meio de MHI's torna-se uma opção atrativa economicamente.

Além do atrativo econômico, o crescimento de pesquisas relacionados a projeto, operação e gerenciamento de microrredes combinado ao seu desenvolvimento tecnológico, possibilitam cada vez mais uma operação capaz de atender os requisitos básicos de confiabilidade. As principais causas deste desenvolvimento tecnológico estão associadas a questões como (NETO et al., 2017):

- O avanço dos conversores estáticos, que facilitaram a integração entre diferentes fontes de geração, sistemas de armazenamento e cargas;
- O desenvolvimento dos processadores digitais de sinais e microcontroladores;

- O desenvolvimento de controladores automáticos, que aprimoram a operação do sistema e reduzem as interrupções para manutenção;
- O desenvolvimento de ferramentas computacionais de simulação que auxiliam no projeto das microrredes;
- E o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento projetados para aplicações com fontes renováveis.

Apesar de todo este desenvolvimento, no Brasil ainda existem comunidades que não possuem acesso pleno a eletricidade. Mesmo com as condições climáticas favoráveis a geração fotovoltaica e eólica, comunidades que estão localizadas em áreas isoladas como por exemplo, ilhas marítimas vivem com escassez de energia. A precariedade no fornecimento de energia nestas localidades é evidente, uma vez que em muitas delas o fornecimento é feito apenas utilizando geradores à diesel operando em média de 3 a 4 horas no dia (OLIVEIRA et al., 2017b). E isto ocorre devido ao custo de operação dos geradores à diesel, que é relativamente alto, quando leva-se em conta renda per capita das famílias residentes nestas localidades. Contudo, o número de microrredes no país que se adequam a este cenário é baixo. Outras regiões como a Ilha de Lençóis, no Maranhão e Ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco são exemplos de microrredes isoladas que operam nas 24 horas do dia e que são compostas por diferentes fontes de geração renováveis (MATOS, 2014).

É importante destacar que as MHI's contribuem para o atendimento de comunidades isoladas que estão sujeitas a diferentes condições climáticas. E apesar do Brasil possuir condições climáticas favoráveis à utilização de painéis solares e aerogeradores, diversos países não possuem tais condições, e acabam utilizando de outras fontes de geração para compor suas MHI's. Além do mais, existem microrredes isoladas que são construídas apenas com propósito de auxiliar no desenvolvimento de pesquisas e testes. Na Tabela 1 são apresentadas algumas informações a respeito de diversas microrredes ao redor do mundo, que possuem diferentes aplicabilidades (HOSSAIN et al., 2014).

TABELA 1 – DESCRITIVO DE DIVERSAS MHI's INSTALADAS PELO MUNDO

Detalhes		Fontes Não Renováveis	Fontes Renováveis	Armazenamento	Topologia	Capacidade total (kW)	Aplicação
Nome	Local	Diesel [D] Gás [G]	Eólica [E] Fotovoltaica [F] C.Combustível [C] Biogás [Bi] Hidro [H]	Baterias [B] Capacitores [C] Volantes de Inércia [V]	AC / DC		
Sistema de Geração da Ilha de Lençóis	Cururuçu Brasil	D	E, F	B	AC	43	Para atendimento a comunidade isolada
Sistema de Geração Fotovoltaica da Ilha Grande	Humberto de Campos Brasil	D	F	B	AC	30	Para atendimento a comunidade isolada
Microgrid test	Yokahoma Japao	G	E, F, Bi	B	AC	100	Para pesquisas do Instituto de Pesquisa de Yokahoma
Hawaii Hydrogen Power Park	Hawaii EUA		E, F, C	B	DC	200	Microrrede para testes
Eigg island plant	Escócia		E, F, H	V	AC	144	Para atendimento a comunidade isolada
Mannheim-Wallstadt residential	Mannheim Alemanha		F		AC	30	Para deslocamento de carga
KERI Microgrid System	Jeju Island Coreia	D	E, F, C	B	AC	100	Para estabelecer uma microrrede piloto
San Juanito Plant	México	D	E, F		AC	200	Para atendimento a comunidade isolada
Mt. Newall Microgrid	Antartida	D	E, F		AC	10	Para atendimento a laboratórios de pesquisa
Kozuf Microgrid	Mounain Macedônia		F, Bi		AC	5	Atendimento a um centro de Ski
Santa Cruz Island	Califórnia EUA	D	F	B	AC	300	Para uso da Marinha/EUA
Sunwise Power Plant	Canadá	D	E, F	B	AC	15	Sistema stand-by
Campinas Microgrid	Campinas Brasil	D	F	B	DC	150	Para atendimento residencial
Xcalac Microgrid	Xcalac México		E	B	DC	150	Para atendimento a comunidade isolada
Isla Tac Microgrid Plant	Isla Tac Chile	G	E	B	AC	40	Para atendimento a comunidade isolada
Residencial microgrid	Subax China	G, D	, F	B	AC	50	Para atendimento a comunidade isolada
Kotzebue Microgrid Plant	Alaska EUA	D	F		AC	11000	Para aplicação em áreas remotas
Alto Bagueales Microgrid Plant	Coyhaique Chile	D	E, H		AC	23000	Para aplicação em áreas remotas
Wales Alaska Power Plant	Alaska EUA	D	E	B	AC	500	Para atendimento em áreas rurais
St. Paul Power Plant	Alaska EUA	D	E		AC	500	Para aplicação industrial/aeroporto
Ascension Island Power Plant	Canadá	D	E		AC	225	Para atendimento a comunidade isolada

FONTE: Adaptado de (HOSSAIN et al., 2014)

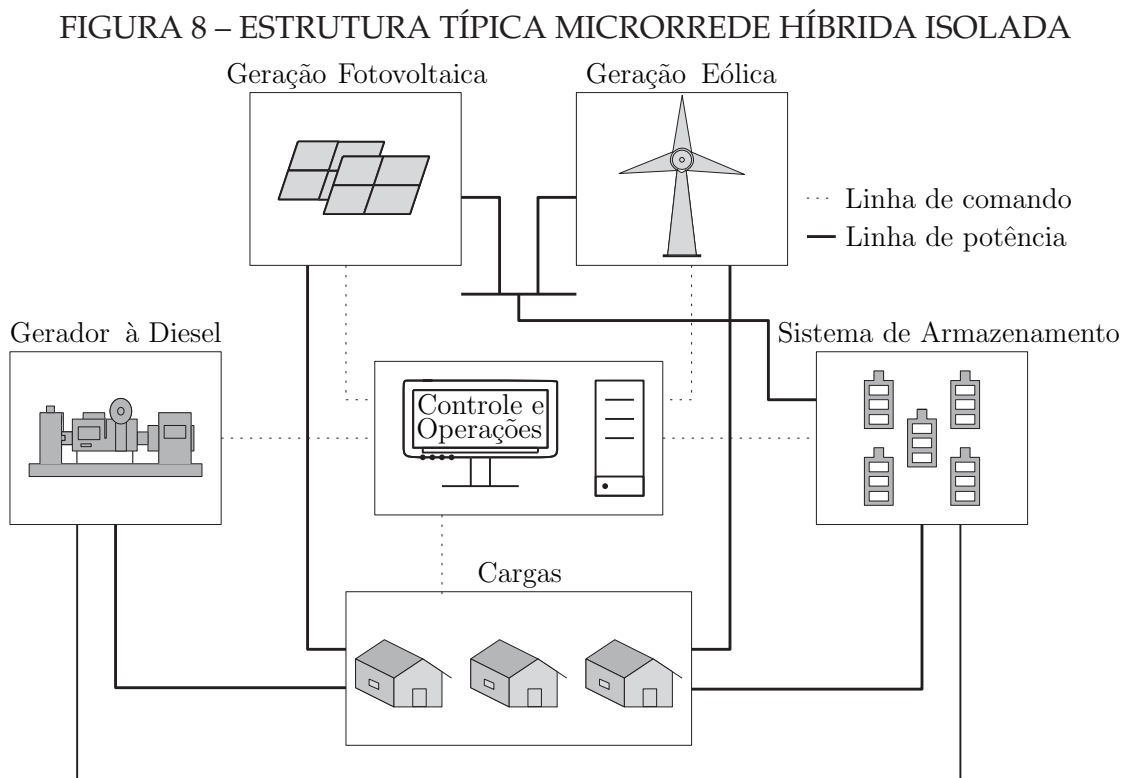
Como pode ser visto nas informações contidas Tabela 1, a maioria das microrredes isoladas são desenvolvidas para operar em corrente alternada. As microrredes em CC apesar de serem uma realidade ainda carecem de muitas pesquisas e estudos de viabilidade técnico-econômica para se consolidarem no setor.

A maioria das MHI's utilizam alguma fonte de geração não-renovável em combinação com fontes renováveis, para poder aumentar a confiabilidade de operação do sistema. Sendo que as fontes renováveis mais utilizadas são a solar fotovoltaica e a eólica, e as não-renováveis são os geradores à diesel e à gás.

O sistema de armazenamento mais comum em MHI's ainda são as baterias eletroquímicas, embora existam algumas microrredes que possuam novas tecnologias como volantes de inércia e super-capacitores⁴. Ainda, poucas são as MHI's, que não possuam alguma tecnologia de armazenamento.

2.4.1 Recursos Energéticos em Microrredes Isoladas

Tendo em vista o contexto de aplicação deste trabalho e os recursos energéticos mais utilizados em microrredes, esta seção apresentará as principais características a respeito dos sistemas de geração e sistemas de armazenamento que podem ser encontrados em uma MHI. Na Figura 8 é ilustrado uma estrutura típica de uma MHI, onde pode-se visualizar o centro de controle da microrrede, que é o local responsável pelo monitoramento e controle hierárquico de operação da microrrede, como já explicado em seções anteriores, além de suas principais fontes de geração e sistemas de armazenamento, que serão tratados a seguir.



⁴Embora não tenha sido apresentada MHI's com sistemas de armazenamento via super capacitores, existem algumas poucas microrredes que operam conectadas, como, por exemplo, a *LABEIN's Commercial feeder* localizada na Espanha, que possuem esta tecnologia (HOSSAIN et al., 2014).

2.4.1.1 Sistemas de geração solar fotovoltaica

Os sistemas de geração solar fotovoltaica (SFV) são um conjunto de elementos semicondutores (painéis fotovoltaicos) capazes de converter a radiação solar diretamente em eletricidade. Os painéis fotovoltaicos dependendo da tecnologia, espectro de luz, temperatura, *design* e material da célula solar, podem chegar a eficiências que variam de 3 a 31%, conforme apresentado na Tabela 2.

TABELA 2 – MATERIAIS COMUNS USADOS EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.

Tipo	Eficiência Teórica		Testes Práticos $\eta(\%)$	Módulos	
	Área (cm^2)	$\eta(\%)$		Área (cm^2)	$\eta(\%)$
Silício Monocristalino (Si)	4	29	23	100	15-18
Silício Policristalino (Si)	4	25	18	100	12-18
Silício Amorfo (a-Si)	1	27	12	1000	5-8
Arseneto de gálio (GaAs)	0.25	31	26		
Seleneto de índio e cobre (CIS)	3.5	27	17		
Telureto de cádmio (CdTe)	1	31	16		

FONTE: ADAPTADO DE (FARRET; SIMOES, 2006).

A associação de painéis fotovoltaicos em série e paralelo possibilita que os SFV's produzam elevados níveis de potência. Sendo necessário a inclusão de equipamentos de condicionamento eletrônico, armazenamento e monitoramento de energia, além de dispositivos de proteção, para o funcionamento adequado desses sistemas.

Além disto, por apresentarem uma degradação muito lenta, flexibilidade na associação de módulos (de watts até megawatts) e extrema simplicidade de uso e manutenção, tornam-se bastante atraentes para utilização em microrredes. Entretanto, os custos de fabricação destes materiais ainda representam um empecilho à consolidação de sua utilização no mercado de geração de energia.

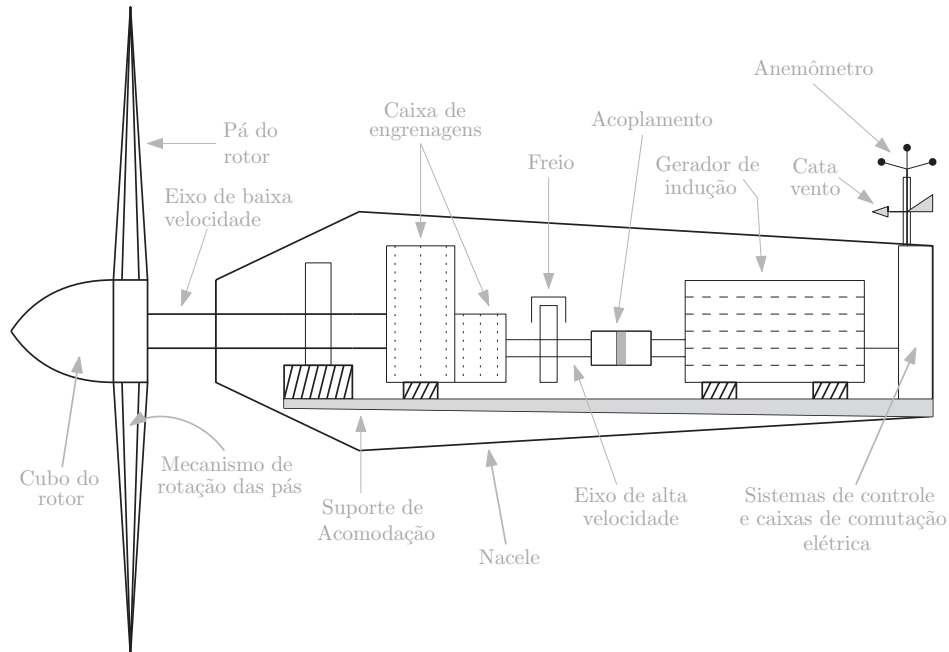
2.4.1.2 Sistemas de geração eólica

O principal elemento de um sistema de geração eólica (SGE) é o aerogerador. Ele é o responsável por captar a energia eólica e converter em eletricidade para utilização na microrrede. Através da associação de vários aerogeradores é possível construir SGE's que gerem elevados níveis de potência normalmente de alguns kW, para aplicação em geração distribuída, até alguns GW, para aplicação em sistemas de subtransmissão (parques eólicos).

Os aerogeradores podem ser classificados quanto a orientação do eixo de operação e quanto a velocidade de operação. E de acordo com o primeiro critério, podem ser de eixo horizontal ou de eixo vertical (abordado em detalhes no Capítulo 4). E para ambos os tipos de turbinas, os principais elementos são o rotor, a caixa de engrenagens, o gerador e, a nacelle, para aerogeradores de eixo vertical, ou base, para aerogeradores

de eixo horizontal. A Figura 9 ilustra estes componentes, em um aerogerador de eixo horizontal.

FIGURA 9 – PRINCIPAIS ELEMENTOS QUE COMPÕEM UM AEROGERADOR



FONTE: ADAPTADO DE (ABAD et al., 2011).

O aerogerador capta a energia cinética dos ventos através das pás do rotor e transfere a energia mecânica, pelo eixo do rotor (baixa rotação) e caixa de engrenagens, para o lado do gerador de indução. O eixo do gerador (alta rotação) é acionado para gerar energia elétrica. A função da caixa de engrenagens é transformar as velocidades de rotação mais lentas do aerogerador em velocidades de rotação mais altas no lado do gerador de indução. A frequência e a tensão de saída são mantidas dentro da faixa especificada, usando técnicas de medição, controle e proteção de supervisão.

De acordo com a velocidade de operação, os aerogeradores podem ser classificados em aerogeradores de velocidade fixa, ou aerogeradores de velocidade variável (abordado em detalhes no Capítulo 4), sendo que os aerogeradores que possuem controle de velocidade variável são mais utilizados em aplicações de grande médio porte, por serem mais robustos e fornecerem uma maior estabilidade na potência de saída em relação aos outros modelos de aerogeradores (WU et al., 2011).

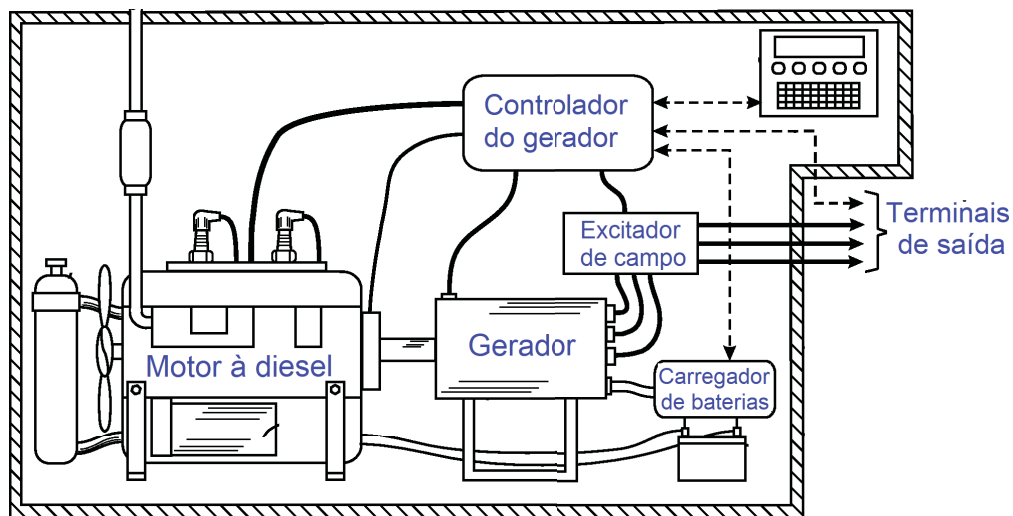
2.4.1.3 Sistemas de geração à diesel

Os sistemas de geração à diesel (SGD) são dispositivos capazes de converter a energia mecânica, resultante da queima de um combustível (óleo diesel), em eletricidade por meio de um motor a combustão associado a um gerador elétrico (grupo motor gerador). O surgimento dos geradores à diesel se deu na Alemanha, em 1892, quando

Rudolf Diesel começou a trabalhar em um motor a combustão que queimava poeira de carvão.

Hoje em dia, existem basicamente dois tipos de motores à combustão usado em geradores, que são categorizados pelo tipo de combustível usado, como gás, biodiesel, gasolina e diesel. A geração baseada em diesel consiste em um motor à diesel acoplado diretamente a um gerador de energia elétrica e um excitador de campo, que auxilia na geração de potência e controle da tensão de saída. A Figura 10 ilustra um arranjo típico de uma pequena planta movida a motor à diesel.

FIGURA 10 – PRINCIPAIS ELEMENTOS DE UM GERADOR À DIESEL



FONTE: ADAPTADO DE (GetDrawings, 2020).

Este arranjo é muito compacto e normalmente é utilizado em aplicações de curto prazo, servindo apenas como fonte de *backup* para os demais recursos energéticos presentes em uma microrrede, além de necessitarem apenas de manutenção de rotina de fácil execução. Como desvantagens podem ser destacados: o alto custo de operação devido ao preço do combustível, são barulhentos, poluentes, exigem armazenamento de combustível próximo à usina e exigem logística e infraestrutura para transporte (SERIES, 2009).

Existem diversos tipos de geradores à diesel no mercado, com diversas características diferentes, o que torna uma classificação sistemática complicada. Entretanto, de uma maneira geral os geradores à diesel são classificados em relação a disposição dos cilindros (de construção vertical, ou de construção horizontal) e em relação a velocidade de operação, que pode ser lenta, média, ou rápida.

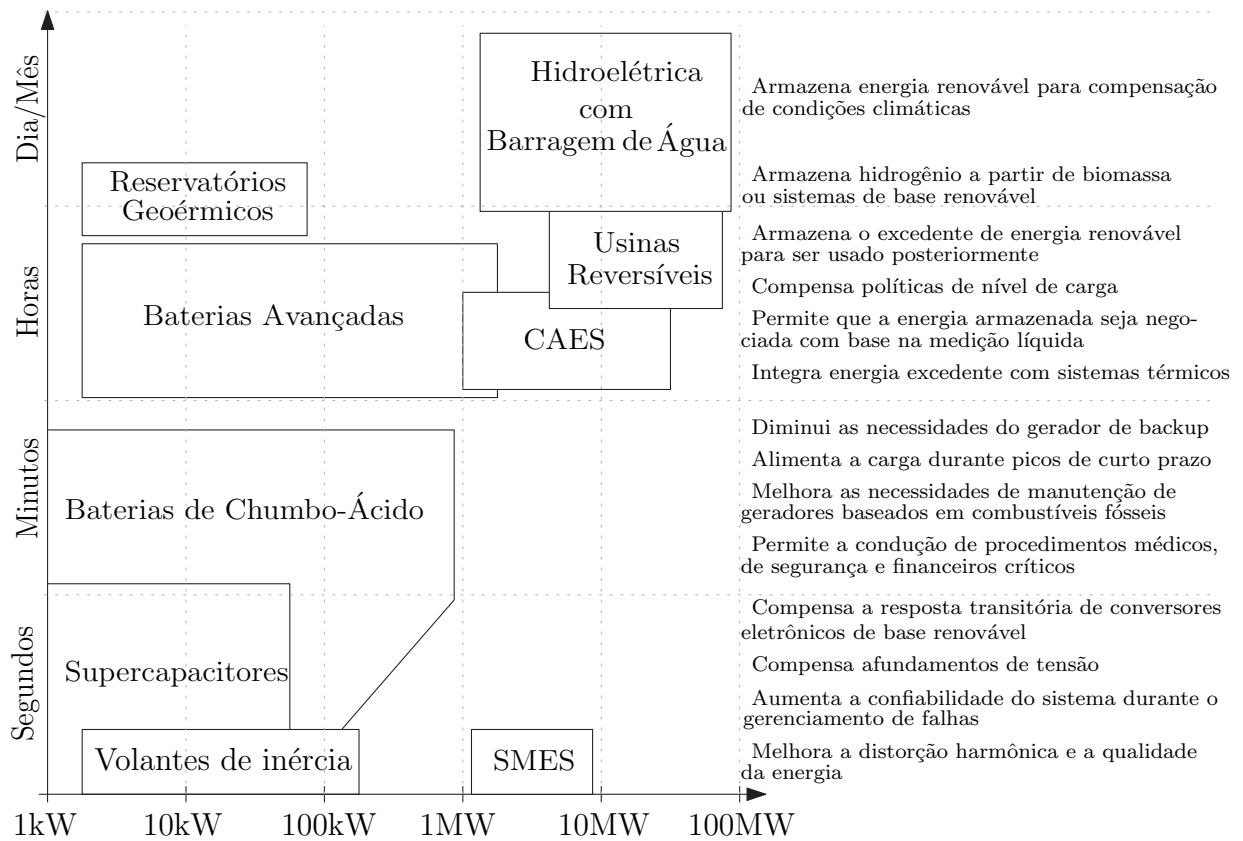
O motor à diesel lento é frequentemente usado para aplicações de usinas de reserva auxiliares em que a relação peso por potência não é relevante. São motores volumosos, operando entre 400 e 450 rpm de potência nominal de até 10.000 hp. Os motores à diesel de média velocidade operam entre 600 e 1000 rpm e são usados em aplicações de alta potência. Já os motores rápidos possuem alta potência nominal, para

uma rotação máxima superior a 1200 rpm e consequentemente são mais econômicos em relação aos outros geradores (FARRET; SIMOES, 2006).

2.4.1.4 Sistemas de armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento são dispositivos capazes de armazenar energia para serem utilizados em momentos onde geração proveniente das fontes principais que compõe um sistema não esteja disponível. Atualmente existem várias tecnologias com diferentes aplicabilidades que podem ser utilizadas como sistemas de armazenamento. A Figura 11 apresenta os principais tipos de sistemas de armazenamento, categorizados em relação a sua potência nominal, tempo de aplicação, qualidade de energia e gerenciamento de energia.

FIGURA 11 – ALGUMAS APLICAÇÕES E TECNOLOGIAS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO



FONTE: ADAPTADO DE (FARRET; SIMOES, 2006).

Na Figura acima foi ilustrado como as capacidades e as aplicações de armazenamento determinam a tecnologia utilizada no sistema de armazenamento. As aplicações incluem tecnologias de baterias de chumbo-ácido, baterias avançadas (como níquel-hidreto metálico), volantes de inércia, supercapacitores, sistemas de armazenamento magnético supercondutor de energia (SMES), armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), usinas reversíveis, reservatórios geotérmicos e usinas hidroelétricas

(FARRET; SIMOES, 2006). Nestes sistemas, a capacidade de armazenamento é um dos parâmetros mais importantes associados as características dos mesmos. Ela pode ser representada em termos do tempo em que a capacidade nominal de energia pode cobrir uma carga na potência nominal. Diferentes níveis de capacidade nominal implicam em diversos tipos de tecnologia para uma gama de aplicações, como apresentado na Figura 11.

No contexto de microrredes isoladas, os sistemas de armazenamento de energia desempenham o importante papel de unificar, distribuir e aumentar as capacidades dos sistemas de geração alternativos e renováveis de energia distribuída, sendo que as tecnologias mais empregadas são bancos de baterias de chumbo-ácido (abordada em detalhes no Capítulo 5, os volantes de inércia e os supercapacitores, devido justamente às suas capacidades de armazenamento, tempo de utilização e resposta transitória. E, dentre estas três tecnologias, as baterias de chumbo-ácido mostram-se dominantes, em aplicações de microrredes, devido a fatores como, baixo custo de aquisição, a facilidade de fabricação, bom nível de confiabilidade e pouca necessidade de manutenção.

2.5 Considerações Finais do Capítulo

Entre os aspectos apresentados no capítulo, fica claro que as microrredes trouxeram consigo uma série de vantagens ao setor elétrico. Além disso, visando proporcionar uma melhor qualidade de vida a comunidades isoladas, MHI's se apresentaram como uma alternativa econômica viável, dado que em certos casos o custo de implantação da mesma é inferior ao de expansão do sistema elétrico. Foi possível observar também que, a combinação de geradores à diesel, fotovoltaico e eólico compõem o sistema de geração mais utilizado por MHI's, e associado a estas fontes, os bancos de baterias, como sistema de armazenamento mais utilizado. Esta associação de recursos energéticos também corresponde à configuração da microrrede que será utilizada como sistema teste para as simulações desenvolvidas nesta pesquisa. Então, para capítulos seguintes serão apresentados os principais conceitos e modelos matemáticos dos recursos energéticos distribuídos que estão presentes na microrrede tratada neste trabalho, que servirão como base para a formulação do problema, tratadas em capítulos futuros deste trabalho.

3 SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

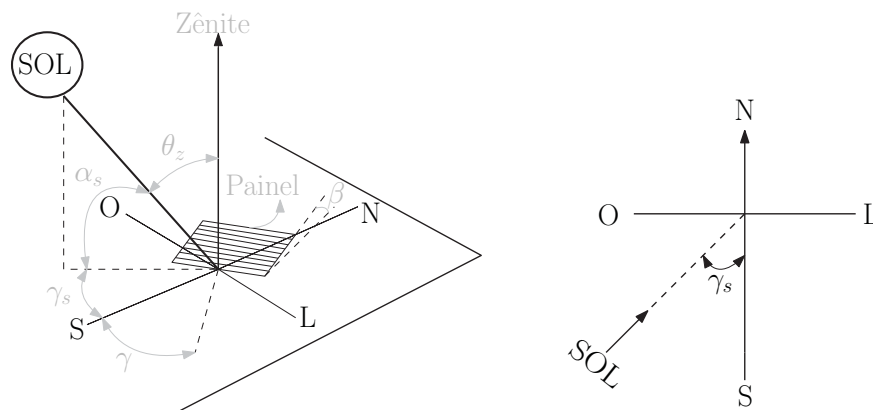
Um dos maiores desafios associado ao dimensionamento, operação e planejamento energético de microrredes isoladas está no tratamento da natureza estocástica das fontes renováveis associadas as mesmas. Por isto, este capítulo apresenta um modelo estocástico da potência de saída de um sistema fotovoltaico (SFV), o qual é utilizado para elaborar uma função custo estocástica de sua operação, tendo como foco a programação da operação de um dia à frente de microrredes, que servirá como base para formulação do planejamento energético apresentado em capítulos seguintes desta dissertação.

Neste capítulo inicialmente são apresentados alguns conceitos fundamentais inerentes à geração fotovoltaica e em seguida é deduzido como a potência de saída de um sistema fotovoltaico se relaciona com o índice de claridade. Após estabelecida esta relação, desenvolve-se o modelo estocástico para a potência de saída de um sistema fotovoltaico e, por fim, é apresentada a função de custo baseado em modelo estocástico.

3.1 Definições Elementares

Alguns conceitos básicos são essenciais para o entendimento e modelagem estocástica da geração de potência de saída de SFVs associado à microrrede (DUFFIE et al., 2013). Tais conceitos básicos podem ser apresentados a partir da Figura 12, a qual ilustra as variáveis que permitem estimar a irradiância solar incidente sobre um painel fotovoltaico.

FIGURA 12 – REFERÊNCIAS ANGULARES ASSOCIADAS A IRRADIÂNCIA SOLAR INCIDENTE SOBRE UM PAINEL FOTOVOLTAICO



FONTE: O autor (2020).

Pode-se observar através da Figura 12 a presença das seguintes referências angulares relacionando a posição relativa entre um painel fotovoltaico e o sol:

- Ângulo de Zênite (θ_z): representa o ângulo entre a vertical (zênite¹) e a linha ao sol, isto é, o ângulo de incidência da irradiância de feixe direto sobre uma superfície horizontal (DUFFIE et al., 2013). Seu valor pode ser obtido por:

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\phi)\sin(\delta) \quad (3.1)$$

em que ϕ corresponde a latitude de onde encontra-se o SFV, ω é o ângulo horário que representa o deslocamento angular do sol a leste ou a oeste do meridiano local, devido à rotação da Terra em seu eixo. Sendo que seu valor muda 15° por hora e 0° corresponde ao meio dia local². E, por fim, δ é chamado de ângulo de declinação e representa a posição angular do sol ao meio-dia solar (isto é, quando o sol está no meridiano local) em relação ao plano do equador, que matematicamente é dada por:

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284 + D}{365}\right) \quad (3.2)$$

onde D refere-se ao dia do ano.

- Ângulo de Incidência (θ): é o ângulo entre a irradiância que incide diretamente em uma superfície e o normal a esta superfície. Seu valor pode ser dado por:

$$\cos(\theta) = \cos(\theta_z)\cos(\beta) + \sin(\theta_z)\sin(\beta)\cos(\gamma_s - \gamma) \quad (3.3)$$

em que β é a inclinação do painel fotovoltaico, ou seja, o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal. Ainda, γ é chamado de ângulo azimutal de superfície e representa o desvio da projeção normal do painel sobre um plano horizontal, com zero na direção sul, negativo a leste e positivo a oeste. E por fim, γ_s que é chamado de ângulo azimutal solar, representa a angulação entre a projeção da irradiância direta no plano horizontal em relação ao sul, sendo que, por convenção, deslocamentos a leste do sul são negativos e a oeste positivos. Pode ser dado matematicamente por:

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos(\theta_z)\sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z)\cos(\phi)} \right) \right| \quad (3.4)$$

- Ângulo de Altitude Solar (α_s): ângulo entre a horizontal e a linha do sol, que é, o complemento do ângulo de zênite ($\theta_z + \alpha_s = 90^\circ$).

A compreensão destes conceitos elementares associados a irradiância solar incidente sobre um painel fotovoltaico é importante em dois contextos para este trabalho.

¹Zênite é um ponto de referência para a observação do céu

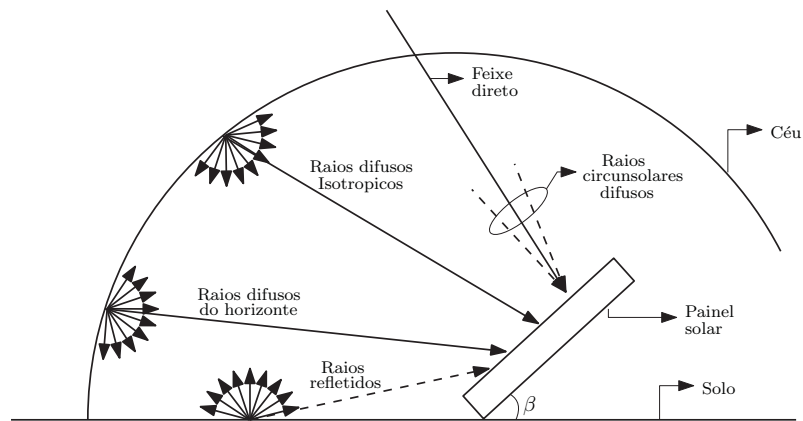
²Por convenção deslocamentos durante a manhã são negativos e durante a tarde positivos

Primeiro porque o planejamento energético proposto neste trabalho tem como dados de entrada equações que representam o comportamento da irradiância solar ao longo do dia e tais equações são funções destes parâmetros apresentados nesta seção. E segundo porque facilita o entendimento do cálculo da irradiância sobre uma superfície inclinada, a qual será apresentada na próxima seção.

3.2 A Irradiância Solar

A irradiância solar representa a taxa com que a energia radiante do sol (radiação) incide sobre uma determinada superfície e é dada em W/m^2 . Esta, quando incide em uma superfície inclinada, é formada de três componentes: raios diretos, raios difusos e raios refletidos. A componente de raios difusos divide-se em três sub-componentes: difusos isotrópicos, a qual é recebida uniformemente de toda a cúpula do céu; difusos circunsolares, resultante da dispersão direta da irradiância solar e concentrado na parte do céu ao redor do sol; e difusos do horizonte, conhecido como brilho do horizonte e mais pronunciado em dias claros (DUFFIE et al., 2013). A Figura 13 ilustra as três componentes citadas anteriormente.

FIGURA 13 – COMPONENTES DA IRRADIÂNCIA SOLAR SOBRE UM PLANO INCLINADO



FONTE: O autor (2020).

Tem-se então que a irradiância solar total sobre uma superfície inclinada pode ser dada por:

$$I_{\beta} = \underbrace{I_{\beta,b}}_{\substack{\text{Raios} \\ \text{Diretos}}} + \underbrace{(I_{\beta,iso} + I_{\beta,cs} + I_{\beta,hz})}_{\substack{\text{Raios} \\ \text{Difusos}}} + \underbrace{I_{\beta,ref}}_{\substack{\text{Raios} \\ \text{Refletidos}}} \tag{3.5}$$

Em que:

I_{β} : Irradiância solar incidente na superfície do painel (W/m^2);

b: Sub-índice para raios diretos;

iso: Sub-índice para raios difusos isotrópicos;

cs: Sub-índice para raios difusos circunsolares;

hz: Sub-índice para raios difusos horizontais;

ref: Sub-índice para raios refletidos;

Para um painel fotovoltaico de área A_c , a irradiância total incidente sobre o mesmo pode ser expressa em termos de irradiância direta e difusa na superfície horizontal e da irradiância total das superfícies que refletem no painel fotovoltaico (DUFFIE et al., 2013). Em geral, não é possível calcular em detalhes o termo que corresponde a irradiância refletida por superfícies que cercam o painel, pois a contabilização de prédios, árvores, etc., é complicada, uma vez que há mudança da irradiância incidente sobre eles. Por isto, a prática padrão é assumir que existe uma superfície, um terreno horizontal, refletindo difusamente em grande extensão, contribuindo para esse termo. Por consequência disto, e considerando os procedimentos matemáticos apresentados em (DUFFIE et al., 2013), a irradiância total I_β pode ser reescrita como:

$$I_\beta = \underbrace{R_b I_b}_{\substack{\text{Raios} \\ \text{Diretos}}} + \underbrace{I_d \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right)}_{\substack{\text{Raios} \\ \text{Difusos}}} + \underbrace{I_t \rho_g \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)}_{\substack{\text{Raios} \\ \text{Refletidos}}} \quad (3.6)$$

Em que:

I_b : Irradiância solar que incide diretamente na superfície horizontal (kW/m^2);

I_d : Irradiância solar difusa na superfície do horizontal (kW/m^2);

I_t : Irradiância solar total na superfície horizontal (kW/m^2);

ρ_g : Refletância do solo;

R_b é conhecido como fator geométrico e representa a razão entre a irradiância que incide diretamente na superfície inclinada em relação a irradiância que incide diretamente na superfície horizontal. Matematicamente pode ser calculado por:

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (3.7)$$

3.3 Índice de Claridade

A quantidade de irradiância solar que atinge o solo de uma região depende diretamente da sua localização geográfica (latitude e longitude) e das suas condições climáticas, como por exemplo, a presença de nuvens (TINA et al., 2006). Diversos estudos, como (ORGILL; HOLLANDS, 1977; ERBS et al., 1982; REINDL et al., 1990), por exemplo, provaram que a nebulosidade é o fator principal que afeta a diferença entre

a irradiância solar medida fora da atmosfera e na superfície terrestre. E uma maneira utilizada para explicar a diferença entre estes dois valores foi definir o índice de claridade k_t , dado por:

$$k_t = \frac{I_t}{I_o} \quad (3.8)$$

em que, I_t é um dado proveniente de medições da irradiância solar total em uma superfície horizontal e I_o é a irradiância solar extraterrestre na superfície horizontal, determinada matematicamente com base em parâmetros locais.

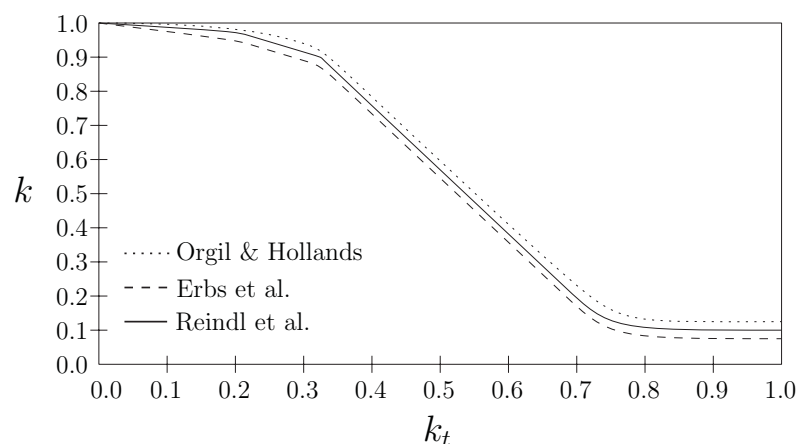
Do mesmo modo pode-se definir a fração difusa, k , por:

$$k = \frac{I_d}{I_t} \quad (3.9)$$

É usual correlacionar o índice de claridade com a fração difusa em um plano horizontal, pois desta forma pode-se obter a irradiância total em superfícies de uma orientação qualquer a partir de dados em uma superfície horizontal (DUFFIE et al., 2013). As formas de como são feitas estas correlações não estão totalmente consolidadas na literatura. Um banco de dados mais amplo para a irradiância solar e melhor compreensão dos mesmos provavelmente levarão a métodos mais eficientes.

Orgill e Hollands (1977), Erbs et al. (1982) e Reindl et al. (1990) se basearam em dados medidos de estações canadenses, australianas e americanas respectivamente, para desenvolver correlações entre k_t e k . As correlações destas três estações são mostradas na Figura 14.

FIGURA 14 – DIFERENTES CORRELAÇÕES ENTRE k E k_t



FONTE: (DUFFIE et al., 2013)

Através dos resultados baseados em medições realizadas em diferentes localidades, como apresentado na Figura 14, a equação (3.9) correlaciona-se com (3.8) da seguinte forma:

$$k = p - qk_t \quad (3.10)$$

em que, p e q são os coeficientes de correlação angular e linear respectivamente, que para este trabalho serão os determinados por (ORGILL; HOLLANDS, 1977)³.

3.3.1 Relação entre a irradiância na superfície inclinada e o índice de Caridade

A irradiância total na superfície horizontal, I_t , pode ser representada pela soma das componentes direta e difusa que atinge o solo (ELDESOUKY, 2013), ou seja:

$$I_t = I_b + I_d \quad (3.12)$$

Posto isso, é possível descrever a irradiância total na superfície inclinada, I_β , em função da irradiância na superfície horizontal, I_t , aplicando (3.7), (3.9) e (3.12) em (3.6). Isto resulta em:

$$I_\beta = R_b I_t (1 - k) + I_t k \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + I_t \rho_g \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (3.13)$$

Ou ainda:

$$I_\beta = \left[R_b + \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} - R_b \right) k + \rho_g \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \right] I_t \quad (3.14)$$

A irradiância na horizontal, por sua vez, pode ser escrita em termos da radiação total extraterrestre (H_o), da relação entre a irradiância difusa horária e diária (r_d) e do índice de claridade (k_t), como proposto em (TINA; GAGLIANO, 2011). Então tem-se :

$$I_t = \frac{H_o}{3600} r_d k_t \quad (3.15)$$

em que:

$$H_o = \frac{24 \times 3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.33 \cos\left(\frac{360D}{365}\right) \right) \left(\cos(\phi) \cos(\delta) \text{sen}(\omega_s) + \frac{\pi \omega_s}{180} \text{sen}(\phi) \text{sen}(\delta) \right) \quad (3.16)$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\text{sen}(\omega_s) - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos(\omega_s)} \quad (3.17)$$

³A correlação de Orgill e Hollands tem sido amplamente utilizada, produz resultados que são, para fins práticos, os mesmos de (ERBS et al., 1982; REINDL et al., 1990) e é representada pelas seguintes equações:

$$\frac{I_d}{I_t} = \begin{cases} 1.0 - 0.249k_t & \text{para } 0 \leq k_t \leq 0.35 \\ 1.557 - 1.84kt & \text{para } 0.35 < k_t < 0.75 \\ 0.177 & \text{para } k_t > 0.75 \end{cases} \quad (3.11)$$

$$\omega_s = \arccos \left(\frac{\operatorname{tg}(\phi)}{\operatorname{tg}(\delta)} \right) \quad (3.18)$$

e G_{sc} é a constante solar igual a 1353 W/m^2 .

Aplicando (3.15) e (3.10) em (3.14) é possível escrever a irradiância total na superfície inclinada, em função do índice de claridade, ou seja:

$$I_\beta = T k_t - T' k_t^2. \quad (3.19)$$

onde T e T' são dados respectivamente por:

$$T = \left[R_b + \rho_g \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) + p \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} - R_b \right) \right] r_d \frac{H_o}{3600} \quad (3.20)$$

$$T' = \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} - R_b \right] q r_d \frac{H_o}{3600} \quad (3.21)$$

3.4 Modelo Estocástico para a Potência de Saída de SFV's

De maneira geral, variáveis que possuem comportamento aleatório podem ser modeladas através de funções de probabilidade (caso a variável aleatória seja discreta) ou funções densidade de probabilidade (caso a variável aleatória seja contínua). As variáveis aleatórias tratadas neste trabalho são consideradas contínuas, logo seus comportamentos serão descritos por funções densidade de probabilidade ($f dp$). Portanto, nesta seção primeiramente será desenvolvida a $f dp$ para o índice de claridade que servirá de base para o desenvolvimento da $f dp$ para a potência de saída de SFV's, função importante para o modelo de custo estocástico apresentado no final do capítulo.

3.4.1 Função densidade de probabilidade para k_t

O comportamento de k_t ao longo do dia é estocástico, uma vez que seu valor depende de fatores aleatórios como: irradiância solar, condições climáticas, entre outros. E por ser uma variável estocástica, k_t pode ser representada em termos de uma $f dp$, que descreve a probabilidade relativa da variável aleatória k_t tomar um dado valor.

Liu e Jordan (1960) foram os primeiros a propor uma função densidade de probabilidade para k_t . Contudo o modelo proposto por eles dependia exclusivamente de valores médios mensais de k_t . No contexto de programação da operação de um dia a frente esta abordagem é desinteressante, uma vez que os despachos de potência realizados são para cada hora do dia seguinte. Modelos que levassem em consideração apenas a informação horária do índice de claridade foram apresentados, anos mais tarde, em alguns trabalhos como (BENDT et al., 1981; SAUNIER et al., 1987; OLSETH;

SKARTVEIT, 1984). No presente trabalho, o modelo utilizado para representar a função densidade de probabilidade do índice de claridade a cada hora foi proposto por Hollands e Huget (1983) e é dado por:

$$f_{k_t}(k_t) = C \left(\frac{k_{tu} - k_t}{k_{tu}} \right) e^{\lambda k_t} \quad (3.22)$$

em que k_{tu} é o índice de claridade horário máximo, enquanto que, C e λ são calculados por:

$$C = \frac{\lambda^2 k_{tu}}{e^{\lambda k_t} - 1 - \lambda k_t} \quad (3.23)$$

$$\lambda = \frac{(2\Gamma - 17.52e^{-1.312\Gamma} - 1062e^{-5.042\Gamma})}{k_{tu}} \quad (3.24)$$

$$\Gamma = \frac{k_{tu}}{k_{tu} - k_{tm}} \quad (3.25)$$

onde k_{tm} é o índice de claridade médio de uma hora sob análise.

3.4.2 Fdp para potência gerada pelo SFV

Uma vez que os sistemas fotovoltaicos são equipados com dispositivos que realizam de rastreamento de máxima potência (*MPPT - Maximum Power Point Tracker*, a relação entre potência ativa gerada pelo SFV (P_{PV}) e a irradiância é linear (KROPOSKI et al., 1994) e dada por:

$$P_{PV}(k_t) = A_c \eta I_\beta(k_t) \quad (3.26)$$

Aplicando (3.19) em (3.26) tem-se (3.27):

$$P_{PV}(k_t) = A_c \eta (T k_t - T' k_t^2) \quad (3.27)$$

No contexto da programação da operação de de uma dia a frente em microrredes, através da aplicação de uma ferramenta de planejamento energético, o que pretende-se obter é um valor de potência a ser despachado para cada hora do dia seguinte. Desta forma, para este contexto, é coerente reescrever a equação (3.27) da seguinte forma:

$$P_{PV}(k_t, t) = A_c \eta (T(t) k_t(t) - T'(t) k_t^2(t)) \quad (3.28)$$

em que, $t = 1, 2, \dots, 24$, sendo que $t = i$ corresponde ao intervalo de tempo compreendido entre a hora $i - 1$ e i , A_c é a área do SFV instalado e η a eficiência total dos sistema fotovoltaico (incluindo a eficiência dos inversores), que para este trabalho foi considerada constante, não apresentando mudanças em função da variação de temperatura dos painéis.

Por (3.28) é possível observar que P_{PV} é função de k_t , dado que todos os demais parâmetros presentes em (3.28) são constantes e dependem apenas de informações de projeto do SFV e de dados locais no qual o mesmo se encontra. Então, dado que k_t é uma variável aleatória com função densidade de probabilidade conhecida é possível através do teorema fundamental da variável randômica (PILLAI; PAPOULIS, 2002) aplicar (3.22) em (3.28) e obter a função densidade de probabilidade para potência fotovoltaica $f_{P_{PV}}(P_{PV}(k_t, t))$, que é dada por:

Para $T(t) > 0$ e $T'(t) < 0$:

$$f_{P_{PV}}(P_{PV}(k_t, t)) = \begin{cases} \frac{C \left(k_{tu} - \frac{1}{2}(\alpha(t) + \alpha'(t)) \right)}{-k_{tu} A_c \eta T'(t) \alpha(t)'} e^{\frac{\lambda}{2}(\alpha(t) + \alpha'(t))} & \text{se } P_{PV} \in [0, P_{PV}(k_{tu}, t)] \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.29)$$

Para $T(t) > 0$ e $T'(t) \geq 0$:

$$f_{P_{PV}}(P_{PV}(k_t, t)) = \begin{cases} \frac{C \left(k_{tu} - \frac{1}{2}(\alpha(t) - \alpha'(t)) \right)}{k_{tu} A_c \eta T'(t) \alpha'(t)} e^{\frac{\lambda}{2}(\alpha(t) - \alpha'(t))} & \text{se } P_{PV} \in [0, P_{PV}(k_{tu}, t)] \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.30)$$

Onde:

$$\alpha(t) = \frac{T(t)}{T'(t)} \quad (3.31)$$

$$\alpha'(t) = \sqrt{\alpha^2(t) - \frac{4P_{PV}(k_t, t)}{A_c \eta T'(t)}} \quad (3.32)$$

sendo que $P_{PV}(k_{tu}, t)$ é calculado pela expressão (3.28) ao se assumir k_t como k_{tu} . Assim, a potência ativa máxima disponível no SFV no instante t é função do índice de claridade máximo k_{tu} neste mesmo instante t . As expressões (3.29) e (3.30) fornecem o valor de potência ativa disponível no SFV no instante t , como uma função de densidade de probabilidade.

3.5 Modelo de Custo Estocástico Fotovoltaico

Devido à incerteza associada à disponibilidade de energia solar fotovoltaica em um instante qualquer de tempo futuro, fatores de sobre-estimação e sub-estimação da energia solar fotovoltaica serão incluídos no modelo matemático do custo associado a geração solar fotovoltaica, conforme proposto em (ELDESOUKY, 2013). Por simplicidade, considerar-se-á daqui em diante que a notação simplificada $P_{PV}(t)$ é suficiente

para representar $P_{PV}(k_t, t)$, definida anteriormente. Logo, é possível escrever o custo total associado a geração fotovoltaica, F_{PV} , como uma função da potência ativa planejada, P_{PVp} , da seguinte forma:

$$F_{PV}(P_{PVp}(t)) = C_l(P_{PVp}(t)) + C_p(P_{PVd}(t), P_{PVp}(t)) + C_r(P_{PVd}(t), P_{PVp}(t)) \quad (3.33)$$

Em que, C_l , C_p , C_r representam os custos linear, o custo de penalidade ou subestimação e o custo de reserva ou sobre-estimação respectivamente, e ainda P_{PVp} e P_{PVd} são as potências ativas planejada e disponível para o SFV, sendo que a primeira é variável de controle do FPO e representa o montante de potência ativa que deve ser fornecido pelo SFV a microrrede no instante t . Enquanto isso, P_{PVd} é uma variável aleatória cujo comportamento é determinado por uma função de densidade de probabilidade associada a geração de potência fotovoltaica. Tal função é dada por (3.29) e (3.30).

3.5.1 Custo linear - C_l

O primeiro termo da equação (3.33) representa uma função de custo linear. Seu valor pode ser associado à gastos com a manutenção e renovação do SFV ou a algum custo referente ao desembolso inicial de instalação do mesmo (HETZER et al., 2008). Matematicamente pode ser determinado da seguinte forma:

$$C_l(P_{PVp}(t)) = k_l^{pv} P_{PVp}(t) \quad (3.34)$$

em que:

k_l^{pv} : Coeficiente de custo linear.

Vale ressaltar que, existem abordagens que consideram o custo linear como um valor associado ao custo incremental da utilização de combustível em fontes de geração de energia elétrica (HETZER et al., 2008).

Contudo, sobre o ponto de vista de operação do SFV existem duas situações a serem consideradas:

Caso 1: situação onde o operador do SFV também é o proprietário do mesmo;

Caso 2: situação onde o operador paga a um proprietário pela energia fotovoltaica disponível no SFV.

Em situações onde o caso 1 acontece, a parcela de custo linear costuma ser desconsiderada. Já em situações onde ocorre o caso 2, a parcela de custo linear deve ser considerada, uma vez que haverá um custo direto proporcional a potência utilizada que é baseado em acordos contratuais entre o proprietário e o operador (CHEN et al., 2006).

3.5.2 Custo de sub-estimação - C_p

O segundo termo da equação (3.33) é denominado custo de sub-estimação ou penalidade. Seu valor representa o custo cobrado pelo não uso de toda potência ativa

disponível no SFV, ou o valor cobrado pela geração acima do planejado para um dado instante de despacho. Matematicamente, é representada pela diferença entre a potência ativa disponível e planejada no SFV, para um dado instante de tempo, ou seja:

$$C_p(P_{PV_d}, P_{PV_p}) = k_p^{pv} (P_{PV_d}(t) - P_{PV_p}(t)) \quad (3.35)$$

Em que:

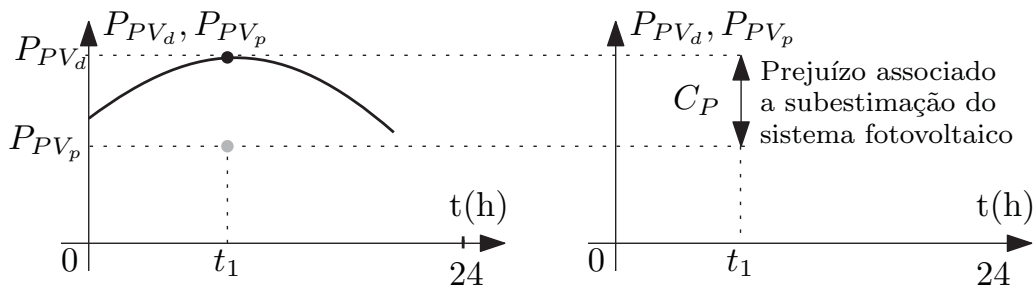
k_p^{pv} : Coeficiente do custo de sub-estimação;

$P_{PV_d}(t)$: Potência ativa disponível no SFV. Essa é uma variável aleatória cujo comportamento é determinado por uma função densidade de probabilidade associada a geração de potência fotovoltaica. Sendo determinado por (TINA et al., 2006):

$$P_{PV_d}(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} P_{PV}(t) f_{P_{PV}}(P_{PV}(t)) dP_{PV}(t) \quad (3.36)$$

Para entender melhor o conceito associado ao custo de sub-estimação em SFVs, é importante questionar-se sobre o custo gerado quando o SFV produz um valor de potência ativa maior do que o necessário para o despacho de potência do sistema. Para isto observe a Figura 23 que ilustra esta situação.

FIGURA 15 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SFV EM UM INSTANTE DE TEMPO



FONTE: O autor (2020).

Admite-se como hipótese que para o instante de tempo T_1 , houve uma subestimação de potência fotovoltaica por parte do operador do sistema, ou seja a potência fotovoltaica ativa disponível, $P_{PV_d}(T_1)$ é maior do que a potência fotovoltaica ativa planejada, $P_{PV_p}(T_1)$.

Então, a diferença entre a potência ativa disponível no instante T_1 e a potência ativa planejada para este mesmo instante, representa o prejuízo associado a geração excedente fotovoltaica, ou custo de sub-estimação. Logo:

$$C_p(P_{PV_d}(t), P_{PV_p}(t)) = k_p^{pv} \left[\int_{P_{PV_p}(t)}^{P_{PV_d}(t)} P_{PV}(t) f_{P_{PV}}(P_{PV}(t)) dP_{PV}(t) - P_{PV_p}(t) \right] \quad (3.37)$$

Que pode ser reescrita como:

$$C_p(P_{PVd}(t), P_{PVp}(t)) = k_p^{pv} \int_{P_{PVp}(t)}^{P_{PV}(k_{tu}, t)} (P_{PV}(t) - P_{PVp}(t)) f_{PV}(P_{PV}(t)) dP_{PV}(t) \quad (3.38)$$

Uma outra forma de explicar o conceito associado ao custo de sub-estimação está na análise da operação do SFV. Em casos onde o operador paga a um produtor pela potência ativa disponível no SFV, e esta for superior a potência ativa planejada para o SFV em um dado instante, haverá um desperdício de energia e é razoável que o operador do sistema pague um custo ao produtor de energia fotovoltaica, pelo desperdício da capacidade disponível. Já em casos onde o operador do sistema também é produtor de sua energia, este termo pode ser desconsiderado da análise (ELDESOUKY, 2013).

3.5.3 Custo de sobre-estimação - C_r

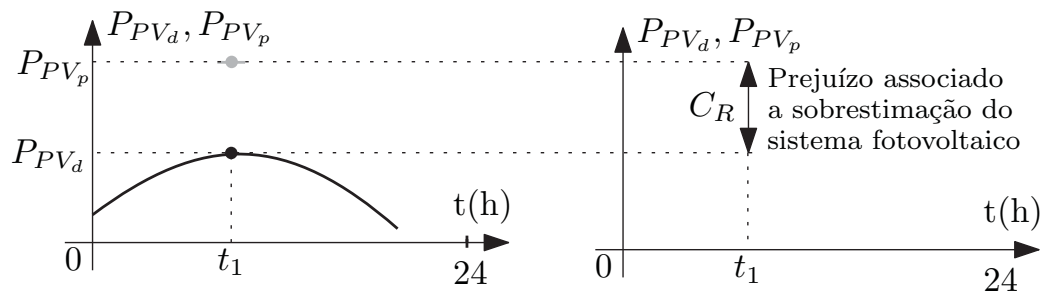
O terceiro termo da equação (3.33) é denominado custo de sobre-estimação ou de reserva, que representa o custo cobrado pelo planejamento de potência ativa acima do disponível no SFV. Seu valor é função da diferença entre a potência ativa planejada e a potência ativa disponível no SFV durante um instante sobre análise, ou seja:

$$C_r(P_{PVd}(t), P_{PVp}(t)) = k_r^{pv} (P_{PVp}(t) - P_{PVd}(t)) \quad (3.39)$$

em que, k_r^{pv} Coeficiente de custo de sobre-estimação;

O custo de sobre-estimação pode ser melhor entendido quando analisa-se o prejuízo associado ao sistema de geração fotovoltaica possuir valor de potência ativa disponível abaixo do valor de potência ativa planejada para o mesmo, conforme ilustra a Figura 24:

FIGURA 16 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SFV EM UM INSTANTE DE TEMPO



FONTE: O autor (2020).

Admite-se que para o instante de tempo T_1 , houve uma sobrestimação de potência fotovoltaica por parte do operador do sistema, ou seja a potência fotovoltaica ativa disponível, $P_{PVd}(T_1)$ é menor do que a potência fotovoltaica ativa planejada, $P_{PVp}(T_1)$.

Logo, a diferença entre a potência ativa planejada para instante T_1 e a potência ativa disponível para este mesmo instante, representa o prejuízo associado a insuficiência na geração fotovoltaica, ou seja:

$$C_r(P_{PVd}(t), P_{PVp}(t)) = k_r^{pv} \left[P_{PVp}(t) - \int_0^{P_{PVp}(t)} P_{PV}(t) f_{PV}(P_{PV}(t)) dP_{PV}(t) \right] \quad (3.40)$$

Que pode ser reescrita como (3.41):

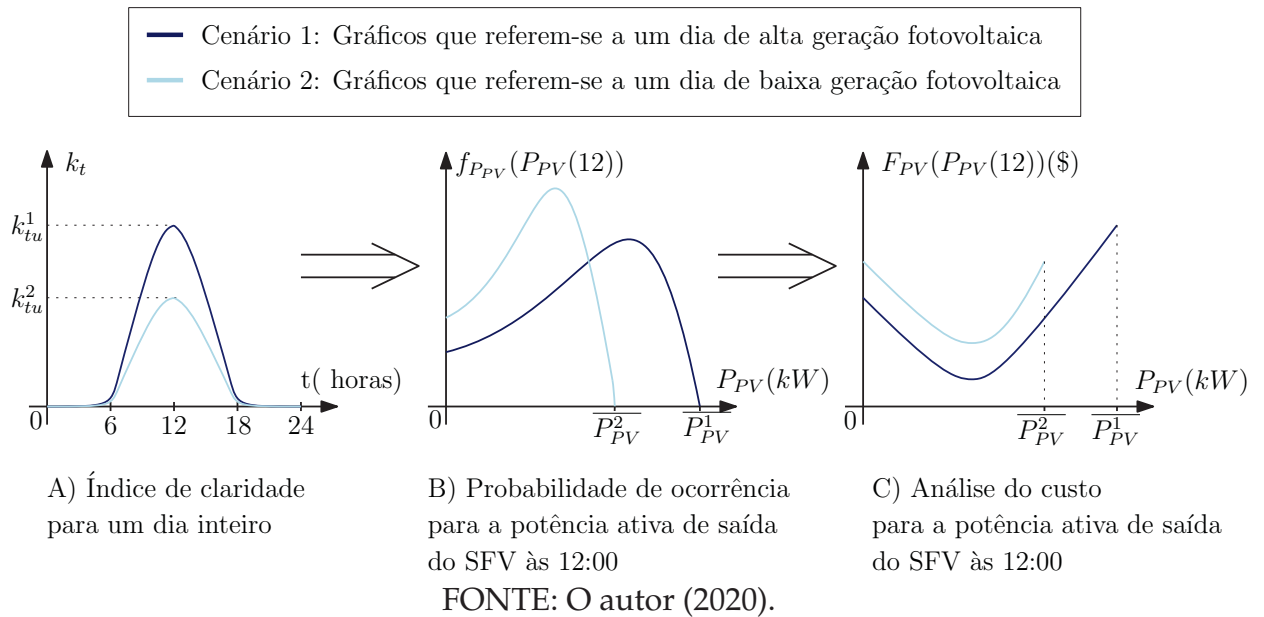
$$C_r(P_{PVd}(t), P_{PVp}(t)) = k_r^{pv} \int_0^{P_{PVp}(t)} (P_{PVp}(t) - P_{PV}(t)) f_{PV}(P_{PV}(t)) dP_{PV}(t) \quad (3.41)$$

Diferente do custo linear e do custo de sub-estimação, no contexto de planejamento da operação dia à frente em microrredes, o custo de sobre-estimação sempre existirá, independente de quem seja o proprietário do SFV. Pois uma vez que certa quantidade de potência ativa for assumida para o SFV, em um dado instante, e esta não está disponível neste instante, outras fontes de energia mais custosas deverão ser utilizadas para suprir esta diferença de potência ($P_{PVp}(t) - P_{PVd}(t)$), ou cargas deverão ser eliminadas para que o sistema fique em balanceado (HETZER et al., 2008).

3.6 Representação Gráfica da f_{dp} e do Custo Fotovoltaico

Esta seção tem como objetivo facilitar o entendimento dos conceitos apresentados no capítulo, criando cenários que mostrem a influência das diferentes condições climáticas (índices de claridade máximos alto e baixo durante um dia) no comportamento da função densidade de probabilidade para potência ativa de saída de SFVs e verificar como isto reflete no custo estocástico fotovoltaico. Para tanto, considere a Figura 17 que apresenta dois cenários diferentes para geração fotovoltaica.

FIGURA 17 – COMPARAÇÃO ENTRE DOIS CENÁRIOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA



Os gráficos em azul escuro (cenário 1) servem para representar o comportamento das variáveis k_t , $f_{P_{PV}}(P_{PV}(t))$ e $F_{P_{PV}}(P_{PV}(t))$, em um dia onde as condições climáticas favorecem uma alta geração a partir do SFV. Já os gráficos em azul claro (cenário 2) servem para representar o comportamento do mesmo conjunto de variáveis, em um dia onde as condições climáticas ocasionam uma baixa geração a partir do SFV e consequentemente inferior à do cenário 1.

É possível observar através da Figura 17(A) o comportamento típico do índice de claridade ao longo de um dia completo. A partir das 06:00 ele começa a possuir valores maiores do que zero, atingindo seu valor máximo (k_{tu}) às 12:00 e indo novamente a valores iguais a zero a partir das 18:00. Para ambos os cenários, o valor máximo do índice de claridade (k_{tu}^1 e k_{tu}^2) reflete diretamente na máxima potência ativa de saída do SFV ($\overline{P_{PV}^1}$ e $\overline{P_{PV}^2}$).

Para verificar a probabilidade de ocorrência da potência ativa de saída do SFV, utiliza-se da equação (3.29) para um conjunto de parâmetros conhecidos, baseados nas informações do projeto fotovoltaico, e um índice de claridade máximo que caracteriza o quão propício é o dia para a geração a partir do SFV.

No contexto de programação da operação de um dia à frente, a análise da probabilidade de ocorrência da potência ativa de saída do SFV é feita para cada hora dentro do intervalo onde há possibilidade de geração a partir do SFV (normalmente das 06:00 às 18:00, como exemplifica a Figura 17(A)). Para fins explicativos a análise das equação (3.29) foi realizada apenas para às 12:00, podendo ser estendida para os outros horários dentro do intervalo das 06:00 às 18:00.

Posto isso, através da Figura 17(B) é possível observar o comportamento da função

densidade de probabilidade da potência ativa de saída do SFV para ambos os cenários às 12:00. Como o índice de claridade máximo do cenário 1 é maior do que o índice de claridade máximo do cenário 2 ($k_{tu}^1 > k_{tu}^2$), a máxima potência ativa de saída do SFV que pode ser alcançada no cenário 1 é maior do que a máxima alcançada pelo cenário 2 ($\overline{P_{PV}^1} > \overline{P_{PV}^2}$) e conseqüentemente a probabilidade que o SFV tem de gerar valores elevados de potência é maior no cenário 1.

Então, aplicando à equação que determina o custo estocástico fotovoltaico (equação (3.33)), as funções densidade de probabilidade obtidas para os cenários 1 e 2, tem-se a Figura 17(C) que é a representação gráfica do custo estocástico fotovoltaico, às 12:00, para os valores de potência ativa de saída do SFV entre o intervalo de 0 a $\overline{P_{PV}^1}$ para o cenário 1 e de 0 a $\overline{P_{PV}^2}$ para o cenário 2. Através destes gráficos, observa-se que o custo para despachar qualquer valor de potência ativa de saída do SFV (no intervalo de 0 a $\overline{P_{PV}^2}$) é sempre maior para o cenário 2 do que para o cenário 1 dado que este último apresenta condições mais favoráveis à geração fotovoltaica e conseqüentemente uma maior probabilidade de ocorrência para valores de potência dentro deste intervalo.

Observou-se através do exemplo apresentado acima que o índice de claridade, que caracteriza um dia, tem influência direta no custo associado ao despacho de potência ativa de saída do SFV. Isto ocorre porque as condições climáticas (índices de claridade) para a geração fotovoltaica são incorporadas no modelo de custo estocástico proposto, através de função $f_{P_{PV}}(P_{PV}(t))$. Conseqüentemente, cenários onde a geração fotovoltaica é baixa, devido às condições climáticas desfavoráveis, tendem a apresentar maiores custos para despacho da potência ativa de saída do SFV em comparação aos cenários onde as condições climáticas favorecem uma alta geração, uma vez que a probabilidade associada à escolha de altos valores de potência ativa de saída do SFV no cenário de baixa geração são menores.

3.7 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos básicos referente ao sistema de geração solar fotovoltaica. Estes conceitos preliminares se fizeram necessários para o entendimento do modelo de custo estocástico, apresentado na seção 3.5. O desenvolvimento deste modelo estocástico é interessante no contexto de programação uma dia a frente, uma vez que as incertezas associadas a geração fotovoltaicas são consideradas. Para o capítulo a seguir será desenvolvido uma sequência construtiva similar de ideias, para discorrer sobre o modelo de custo estocástico para o sistema de geração eólica.

4 SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA

A energia cinética dos ventos durante séculos foi utilizada para prover energia mecânica em barcos à vela, moinhos de vento, etc., mas durante o último século começou a ser utilizada para fins de produção de eletricidade, viabilizada pelos aerogeradores. No Brasil, a maior parte da produção de energia elétrica se dá através da hidroeletricidade, entretanto esta forma de produção não consegue contemplar todos os consumidores existentes no país, e isto deve-se a fatores como insuficiências no sistema de produção, deficiências no sistema de transmissão e distribuição, questões geográficas, ou até mesmo, pelo elevado custo da energia (FERREIRA; MARTINS, 2009). Em função dessa realidade, outras opções para produção de eletricidade já estão sendo incorporadas à matriz elétrica brasileira. E neste ponto, os sistemas de geração eólica (SGE's), resultante do aproveitamento da energia cinética dos ventos, destacam-se, devido à boas condições climáticas que o país apresenta para produzir energia elétrica a partir destes sistemas (AMARANTE et al., 2001). A Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) afirmou que os SGE's alcançaram no país, em 2019, uma capacidade instalada de 15 GW, levando esta forma de geração a ocupar o segundo lugar em relevância na matriz elétrica brasileira (Canal Energia, 2019).

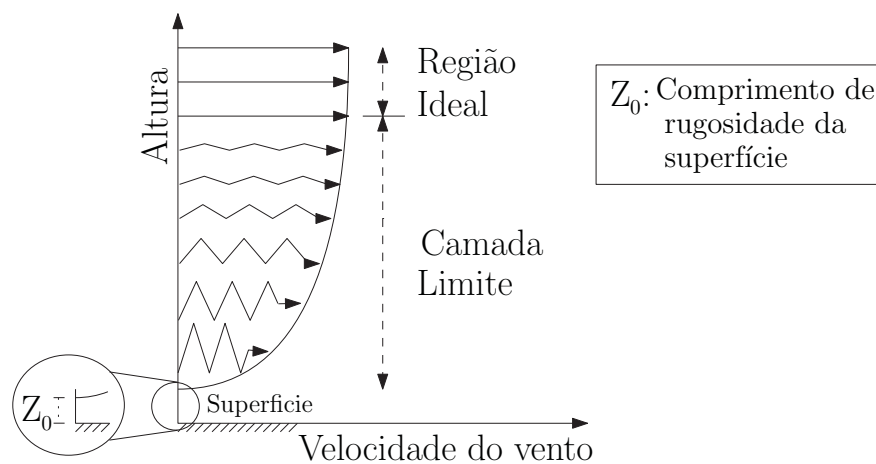
Embora o panorama para o crescimento dos SGE's sejam favoráveis, ainda existem desafios associados à utilização eficiente dos mesmos. Por se tratar de uma fonte intermitente, a realização de um planejamento energético de um dia a frente com este tipo de fonte é uma tarefa complexa, uma vez que para produzir resultados confiáveis são necessários modelos de previsão para a velocidade do vento com uma boa acurácia e/ou modelos matemáticos que incorporem as incertezas associadas à geração eólica. Baseado nesta realidade, este capítulo busca desenvolver, para um contexto de programação da operação de um dia à frente de microrredes, um modelo estocástico para a potência ativa de saída de um SGE (ou a potência ativa de saída de um aerogerador), o qual é utilizado para elaborar a função custo estocástica de sua operação, esta que comporá a formulação proposta apresentada no capítulo 6.

Para entender o processo construtivo do modelo de custo estocástico para a potência ativa de saída do SGE, inicialmente são apresentados neste capítulo conceitos elementares associados ao perfil e formação dos ventos e em seguida o modelo estocástico associado a caracterização da velocidade do vento. Na seção seguinte é abordada a relação entre velocidade do vento e a potência ativa de saída dos SGE's e a modelagem estocástica para esta última. Posteriormente o modelo de custo estocástico é proposto e por fim é desenvolvido um exemplo ilustrativo relacionando os conceitos apresentados no decorrer do mesmo.

4.1 Modelos para a Representação do Perfil do Vento

A velocidade do vento é nula na superfície terrestre, devido ao atrito existente entre o solo e o ar. A medida em que se desloca em relação ao solo, é observado um aumento de velocidade dos ventos, entretanto essa variação de velocidade em relação à altura de deslocamento do solo, torna-se menos significativa para alturas muito elevadas, chegando a ser nula a partir de 2 quilômetros do solo. O gráfico que representa este fenômeno é chamado do perfil vertical do vento e está ilustrado na Figura 18 (MATHEW, 2006).

FIGURA 18 – PERFIL VERTICAL DO VENTO



FONTE: ADAPTADO DE (MATHEW, 2006).

As variações de velocidade para o vento também ocorrem na horizontal, mas, costumam ser menos significativas, a não ser em locais muito acidentados, em que a influência dos obstáculos passa a ser mais considerável. Então, para que sejam instalados equipamentos para estimação do potencial eólico local ou geração de energia eólica, a configuração do terreno deve ser cuidadosamente analisada antes da instalação (JERVELL et al., 2008).

Para realizar um estudo a respeito do potencial eólico de uma localidade são instalados anemômetros (medidores de velocidade do vento) em alturas diferentes da altura do cubo da aerogerador. Assim, para caracterizar corretamente o perfil de velocidade do vento que atinge um aerogerador é necessário corrigir a velocidade do vento com a altura (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017), pois uma vez que tem-se valores coerentes para o perfil de velocidade do vento incidente no mesmo, a representação estocástica para este perfil de velocidade torna-se mais condizente com a realidade da ventilação local. Com estimativas mais refinadas para o perfil de velocidade local, através da correção do mesmo, é possível obter um modelo estocástico para a potência ativa de saída dos SGE's que forneça para a mesma, um comportamento semelhante com o ocorrido na prática (momento do despacho) e conseqüentemente, uma redução nos custos associados à operação de microrredes que contenham o SGE.

Então, uma vez que há a necessidade de transpor verticalmente os valores de velocidade do vento recorre-se a métodos estatísticos, por exemplo leis de regressão, que de certa forma irão fornecer valores mais fiéis para a velocidade do vento. Para a maioria dos casos, dois modelos matemáticos são utilizados para prever o perfil vertical da velocidade do vento: a lei da potência e a lei logarítmica (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017). Contudo, ambos fornecem resultados aproximados, uma vez que estão sujeitos a incertezas, seja pela dificuldade em caracterizar a superfície ou pela natureza complexa dos escoamentos turbulentos do ar (JERVELL et al., 2008).

4.1.1 Lei de Potência

A lei de potência é o modelo mais simples para a representação do perfil do vento e por consequência disto, não possui uma precisão apurada em comparação a outros modelos. Foi desenvolvido através de estudos da camada limite ¹ sobre um superfície plana (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017). É expressa através da seguinte equação:

$$v(z) = v_{ref} \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (4.1)$$

em que:

$v(z)$: É a velocidade do vento da altura z ;

v_{ref} : É a velocidade do vento na altura de referência (medida);

z : Altura desejada;

z_r : Altura de referência;

α : É o coeficiente de rugosidade. Seu valor é tabelado e está ligado à natureza do terreno que se está trabalhando.

A tabela 3 apresenta os valores típicos de α para diferentes tipos de superfície.

TABELA 3 – VALORES DE α PARA DIFERENTES SUPERFÍCIES

Descrição da superfície terrestre	α
Superfície lisa, lago ou oceano	0.10
Gramma baixa	0.14
Vegetação rasteira (até 0.3m), árvores ocasionais	0.16
Arbustos	0.20
Árvores, construções ocasionais	0.22-0.24
Áreas residenciais	0.28-0.40

FONTE: (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017).

¹Região onde a velocidade do vento sofre efeitos dissipativos e possui um escoamento turbulento

4.1.2 Lei Logarítmica

A lei logarítmica para determinação do perfil do vento na altura desejada é aplicada normalmente para em terrenos que possuam uma orografia mais acentuada, ou seja, terrenos que possuam elevações e depressões, pois o modelo desenvolvido leva em conta que o escoamento do ar na atmosfera é altamente turbulento (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017). Seu equacionamento matemático é dado por:

$$v(z) = v(z_r) \times \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (4.2)$$

em que:

$v(z)$: É a velocidade do vento da altura z ;

v_{z_r} : É a velocidade do vento na altura de referência (medida);

z : Altura desejada;

z_r : Altura de referência;

z_0 : É o comprimento da rugosidade. Este possui valor tabelado e serve para caracterizar a rugosidade do terreno.

A tabela 4 apresenta os valores típicos de z_0 , para algumas superfícies.

TABELA 4 – VALORES DE z_0 PARA DIFERENTES SUPERFÍCIES

Descrição da superfície terrestre	z_0 (mm)
Superfície lisa, gelo, lama	0.01
Mar aberto calmo, lama	0.20
Mar aberto agitado, lama	0.50
Neve	3
Gramma baixa	8.00
Pasto acidentado	10.00
Campo em declive	30
Cultivado	50
Poucas árvores	100
Árvores, construções ocasionais	250
Florestas	500
Subúrbios	1500
Áreas com edifícios altos	3000

FONTE: (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017).

É importante salientar que ambos os modelos foram desenvolvidos para ambientes planos e homogêneos. Portanto, quando trabalha-se com ambientes onde não se tem uma certeza do relevo local, os resultados obtidos para correção do perfil de velocidade poderão estar sujeitos a incertezas elevadas (JERVELL et al., 2008).

4.2 Abordagem Estocástica para a Velocidade Vento

O fator mais influente na geração de potência através do SGE é a velocidade do vento, pois pequenas variações nesta são bastantes significativas para aumento ou redução da potência ativa de saída do SGE (MATHEW, 2006). Logo o primeiro passo para um planejamento energético bem feito em sistemas que contenham o SGE é conhecer o comportamento da velocidade do vento no local onde está instalado o SGE.

O principal parâmetro que fornece uma indicação preliminar do potencial de geração de energia eólica de um local é a velocidade média do vento. As estações medição de vento normalmente fornecem a velocidade média do local para um período de 10 minutos. Para a realização de uma estimativa de planejamento de potência de um dia a frente, esses valores devem ser corrigidos para altura do aerogerador e agrupados para fornecer o valor de velocidade média horária (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017). A velocidade média do vento, v_m , para um período qualquer (hora, dia, etc.) é dada por:

$$v_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v(i) \quad (4.3)$$

em que:

N : número de observações ou registros para a velocidade do vento no período considerado;

$v(i)$: cada valor medido de velocidade do vento fornecida dentro do período considerado.

Outro parâmetro importante a ser avaliado no planejamento de potência do SGE é o desvio padrão para os valores de velocidade do vento que ocorreram na hora considerada. O desvio padrão fornece a informação a respeito da variabilidade de um conjunto de valores da velocidade do vento que ocorram na hora considerada (MATHEW, 2006). Matematicamente é dada por:

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v(i) - v_m)^2} \quad (4.4)$$

No entanto, para elaborar um planejamento de potência do SGE é comum representar variabilidade do vento em um horário através de funções densidade de probabilidade, dado que esta variabilidade é um fenômeno aleatório. Diversas funções podem ser utilizadas para este propósito e cada uma delas representa um determinado padrão eólico (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017). Contudo, um destaque é dado a f_{dp} de Weibull devido ao fato de conseguir retratar um maior número de padrões de velocidade do vento com um nível de precisão aceitável (JR, 1977; JUSTUS et al., 1978;

STEVENS; SMULDERS, 1979). A f_{dp} para a velocidade do vento é representada através da distribuição de Weibull da seguinte forma (HETZER et al., 2008):

$$f_v(v) = \left(\frac{k_v}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k_v-1)} \exp[-(v/c)^{k_v}], \quad 0 < v < \infty \quad (4.5)$$

em que:

v : é a velocidade do vento ;

c : fator de escala em um determinado local (m/s);

k_v : fator de forma em um determinado local (adimensional)

As características da velocidade do vento local dependem de vários fatores, como geografia, topografia, etc., e podem ser determinadas pela frequência observada da velocidade do vento na região alvo através de (4.5). Contudo, para que se possa analisar coerentemente o comportamento da velocidade do vento é necessário estimar os parâmetros k_v e c de (4.5). Os métodos mais comuns para estimar k_v e c são os de desvio padrão, gráfico, de momento e de máxima verossimilhança. Todos os métodos podem ser encontrados em detalhes em (MATHEW, 2006), (JUSTUS et al., 1978), (SEGURO; LAMBERT, 2000).

Para este trabalho o método do desvio padrão foi o utilizado para estimar os parâmetros da f_{dp} de Weibull, aplicada no problema proposto, e pode ser dado por:

$$c = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k_v}\right)} \quad (4.6)$$

em que Γ representa a função gama² e o fator de forma k é dado por:

$$k_v = \left(\frac{\sigma_v}{v_m}\right)^{-1.090} \quad (4.7)$$

4.3 Aerogeradores em SGE's

Uma vez modelado o comportamento estocástico para a velocidade do vento de uma localidade torna-se possível determinar um modelo estocástico para a geração de potência ativa proveniente dos aerogeradores. Para tanto, é necessário entender como se dá o processo de geração de potência elétrica em um SGE, a partir da velocidade do vento incidente sobre o mesmo.

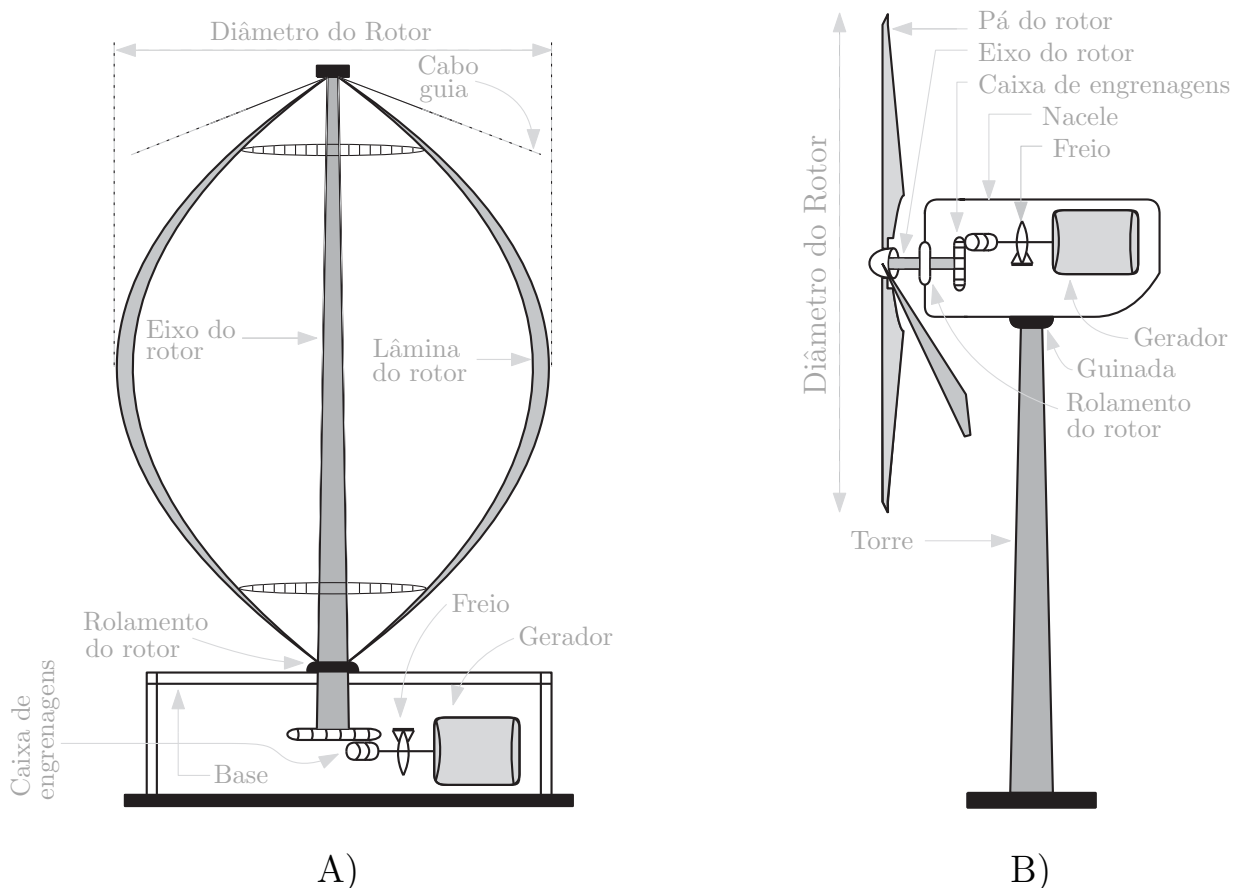
²Em matemática, a função gama (representada pela letra maiúscula grega Γ) é uma extensão da função factorial para o conjunto dos números reais e complexos, com o argumento subtraído em 1. Define-se Γ da seguinte forma (JAMES, 1996):

$$\Gamma(t) = \int_0^{\infty} x^{t-1} e^{-x} dx$$

Primeiramente é importante compreender que os sistemas de geração eólica podem ser formados por diferentes tipos de aerogeradores e que, a depender do tipo de aerogerador considerado, a relação entre velocidade do vento e potência gerada possuem equacionamento diferentes (ABAD et al., 2011).

A geração de energia em aerogeradores tem início quando os ventos incidem sobre os mesmos provocam um giro em seus eixos de rotação. E em relação ao eixo de rotação, os aerogeradores podem ser classificados como aerogeradores de eixo horizontal, ou vertical. As Figuras 19A e 19B ilustram os modelos destes dois tipos de aerogeradores.

FIGURA 19 – TIPOS DE AEROGERADORES

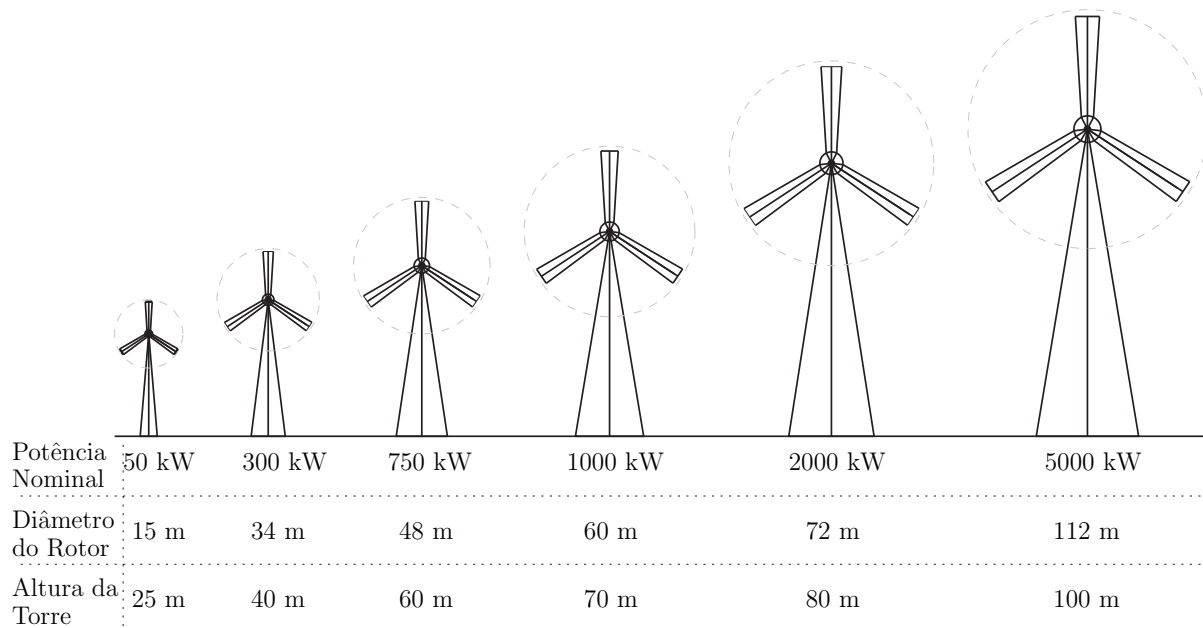


FONTE: ADAPTADO DE (ABAD et al., 2011).

Como pode ser visto através da Figura 19A, os aerogeradores de eixo vertical, possuem eixo de rotação perpendicular ao solo. Apesar de pouco utilizados nos grandes sistemas de geração eólica, este tipo de aerogerador possui baixo custo de instalação e manutenção, devido ao fácil acesso ao gerador, que se encontram no solo. A principal causa de sua pouca aplicabilidade, está na baixa eficiência na conversão de energia que apresentam, em comparação as turbinas de eixo horizontal (Figura 19B), além de possuírem limitações para regulação de potência em situações onde a velocidade do vento é elevada.

De maneira contrária ao modelo anterior, os aerogeradores de eixo horizontal (Figura 19B) são os modelos de turbinas mais comuns encontradas em SGE's, mesmo com do alto custo de instalação que possuem. E este fato deve-se a boa eficiência que as mesmas apresentam na conversão de energia eólica em eletricidade, ocasionado pelo acesso a maiores velocidades vento (devido à altura da torre) concomitantemente com a regulação de potência pelo controle *stall* e ângulo de passo. A principal desvantagem deste modelo de aerogerador em relação ao anterior é o difícil acesso a ao gerador para serviços de manutenção devido a elevada altura que apresentam para uma captação de maiores velocidades do vento e conseqüentemente maiores níveis de potência gerada. A Figura 20 apresenta as dimensões padrões destes aerogeradores em relação ao nível de potência nominal que pode ser produzido pelos mesmos, onde pode-se observar uma aumento na potência nominal dos mesmos, a medida que aumenta-se a altura da torre e o diâmetro do rotor dos mesmos.

FIGURA 20 – VARIAÇÃO DO TAMANHO DE AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL



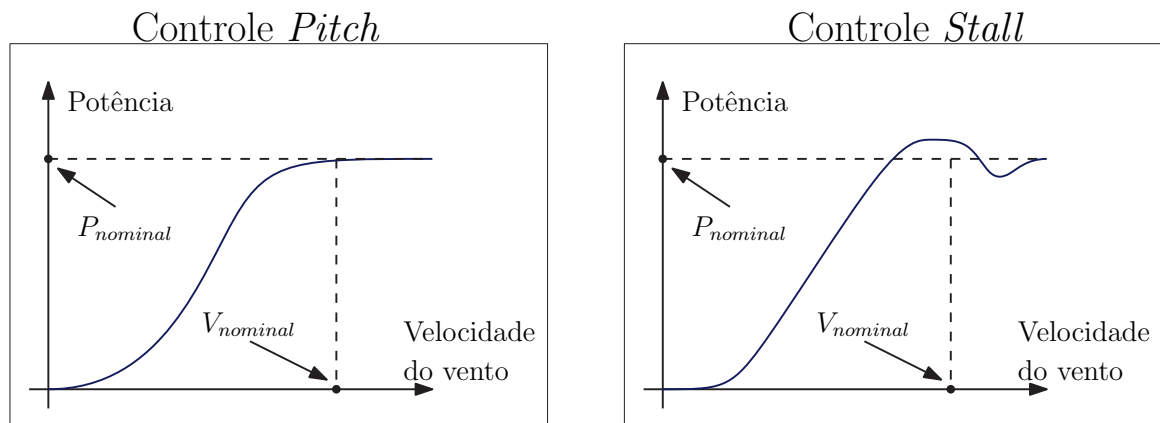
FONTE: ADAPTADO DE (MATHEW, 2006).

O outro critério de classificação entre os aerogeradores é em relação a velocidade de operação que pode ser fixa ou variável. Os aerogeradores de velocidade fixa, possuem as pás do rotor unidas ao cubo, através de uma angulação fixa. Desta forma operam com velocidade de rotação constante, determinada através da frequência da rede, relação de engrenagens e números de polos presentes no gerador (WU et al., 2011). O perfil das pás neste tipo de aerogerador é projetado para que alcance-se a eficiência máxima do sistema em apenas uma velocidade, e que a proteção para altas velocidades de vento sejam realizada através do controle aerodinâmico das pás (conhecido como controle por *stall*). Apesar de efetivo na maioria das aplicações, este tipo de controle proporciona a potência

elétrica injetada na rede, flutuações, uma vez que variações na velocidade do vento implicam em mudanças no torque mecânico do aerogerador alterando a relação entrada-saída do mesmo. Apesar serem simples, possuírem baixos custos com a manutenção e operação, os aerogeradores de velocidade fixa possuem pouca aplicabilidade devido a baixa eficiência na conversão de energia alto estresse mecânico e baixa qualidade de energia.

Já os aerogeradores de velocidade variável realizam o controle da velocidade do aerogerador, através da variação do ângulo nas pás, também conhecido como controle de passo (ou controle *pitch*). São implementados sistemas de controle que são responsáveis por regular o ângulo de incidência dos ventos nas pás, de forma a manter a eficiência na produção de energia em seu valor ótimo para diferentes valores de velocidade do vento (ACKERMANN, 2005). Este mecanismo de controle de velocidade faz com que o aerogerador seja submetido a menos esforço mecânico, em comparação ao controle por *stall*, e exclui a necessidade de amortecimento mecânico pois o próprio controlador realiza esta função. Estas peculiaridades fazem com que os aerogeradores de velocidade variável sejam bastantes confiáveis, tornando estes modelos os mais utilizados em aplicações de grande porte e média tensão, mesmo com o elevado custo que apresentam em relação aos aerogeradores de velocidade fixa. A Figura 21 ilustra a relação entre velocidade do vento e potência de saída para ambos os tipos de aerogeradores.

FIGURA 21 – COMPARAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRADA-SAÍDA DOS CONTROLADORES *PITCH* E *STALL*



FONTE: ADAPTADO DE (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

Uma vez que os aerogeradores de eixo horizontal com velocidade variável possuem maior aplicabilidade e utilização para geração de altos níveis de potência, em relação aos demais tipos de aerogeradores, os modelos desenvolvidos para a geração de potência ativa de saída de SGE's, funções de probabilidade e, conseqüentemente, as funções de custo estocástico de SGE's, neste trabalho, serão baseados em um aerogerador de eixo horizontal com velocidade variável de operação, conforme já discutido.

4.4 Potência Ativa de Saída de SGE's

Já foi visto que a velocidade do vento é uma medida conveniente para avaliar o potencial eólico de uma localidade. É possível determinar a energia disponível no vento (E_c) através da seguinte equação:

$$E_c = \frac{mv^2}{2} \quad (4.8)$$

em que m é a massa das partícula de ar que compõe o vento, em (kg), e v a velocidade do vento, em (m/s). A potência ativa de saída de um SGE sujeito a esta energia é dada por:

$$P_{WG}(v) = \frac{E_c}{\Delta t} = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad (4.9)$$

em que \dot{m} representa o fluxo de massa de ar em (kg/s), que para um aerogerador pode ser dado por:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (4.10)$$

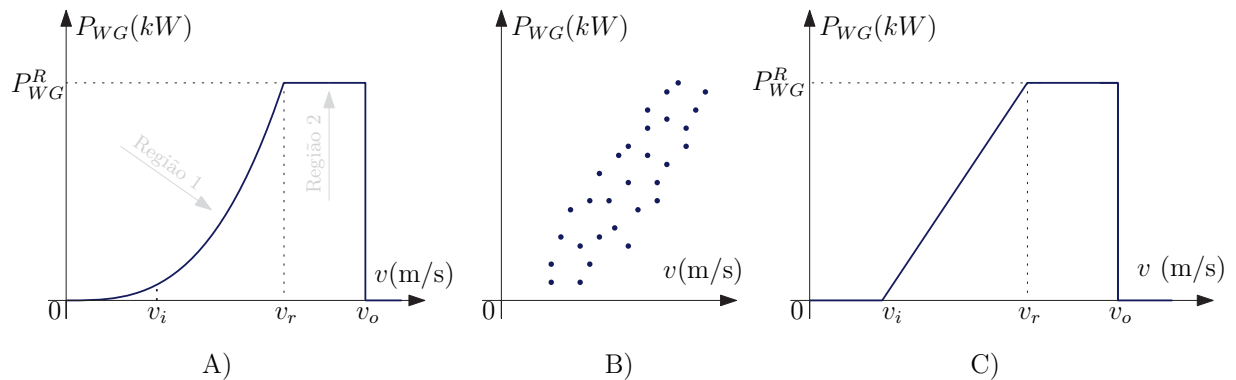
em que A é a área varrida pelas pás de um aerogerador e ρ a massa específica do ar.

Aplicando (4.10) em (4.9) é possível obter a equação que representa a geração da potência ativa de saída de um SGE em função da velocidade do vento que incide sobre o mesmo. Logo:

$$P_{WG}(v) = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (4.11)$$

A Figura 22A apresenta o comportamento gráfico da variação e potência, $P_{WG}(v)$ com a variação de velocidade do vento, através da equação (4.11).

FIGURA 22 – DIFERENTES ANÁLISES ENTRE A $P_{WG}(v)$ E v



FONTE: ADAPTADO DE (MATHEW, 2006).

Como é possível observar, pequenas variações na velocidade do vento provocam mudanças significativas na potência ativa de saída $P_{WG}(v)$. Em teoria, quanto maior

a velocidade do vento, maior é a potência de saída de aerogeradores. Na prática, os aerogeradores possuem limitações físicas e são dotados de sistemas de controle (controle de pitch) que limitam a máxima potência ativa de saída gerada pelos mesmos (conforme evidenciada pela região 2) (SIMÕES-MOREIRA et al., 2017). Por razões técnicas e econômicas, o aerogerador é projetado para produzir potência nominal constante P_{WG}^R , para uma faixa de velocidades do vento acima da velocidade nominal (região entre v_r e v_o ilustrada na 22A). Desta forma, é definido como velocidade nominal do aerogerador, v_r , a menor velocidade do vento que leva o aerogerador a produzir sua potência nominal. Ainda, são definidas também, v_o como a velocidade máxima do vento admitida para geração de potência (normalmente chamada de velocidade de corte de saída) e v_i como a velocidade mínima do vento na qual o aerogerador começa a produzir potência (normalmente chamada de velocidade de corte de entrada) (MATHEW, 2006).

Então, ainda na Figura 22A é possível observar duas regiões distintas de operação do aerogerador: de v_i a v_r , nomeada aqui como região 1, e v_r a v_o nomeada aqui como região 2. Para a região 1, a relação entre $P_{WG}(v)$ e v pode ser escrita, de maneira geral, da seguinte forma:

$$P_{WG}(v) = av^n + b \quad (4.12)$$

onde a e b são constantes e n é a relação de proporcionalidade entre a $P_{WG}(v)$ e v . Para o ponto v_i tem-se $P_{WG}(v)$ igual a zero. Logo:

$$av_i^n + b = 0 \quad (4.13)$$

Já para o ponto v_r , tem-se que tem-se $P_{WG}(v)$ é igual a P_{WG}^R . Por consequência disto:

$$av_r^n + b = P_{WG}^R \quad (4.14)$$

Aplicando (4.13) e (4.14) em (4.12) é possível estabelecer a seguinte relação:

$$P_{WG}(v) = P_{WG}^R \left(\frac{v^n - v_i^n}{v_r^n - v_i^n} \right) \quad (4.15)$$

A equação (4.15) fornece a resposta de potência do aerogerador em velocidades de vento que caem sob a região 1 utilizando-se apenas de v_i , v_r , v_o e P_{WG}^R . Contudo, na prática resposta de potência do aerogerador não segue uma curva perfeita, como mostrado na Figura 22A. A relação observada é bastante dispersa, o que significa que para a mesma velocidade do vento, o aerogerador tende a desenvolver potências diferentes, conforme ilustrado na Figura 22B. Isto acontece porque as informações a respeito da velocidade do vento que atingem o aerogerador não são precisas. As medições são feitas a partir de torres meteorológicas montadas um pouco afastadas do aerogerador. Devido a flutuações momentâneas no vento, a velocidade do vento

medido e a coluna de vento que realmente interagem com o aerogerador podem ser diferentes (MATHEW, 2006).

Em função desta realidade, a relação entre a potência P_{WG}^R e a velocidade do vento v (equação (4.15)) é aproximada por uma função linear para a maioria dos trabalhos envolvendo SGE's (veja por exemplo (ABEDINI et al., 2016), (KALANTAR et al., 2010) e (YANG et al., 2009)). Consequentemente a relação entre P_{WG}^R e v é representada, graficamente conforme Figura 22C e matematicamente conforme a seguinte equação (ELDESOUKY, 2013):

$$P_{WG}(v) = \begin{cases} 0 & \text{se } 0 \leq v \leq v_i \\ P_{WG}^R \left(\frac{v - v_i}{v_r - v_i} \right) & \text{se } v_i \leq v \leq v_r \\ P_{WG}^R & \text{se } v_r \leq v \leq v_o \\ 0 & \text{se } v \geq v_o \end{cases} \quad (4.16)$$

Dada a relação apresentada em (4.16) é possível determinar uma relação entre a função densidade de probabilidade para velocidade do vento, apresentada na seção 4.2 e a potência ativa de saída de SGE, esta será abordada na próxima seção.

4.5 Abordagem Estocástica para Potência de Saída de SGE's

No contexto da programação da operação de de uma dia a frente em microrredes que contenham o SGE, o que pretende-se obter é um valor de potência a ser despachado para cada hora do dia seguinte. Logo, diante deste contexto é pertinente reescrever a equação (4.16) da seguinte forma:

$$P_{WG}(v, t) = \begin{cases} 0 & \text{se } 0 \leq v(t) \leq v_i \\ P_{WG}^R \left(\frac{v(t) - v_i}{v_r - v_i} \right) & \text{se } v_i \leq v(t) \leq v_r \\ P_{WG}^R & \text{se } v_r \leq v(t) \leq v_o \\ 0 & \text{se } v(t) \geq v_o \end{cases} \quad (4.17)$$

em que, $t = 1, 2, \dots, 24$, onde $t = i$ corresponde ao intervalo de tempo compreendido entre a hora $i - 1$ e i .

Uma vez que a função $f_v(v)$ foi determinada e a relação linear entre a v e a $P_{WG}(v, t)$ estabelecida é possível através do teorema fundamental da variável randômica (PILLAI; PAPOULIS, 2002) aplicar (4.17) em (4.5) e obter o modelo estocástico para a potência ativa disponível de saída de SGE's. Contudo cabe ressaltar que, devido ao fato de $P_{WG}(v, t)$ possuir um valor de zero para valores de v anteriores a região 1 e posteriores a região 2, e ser constante para a região 2 de operação, a variável aleatória $P_{WG}(v, t)$ será discreta para estas regiões e consequentemente o modelo estocástico desenvolvido

para $P_{WG}(v, t)$ é "misto", uma vez que $P_{WG}(v, t)$ possui valores contínuos no intervalo $v_i < v < v_r$ e discretos nos intervalos $v \geq v_o$ e $v \leq v_i$.

Desta forma, a função densidade de probabilidade para a potência ativa disponível de saída de SGE's, $f_{P_{WG}}(P_{WG}(v, t))$ é dada por (TINA et al., 2006):

$$f_{P_{WG}}(P_{WG}(v, t)) = \begin{cases} 1 - \exp\left[\left(-\frac{v_i}{c}\right)^{k_v}\right] + \exp\left[\left(-\frac{v_o}{c}\right)^{k_v}\right] & \text{se } P_{WG}(v, t) = 0 \\ \left(\frac{k_v l v_i}{c}\right) \left(\frac{(1 + \rho l)v_i}{c}\right)^{k_v - 1} \exp\left[\left(\frac{(1 + \rho l)v_i}{c}\right)^{k_v}\right] & \text{se } 0 < P_{WG}(v, t) < P_{WG}^R \\ -\exp\left[\left(-\frac{v_i}{c}\right)^{k_v}\right] + \exp\left[\left(-\frac{v_o}{c}\right)^{k_v}\right] & \text{se } P_{WG}(v, t) = P_{WG}^R \end{cases} \quad (4.18)$$

em que:

$$\rho = \frac{P_{WG}(v, t)}{P_{WG}^R} \quad (4.19)$$

$$l = \frac{v_r - v_i}{v_i} \quad (4.20)$$

4.6 Modelo de Custo Estocástico Eólico

Visto que a velocidade do vento é uma variável aleatória, a potência ativa de saída de SGE's também será, dado que existe uma relação direta entre estas duas variáveis, conforme apresentado na seção 4.5. E devido a este fato, existe uma incerteza associada a disponibilidade de potência ativa de saída do SGE para qualquer instante de tempo futuro. Por isto, é pertinente que o modelo de custo associado a geração eólica inclua estas incertezas, dado que a programação da operação de microrredes tratada neste trabalho é realizada para as 24 horas do dia seguinte.

A abordagem realizada para englobar as incertezas de disponibilidade de potência consiste em adicionar ao modelo de custo proposto fatores de sobre-estimação e sub-estimação da potência eólica, de maneira análoga ao que foi adotado para o modelo de custo estocástico fotovoltaico.

Antes de proceder com a formulação proposta, considerar-se-á daqui em diante que a notação simplificada $P_{WG}(t)$ é suficiente para representar $P_{WG}(v, t)$, definida à priori. Sendo assim, é possível escrever o custo total associado a geração eólica, F_{WG} , da seguinte forma:

$$F_{WG}(P_{WGp}(t)) = C_l(P_{WGp}(t)) + C_p(P_{WGd}, P_{WGp}) + C_r(P_{WGd}(t), P_{WGp}(t)) \quad (4.21)$$

Em que, C_l , C_p , C_r representam os custos linear, o custo sub-estimação ou de penalidade e o custo de sobre-estimação ou de reserva respectivamente para o sistema de geração eólica, e ainda P_{WG_p} e P_{WG_d} são as potências ativas planejada (obtida como solução do FPO) e disponível (que é uma variável aleatória regida pela *fdp* apresentada por (4.20)) para o SGE, que serão tratadas em mais detalhes a seguir.

4.6.1 Custo linear - C_l

O primeiro termo da equação (4.21) representa uma função de custo linear. Seu valor pode ser associado à gastos fixos com a manutenção e renovação do SGE ou a algum custo referente ao desembolso inicial de instalação do mesmo (HETZER et al., 2008). Matematicamente pode ser determinado da seguinte forma:

$$C_l(P_{WG_p}(t)) = k_l^{wg} P_{WG_p}(t) \quad (4.22)$$

em que:

$P_{WG_p}(t)$ é a potência ativa planejada para o SGE, em um instante de tempo t e determinada por meio do fluxo de potência ótimo;

k_l^{wg} : Coeficiente de custo linear eólico.

4.6.2 Custo de sub-estimação - C_p

O segundo termo da equação (4.21) é denominado custo de sub-estimação ou penalidade. Seu valor representa o custo cobrado pelo não uso de toda potência ativa disponível no SGE, ou o valor cobrado pela geração acima do planejado para um dado instante de despacho. Matematicamente, é representada pela diferença entre a potência ativa disponível e planejada no SGE, para um dado intervalo de hora, ou seja:

$$C_p(P_{WG_d}, P_{WG_p}) = k_p^{wg} (P_{WG_d}(t) - P_{WG_p}(t)) \quad (4.23)$$

Em que:

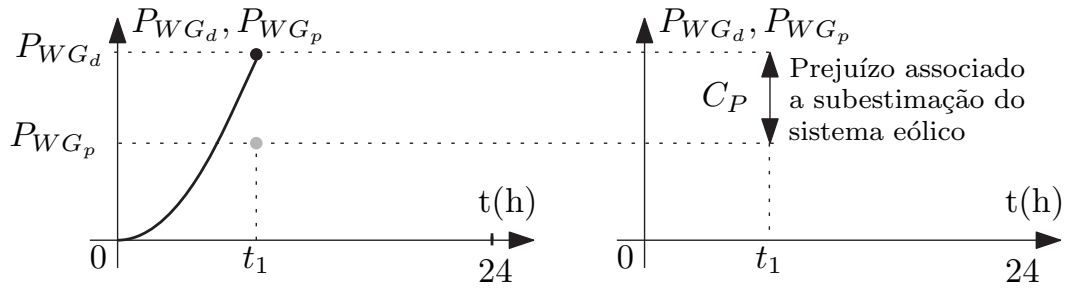
k_p^{wg} : Coeficiente de custo de sub-estimação eólico;

$P_{WG_d}(t)$: Potência ativa disponível no SGE. Essa é uma variável aleatória cujo comportamento é determinado por uma função densidade de probabilidade associada a geração de potência fotovoltaica. Sendo determinado por (TINA et al., 2006):

$$P_{WG_d}(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} P_{WG}(t) f_{P_{WG}}(P_{WG}(t)) dP_{WG}(t) \quad (4.24)$$

Para entender melhor o conceito associado ao custo de sub-estimação em SGE's, é importante compreender o que acontece quando o SGE produz um valor de potência ativa maior do que o necessário para o despacho de potência do sistema. Para isto observe a Figura 23 que ilustra esta situação.

FIGURA 23 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SGE EM UM INSTANTE DE TEMPO



FONTE: O autor (2020).

Admite-se como hipótese que para o instante de tempo T_1 , houve uma subestimação de potência eólica por parte do operador do sistema, ou seja a potência eólica ativa disponível, $P_{WG_d}(T_1)$ é maior do que a potência eólica ativa planejada, $P_{WG_p}(T_1)$.

Logo, a diferença entre a potência ativa disponível no instante T_1 e a potência ativa planejada para este mesmo instante, resulta no prejuízo associado a geração excedente eólica, ou custo de sub-estimação do mesmo. Desta forma:

$$C_p(P_{WG_d}(t), P_{WG_p}(t)) = k_p^{wg} \left[\int_{P_{WG_p}(t)}^{P_{WG}^R} P_{WG}(t) f_{P_{WG}}(P_{WG}(t)) dP_{WG}(t) - P_{WG_p}(t) \right] \quad (4.25)$$

Que pode ser reescrita como:

$$C_p(P_{WG_d}(t), P_{WG_p}(t)) = k_p^{wg} \int_{P_{WG_p}(t)}^{P_{WG}^R} [P_{WG}(t) - P_{WG_p}(t)] f_{P_{WG}}(P_{WG}(t)) dP_{WG}(t) \quad (4.26)$$

sendo, P_{WG}^R a potência nominal do SGE.

4.6.3 Custo do sobre-estimação - C_r

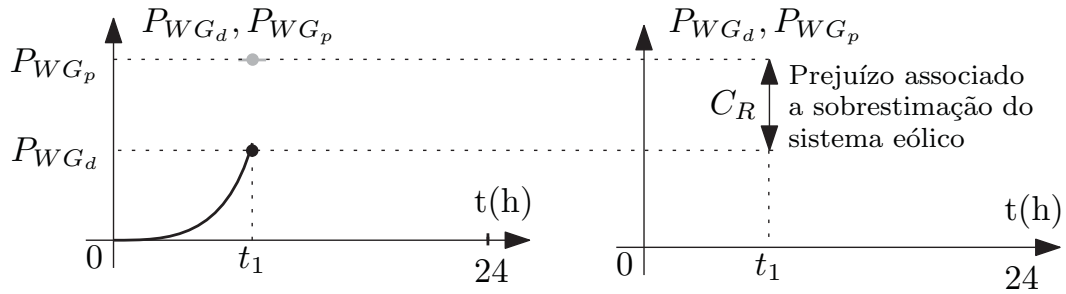
O terceiro termo da equação (4.21) é denominado custo de sobre-estimação ou de reserva e representa o custo cobrado pelo planejamento de potência ativa acima do disponível no SGE. Seu valor é função da diferença entre a potência ativa planejada e a potência ativa disponível no SGE durante um instante sobre análise, ou seja:

$$C_r(P_{WG_d}, P_{WG_p}) = k_r^{wg} (P_{WG_p}(t) - P_{WG_d}(t)) \quad (4.27)$$

em que, k_r^{wg} é o coeficiente de custo de sobre-estimação eólico;

O custo de sobre-estimação pode ser melhor entendido quando analisa-se o prejuízo associado ao sistema de geração eólico ter disponível um valor de potência ativa inferior ao valor de potência ativa planejada para o mesmo, conforme ilustra a Figura 24:

FIGURA 24 – POTÊNCIA ATIVA DISPONÍVEL E PLANEJADA PELO SGE EM UM INSTANTE DE TEMPO



FONTE: O autor (2020).

Admite-se que para o instante de tempo T_1 , houve uma sobrestimação de potência eólica por parte do operador do sistema, ou seja a potência ativa disponível no SGE, $P_{WG_d}(T_1)$ é menor do que a potência ativa planejada para o SGE, $P_{WG_p}(T_1)$. Consequentemente, a diferença entre o a potência ativa planejada para instante T_1 e a potência ativa disponível para este mesmo instante, representa o prejuízo associado a insuficiência na geração fotovoltaica, ou seja:

$$C_r(P_{WG_d}, P_{WG_p}) = k_r^{wg} \left[P_{WG_p}(t) - \int_0^{P_{WG_p}(t)} P_{WG}(t) f_{P_{WG}}(P_{WG}(t)) dP_{WG}(t) \right] \quad (4.28)$$

Que pode ser reescrita como (4.29):

$$C_r(P_{WG_d}, P_{WG_p}) = k_r^{wg} \int_0^{P_{WG_p}(t)} (P_{WG_p}(t) - P_{WG}(t)) f_{P_{WG}}(P_{WG}(t)) dP_{WG}(t) \quad (4.29)$$

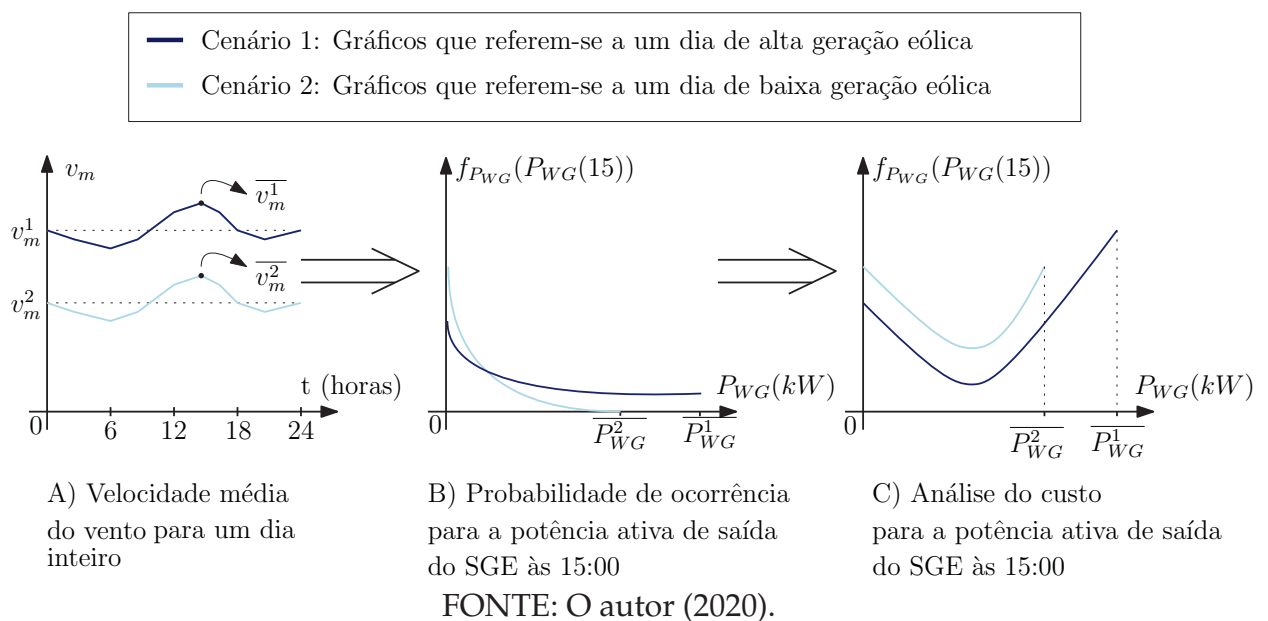
Assim como abordado no modelo estocástico fotovoltaico, para o modelo estocástico eólico no contexto de planejamento da operação dia à frente em microrredes, o custo de sobre-estimação sempre existirá, independente de quem seja o proprietário do SGE. Pois uma vez que certa quantidade de potência ativa for assumida para o SGE, em um dado instante, e esta não está disponível neste instante, outras fontes de energia mais custosas deverão ser utilizadas para suprir esta diferença de potência ($P_{WG_p}(t) - P_{WG_d}(t)$), ou cargas deverão ser eliminadas para que o sistema fique em balanceado (HETZER et al., 2008).

As demais análises conceituais referentes a relação entre a propriedade do SGE com três custos abordados nesta seção, são análogas ao apresentados na seção do modelo de custo estocástico fotovoltaico (seção 4.5), e por isto não serão retratadas aqui. Na seção seguinte é apresentado em exemplo conceitual que facilitará o entendimento dos conceitos apresentados neste capítulo.

4.7 Representação Gráfica da f_{dp} e do Custo Eólico

Esta seção tem como objetivo facilitar o entendimento dos conceitos apresentados no capítulo, desenvolvendo dois cenários que mostram a influência das diferentes condições climáticas (no caso, comportamento da velocidade do vento ao longo do dia) no comportamento da função densidade de probabilidade para potência ativa de saída de SGE's e verificar como isto reflete no custo estocástico eólico. Para tanto, considere a Figura 25 que apresenta um comparativo entre dois cenários diferentes para o SGE de uma microrrede qualquer.

FIGURA 25 – COMPARAÇÃO ENTRE DOIS CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA



Os gráficos em azul escuro (cenário 1) servem para representar o comportamento das variáveis v_m , $f_{P_{WG}}(P_{WG}(t))$ e $F_{WG}(P_{WG}(t))$, em um dia onde as condições climáticas favorecem uma alta geração a partir do SGE. Já os gráficos em azul claro (cenário 2) servem para representar o comportamento do mesmo conjunto de variáveis, em um dia onde as condições climáticas ocasionam uma baixa geração a partir do SGE e consequentemente inferior à do cenário 1.

É possível observar através da Figura 25A o comportamento da velocidade média do vento adotado para cada hora de um dia qualquer. Diferentemente do índice de claridade horário, a velocidade média do vento ao longo de um dia não possui um comportamento típico, sendo um parâmetro bastante imprevisível. Contudo, algumas literaturas afirmam que um aumento da temperatura do ar observa-se um aumento na velocidade média do vento. Desta forma, o comportamento de velocidade média do vento para ambos os cenários foram considerados, conforme a Figura 25A, com valores mais baixos no começo da manhã, e aumentando de valor durante a tarde. Para ambos os cenários, o valor máximo da velocidade média do vento ($\overline{v_m^1}$ e $\overline{v_m^2}$) reflete diretamente

na máxima potência ativa de saída do SGE ($\overline{P_{WG}^1}$ e $\overline{P_{WG}^2}$), que pode ocorrer, dentro da hora sobre análise.

Para verificar a probabilidade de ocorrência da potência ativa de saída do SGE, utiliza-se da equação (4.20) para um conjunto de parâmetros conhecidos baseados nas informações do projeto eólico e na velocidade média do vento e máxima do vento, que caracterizam o quão propício é o dia para a geração a partir do SGE.

No contexto de programação da operação de um dia à frente, a análise da probabilidade de ocorrência da potência ativa de saída do SGE é feita para cada hora dentro do intervalo onde há possibilidade de geração a partir do SGE. Para fins explicativos a análise das equação (3.29) foi realizada apenas para às 15:00, podendo ser estendida de maneira similar para os outros horários onde há a possibilidade de geração de energia elétrica a partir do SGE.

Posto isso, através da Figura 17B é possível observar o comportamento da função densidade de probabilidade da potência ativa de saída do SGE para ambos os cenários às 15:00. Como a velocidade média do vento no cenário 1 é maior do que a velocidade média do vento no cenário 2 ($\overline{v_m^1} > \overline{v_m^2}$), a máxima potência ativa de saída do SGE que pode ser alcançada no cenário 1 é maior do que a máxima alcançada pelo cenário 2 ($\overline{P_{WG}^1} > \overline{P_{WG}^2}$) e conseqüentemente a probabilidade que o SGE tem de gerar valores elevados de potência é maior no cenário 1.

Então, aplicando à equação que determina o custo estocástico eólico (equação (4.21)), as funções densidade de probabilidade obtidas para os cenários 1 e 2, tem-se a Figura 17C que é a representação gráfica do custo estocástico eólico, às 15:00, para os valores de potência ativa de saída do SGE entre o intervalo de 0 a $\overline{P_{WG}^1}$ para o cenário 1 e de 0 a $\overline{P_{WG}^2}$ para o cenário 2. Através destes gráficos, observa-se que o custo para despachar qualquer valor de potência ativa de saída do SGE (no intervalo de 0 a $\overline{P_{PV}}$) é sempre maior para o cenário 2 do que para o cenário 1 dado que este último apresenta condições mais favoráveis à geração eólica e conseqüentemente uma maior probabilidade de ocorrência para valores de potência dentro deste intervalo.

Observou-se através do exemplo apresentado acima que a velocidade média do vento que caracteriza um dia, tem influência direta no custo associado ao despacho de potência ativa de saída do SGE. Isto ocorre porque as condições climáticas para a geração eólica são incorporadas no modelo de custo estocástico proposto, através de função $f_{P_{WG}}(P_{WG}(t))$. Conseqüentemente, cenários onde a geração eólica é baixa, devido às condições climáticas desfavoráveis, tendem a apresentar maiores custos para despacho da potência ativa de saída do SGE em comparação aos cenários onde as condições climáticas favorecem uma alta geração uma vez que as probabilidades associadas à escolha do valor potência ativa de saída do SGE no cenário de baixa geração são maiores.

4.8 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos básicos referente ao sistema de geração eólica. Estes conceitos preliminares se fizeram necessários para o entendimento do modelo de custo estocástico, apresentado na seção 4.6. A abordagem estocástica para o custo do SGE é relevante no contexto de programação uma dia a frente, dado que a velocidade do vento é um fenômeno aleatório e conseqüentemente existem incertezas associadas a geração de energia proveniente do mesmo. Alguns conceitos abordados aqui serão retomados no capítulo 6, que apresentará a a formulação do proposta para a microrrede em estudo.

5 RECURSOS ENERGÉTICOS AUXILIARES EM MICRORREDES ISOLADAS

Um dos objetos de estudo deste trabalho são as microrredes que operam isoladas da rede principal de distribuição. Nestas microrredes, uma atenção especial é dada a utilização de recursos energéticos renováveis locais para geração de energia elétrica, visando solucionar algumas questões, como por exemplo, custo com instalações de sistemas de distribuição de eletricidade e serviços de manutenção, para comunidades isoladas (OLIVEIRA et al., 2017b). Além disto, por operarem de forma isolada estas microrredes contam também com sistemas de geração de *backup* e sistemas de armazenamento de energia para aumentar a confiabilidade na operação da microrrede e garantir continuidade no fornecimento de eletricidade (LASSETER, 2002).

Então, no contexto de microrredes isoladas com fontes intermitentes integradas aos recursos energéticos auxiliares como sistemas de armazenamento e de geração de *backup*, dois dos requisitos básicos a serem atendidos para proporcionar uma operação econômica e confiável da microrrede são a otimização de vida útil dos sistemas de armazenamento e a redução no consumo de combustível proveniente da geração de *backup* (MARINHO, 2011). Logo, com o conhecimento aprofundado destes recursos auxiliares e uma estratégia de operação adequada é possível que os requisitos anteriores sejam atendidos da melhor maneira possível. Posto isto, o presente capítulo traz as informações relevantes sobre os sistemas de armazenamento e de geração de *backup* que compõe a microrrede em estudo além de apresentar o modelo matemático associado ao custos destes sistemas que serão utilizados para compor a formulação da função objetivo proposta neste trabalho.

O capítulo está dividido em duas seções principais onde a primeira apresenta os conceitos referentes ao sistema de geração de *backup* que compõe a microrrede estudada e a segunda apresenta os conceitos referentes aos sistemas de armazenamento. Ambas as seções abordam aspectos como impactos, importância e custos de operação destes sistemas em microrredes isoladas.

5.1 Sistemas de Geração de *Backup*

As microrrede baseadas em fontes renováveis (eólica e solar), para compor o seu sistema principal de geração, são alternativas viáveis para o suprimento de energia em regiões isoladas ou de difícil acesso, dado que ocasionam poucos impactos ambientais, em relação a outras formas de geração e possuem custo de operação reduzido (OLIVEIRA et al., 2017b). Contudo, devido a natureza intermitente destes recursos

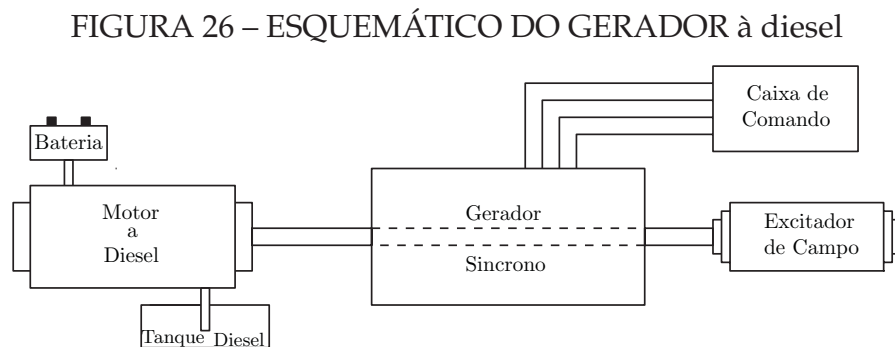
renováveis a autonomia da microrrede fica comprometida, uma vez que não há como garantir o fornecimento contínuo de eletricidade.

Uma solução utilizada para este contexto consiste na inserção de sistemas de geração de *backup*, normalmente geradores a gás ou à diesel, para melhorar a autossuficiência da microrrede, possibilitando que no período de baixa demanda das fontes renováveis, a geração de *backup* entre como complemento para o atendimento as cargas, promovendo assim, uma continuidade no fornecimento de eletricidade as comunidades isoladas (RESE et al., 2012).

Dado que a microrrede apresentada neste trabalho conta com sistema de geração à diesel para auxiliar no fornecimento do potência às cargas da microrrede, esta seção apresentará o modelo matemático que representa o custo associado aos geradores à diesel, que é um parte importante da formulação proposta de planejamento energético que será apresentado no capítulo 6.

5.1.1 Sistemas de Geração à diesel

O sistema de geração à diesel (SGD) também conhecido como grupo motor-gerador, é a combinação de um gerador elétrico com motor à diesel para gerar eletricidade. A Figura 26 ilustra um esquemático de um grupo motor-gerador típico, onde pode-se visualizar alguns de seus principais elementos como o motor à diesel, o gerador síncrono e o excitador de campo.



FONTE: ADAPTADO DE (FARRET; SIMOES, 2006)

Através da alimentação à diesel o motor começa a a rotacionar e, juntamente com o excitador de campo, induzirá uma tensão nos terminais de saída do gerador, e esta que servirá para alimentação das cargas na microrrede. Através da caixa de comando, todo este processo é controlado para que a tensão de saída seja a necessária para garantir o funcionamento adequado da microrrede.

5.1.1.1 Importância da utilização do SGD em microrredes

Sistemas de geração de energia compostos apenas por fontes intermitentes não representam uma alternativa economicamente viável para operação de microrredes

isoladas, uma vez que para proporcionar um determinado nível de confiabilidade necessitariam de um sobredimensionamento dos sistemas de geração e de armazenamento, levando estas microrredes a possuírem altos custos de instalação e baixo nível de eficiência (NETO et al., 2017). Desta forma, uma fonte de energia despachável, como os sistemas de geração à diesel, se apresentam como proposta economicamente interessante neste contexto, uma vez que reduzem a necessidade de sobredimensionamento dos sistemas de geração e de armazenamento e, possibilitam alimentação segura a carga nos períodos de alta demanda ou baixa geração.

Quando inserido em microrredes híbridas isoladas, os geradores à diesel possuem papel fundamental no fornecimento de energia as cargas pela microrrede, podendo ser utilizados em dois contextos:

- Microrredes híbridas isoladas com sistema de geração principal proveniente de geradores à diesel, sendo as fontes renováveis apenas um complemento, para auxiliar na redução do uso de combustíveis.
- Microrredes híbridas isoladas com sistema de geração principal baseado em fontes renováveis, onde a geração à diesel é utilizada apenas como uma fonte de *backup*, fornecendo potência durante os períodos de baixa entrada de energia renovável ou em períodos de alta demanda de carga (GUPTA et al., 2011).

A maioria das microrredes isoladas atuais, assim como a microrrede tratada neste trabalho, se adequam ao segundo contexto de aplicação do gerador à diesel (MATOS, 2014). Neste contexto, os custos de operação dos geradores à diesel em relação a outras fontes de geração que compõem uma MHI são bastante elevados, visto que sua operação tem relação direta com o combustível utilizado no mesmo.

Então, dado que a maior parcela dos custos de operação em uma MHI provém de geradores à diesel, o dimensionamento adequado de sua capacidade de geração é essencial para justificar a viabilidade econômica da implementação da microrrede. A característica principal que deve ser levada em consideração no dimensionamento da potência do SGD para a microrrede é se a mesma conta com sistema de armazenamento, pois (NETO et al., 2017):

- Caso não haja sistema de armazenamento, o SGD é conectado diretamente a carga e sua potência nominal, para este caso, deve ser no mínimo igual a máxima demanda de carga.
- Caso haja sistema de armazenamento, o SGD além de ser conectado direto a carga deve também ser conectado ao sistema de armazenamento, desta forma, sua potência máxima projetada além de suprir a máxima demanda de carga, deve ser capaz de ainda injetar corrente no sistema de armazenamento.

5.1.1.2 Eficiência do sistema de geração à diesel

Para ambos os casos citados anteriormente, o fator que determinará o quão viável é o SGD para a microrrede é a utilização eficiente do combustível (ENERGY, 2016), (FARRET; SIMOES, 2006). De maneira geral, o consumo de combustível por parte do SGD pode ser dado por:

$$C_{GD} = C_0 Y_{GD} + C_1 P_{GD} \quad (5.1)$$

Em que:

C_{GD} : representa o consumo de combustível pelo gerador à diesel em L/h;

Y_{GD} : é a capacidade nominal do gerador em kW;

P_{GD} : é a potência de saída do gerador em kW;

C_0 e C_1 : são os coeficientes da curva de consumo de combustível do gerador em L/h/kW.

A curva de consumo de combustível do gerador tem característica linear, é determinada de acordo com os dados do fabricante e descreve a quantidade de combustível que o mesmo consome para produzir eletricidade (ENERGY, 2016). Dito isto, a eficiência do gerador pode ser determinada pela razão entre a potência elétrica de saída e a energia química de entrada produzida pelo consumo de combustível, ou seja:

$$\eta_{GD} = \frac{3.6 P_{GD}}{m_{fuel} LHV_{fuel}} \quad (5.2)$$

em que, o fator 3.6 é devido ao fato que 1 kWh corresponde a 3.6 MJ, e:

η_{GD} : Eficiência do gerador à diesel;

m_{fuel} : é a taxa do fluxo de massa do combustível em kg/h;

LHV_{fuel} : é o poder calorífico inferior do combustível em MJ/kg.

A taxa de fluxo de massa (m_{fuel}) é equivalente ao consumo do combustível (C_{GD}). Caso seja necessário determinar a taxa de fluxo de massa seja em litros por hora (L/h) a equação (5.1) poderá ser utilizada. Contudo é comum expressar m_{fuel} em unidades de quilograma por hora (kg/h), conseqüentemente tem-se a seguinte relação (ENERGY, 2016):

$$m_{fuel} = \rho_{fuel} \left(\frac{C}{1000} \right) \quad (5.3)$$

em que, ρ_{fuel} é a densidade do combustível utilizado.

Substituindo (5.1) em (5.3) tem-se:

$$m_{fuel} = \frac{\rho_{fuel}(C_0 Y_{GD} + C_1 P_{GD})}{1000} \quad (5.4)$$

Aplicando o resultado de (5.4) em (5.2) tem-se:

$$\eta_{GD} = \frac{3600P_{GD}}{\rho_{fuel}(C_0Y_{GD} + C_1P_{GD})LHV_{fuel}} \quad (5.5)$$

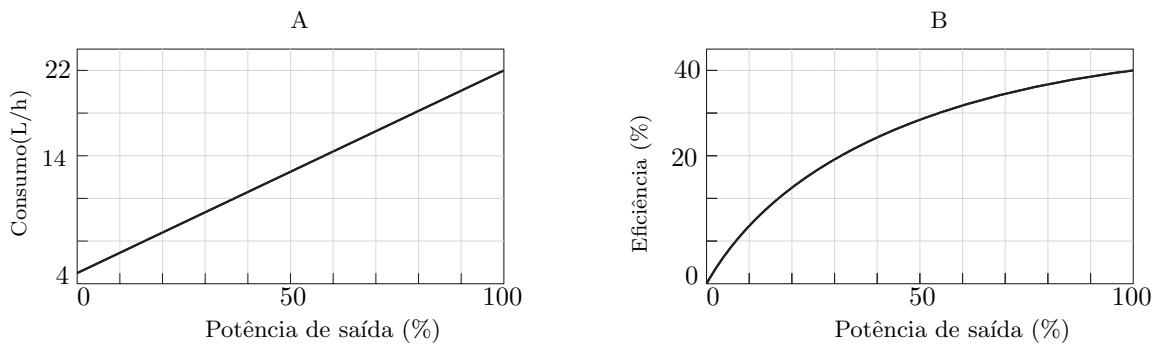
É usual expressar a eficiência do gerador, em termos de sua capacidade nominal. Então, dividindo a equação (5.5) por Y_{GD} tem-se a eficiência em relação a potência nominal do gerador à diesel, ou seja:

$$\eta_g = \frac{3600P_g}{\rho_{fuel}(C_0 + C_1P_g)LHV_{fuel}} \quad (5.6)$$

em que $P_g = P_{GD}/Y_{GD}$.

A Figura 27 apresenta curvas típicas para o consumo de combustível e eficiência do gerador, em função de sua potência de saída.

FIGURA 27 – A) - CURVA DE CONSUMO E B) - CURVA DE EFICIÊNCIA



FONTE: ADAPTADO DE (ENERGY, 2016).

Pode-se notar que a eficiência do gerador aumenta quando sua potência de saída se aproxima da nominal. Este é um fato importante, pois implica dizer que a utilização racional de um gerador inserido em uma microrrede se dá quando o mesmo opera em potência próxima ou igual a sua potência nominal.

5.1.1.3 Custo Associado a Geração à Diesel

Na análise de despacho econômico de sistemas híbridos com fontes não renováveis, como geradores à diesel, um dos principais objetivos é reduzir a utilização de combustíveis fósseis, por serem agressivos ao meio ambiente e caros, se comparado com as fontes de geração renováveis.

Apesar da relação entre combustível de entrada e potência de saída do SGD apresentar descontinuidades nos pontos de válvulas, como pode ser visto em (EL-HAWARY, 1995), para maioria dos SGD's, uma função polinomial quadrática suave representa satisfatoriamente a relação entre a potência de saída do gerador à diesel e o combustível utilizado. Conseqüentemente, a equação (5.1) que representa o consumo de

combustível do gerador à diesel, em função da potência nominal e potência de saída do gerador, pode ser reescrita em função apenas da potência de saída da seguinte forma:

$$C_{P_{GD}} = aP_{GD}^2 + bP_{GD} \quad (5.7)$$

em que:

$C_{P_{GD}}$: Consumo de combustível em função apenas da potência ativa de saída P_{GD} ; a e b : São os coeficientes de custo do gerador.

Posto isto, o custo associado a geração de energia elétrica por meio do SGD pode ser obtido por:

$$F_{GD}(P_{GD}) = C_f(aP_{GD}^2 + bP_{GD}) \quad (5.8)$$

em que:

$F_{GD}(P_{GD})$: Função que representa o custo associado a utilização do gerador à diesel na microrrede;

C_f : Preço do combustível utilizado em \$/L.

Através da equação (5.8) é possível determinar o custo com a utilização do gerador à diesel na microrrede. Desta forma, para solucionar o problema da programação da operação de um dia a frente de microrredes, proposta neste trabalho, a função objetivo a ser minimizada incorporará a equação (5.8) em sua formulação, dado que um dos objetivos da programação proposta é garantir uma operação econômica da microrrede através da redução do uso de geradores à diesel. Desta forma, considerando a dependência temporal associada a programação da operação de um dia a frente, o custo associado a operação dos geradores à diesel pode ser escrito da seguinte forma:

$$F_{GD}(P_{GD}(t)) = C_f(aP_{GD}(t)^2 + bP_{GD}(t)) \quad (5.9)$$

em que $t = 1, 2, \dots, 24$, sendo que $t = i$ corresponde ao intervalo de tempo compreendido entre a hora $i - 1$ e i , conforme já definido em capítulos anteriores deste trabalho.

5.2 Sistemas de Armazenamento de Energia

Apesar das microrredes híbridas isoladas contarem com SGD para complementar a geração renovável, a estocasticidade e intermitência presente nos recursos renováveis podem causar variações abruptas na potência gerada (devido as rápidas mudanças na radiação solar e velocidade do vento) ao longo do dia que não conseguem ser balanceadas pelo SGD (MATOS, 2014). Além do mais, a utilização excessiva do gerador à diesel não é viável economicamente, uma vez que apresenta alto custos de operação e baixa eficiência quando utilizado abaixo de sua capacidade nominal, como visto na seção 5.1.1.2.

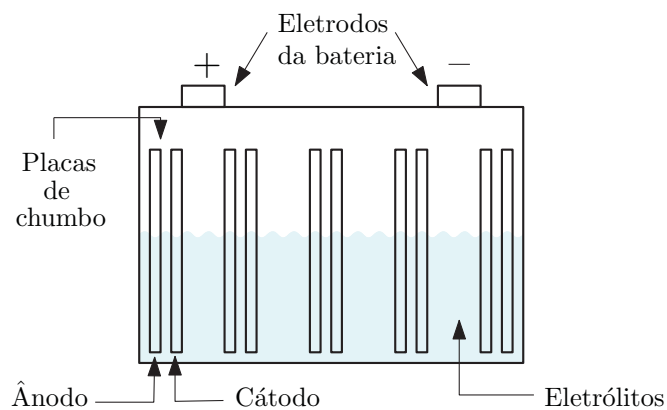
Nestes casos uma alternativa adotada para garantir o atendimento contínuo a carga durante os períodos de rápida variação de potência de saída das fontes intermitentes é inserir na MHI sistemas de armazenamento de energia, para fazer o balanço de potência dinâmico¹ e garantir a continuidade no fornecimento de energia.

Atualmente os sistemas de armazenamento mais utilizados em microrredes são os bancos de baterias, volantes de inércia e supercapacitores, sendo que estes dois últimos possuem pouca aplicabilidade em relação ao primeiro (FARRET; SIMOES, 2006). Neste trabalho, a microrrede tratada possui sistemas de armazenamento via banco de baterias, desta forma, esta seção terá como objetivo principal desenvolver um modelo matemático de custo para a utilização dos bancos de baterias em microrredes. Tal modelo será futuramente incorporado na formulação proposto de planejamento energético, com o propósito de otimizar a vida útil deste tipo de sistema de armazenamento.

5.2.1 Bancos de Baterias

Os bancos de baterias (BB's) consistem em uma associação de baterias que desempenham o papel de armazenar energia a qual pode ser utilizada para a alimentação das cargas na falta da energia elétrica proveniente de um sistema de geração. A bateria do tipo chumbo-ácido é um dispositivo eletroquímico desenvolvido por Plante em 1859 (MOUBAYED et al., 2008) e corresponde ao tipo de bateria mais utilizada em aplicações de sistemas de geração distribuída. Isto acontece devido à sua densidade de energia² relativamente econômica e uma boa vida útil, em comparação a outras tecnologias (FARRET; SIMOES, 2006). A Figura 28 apresenta um esquemático de uma bateria do tipo chumbo-ácido.

FIGURA 28 – ESQUEMÁTICO DE UM BATERIA TIPO CHUMBO-ÁCIDO



FONTE: O autor (2020).

¹O balanço de potência dinâmico corresponde as variações rápidas de potência que ocorrem na microrrede devido a alta variabilidade da radiação solar e velocidade do vento.

²Densidade energética: uma medida da energia armazenada por volume em Wh / m³. Pode ser usado para fornecer uma aproximação do volume de armazenamento de energia para uma determinada aplicação (FARRET; SIMOES, 2006).

Basicamente, os processos de carga e descarga se dão através da reação das placas de chumbo com uma solução de 35% de ácido sulfúrico e 65% de água (eletrólitos). Durante o processo de descarga, as placas de chumbo são convertidas em sulfato de chumbo, e durante o processo de carga o ânodo é restaurado para dióxido de chumbo e o cátodo para chumbo metálico. Cada vez que este ciclo de carga-descarga se repete, processos irreversíveis acontecem nas placas de chumbo limitando o número de ciclos total que a bateria pode alcançar. E ainda, depender dos aspectos construtivos da bateria e da profundidade de descarga aplicada, é possível a ocorrência de falhas após alguns milhares de ciclos (HUANG et al., 2016).

Desta forma, com uma estratégia de operação adequada, limitando fatores como a profundidade de descarga (que será abordado mais a diante), na qual as baterias são submetidas é possível proporcionar uma longevidade e minimização com os custos associados a manutenção e operação do banco de baterias em microrredes.

5.2.1.1 Importância da utilização dos BB's em microrredes

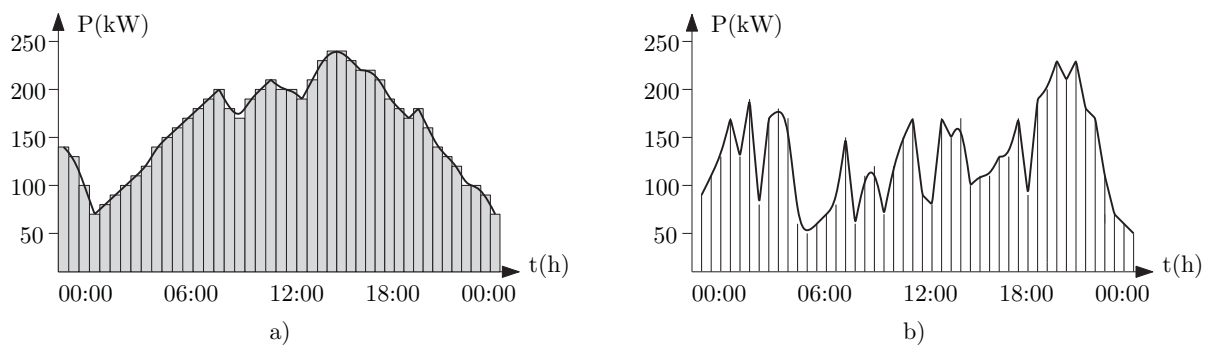
Atualmente os BB's desempenham o importante papel de unificar, distribuir e aumentar a capacidade de geração distribuída de sistemas que utilizam recursos renováveis como fontes principais de geração de energia elétrica. Segundo (KEMPENER; VIVERO, 2015) existem três motivos principais que tornam os bancos de baterias atrativos no contexto de microrredes isoladas:

- Muitas ilhas e áreas remotas dependem de geradores à diesel para produção de eletricidade. O custo de geração de eletricidade a partir de geradores à diesel depende muito dos custos de combustível, o que significa que a exposição às flutuações e escassez dos preços dos combustíveis prejudica a segurança energética desses sistemas.
- A maioria das áreas isoladas possui interconexões fracas ou topologia radial e carecem de fontes de energia flexíveis, uma vez que em sistemas de topologia radial a possibilidade de interrupções aos consumidores é maior quando comparado a sistemas fortemente malhados. (PUGER, 2013). Desta forma, os bancos de baterias atuam facilitando a integração entre as fontes que compõe as microrredes.
- Os bancos de baterias em locais remotos podem fornecer vários serviços com um único dispositivo. Isso varia de aplicações de curto prazo, como aumentar o gerenciamento de energia e melhorar a frequência e a tensão, até aplicações de longo prazo, como o planejamento da capacidade de energia. Isso agrega valor considerável à eficiência e eficácia gerais do sistema.

Um outro ponto a ser destacado é a capacidade que os bancos de bateria possuem de suavizar as flutuações de potência e variações de cargas na microrrede. O sistema

elétrico de potência do país é grande o suficiente para não ser afetado por variações de cargas comerciais e residenciais que possam ocorrer durante o dia, pois do ponto de vista dos grandes geradores a média de variação de carga será o fator que determinará a potência despachada (FARRET; SIMOES, 2006). Por outro lado, os sistemas de geração distribuída, por serem de menor porte, estão mais sensíveis as flutuações de potência presente nas cargas residenciais. A Figura 29 ilustra o perfil típico de variação de potência para cargas residenciais.

FIGURA 29 – CARGAS RESIDENCIAIS. A) VÁRIAS CARGAS. B) UMA CASA



Fonte: Adaptado de (FARRET; SIMOES, 2006).

Como pode-se perceber, do ponto de vista individual, como visto na Figura 29B, as variações de demanda ao longo do tempo são bem mais acentuadas do que as variações do conjunto de cargas, Figura 29A. Neste sentido a utilização de bancos de baterias faz-se necessário, pois eles são capazes de suavizar estas pequenas e rápidas flutuações de carga de modo a compensar as variações na potência de saída de geradores baseados em fontes intermitentes, evitando o uso demasiado de geradores à diesel (FARRET; SIMOES, 2006).

Ou seja, a utilização de bancos de baterias em microrredes permite uma maior flexibilidade e economia na operação das mesmas. Entretanto, o custo de implementação deste tipo de sistema ainda é alto, dado que representa cerca de 50% do investimento total do dimensionamento da microrrede (JAKHRANI et al., 2012). Desta forma, a extensão da vida útil dos bancos de baterias torna-se um fator crucial para autossuficiência e operação econômica de uma MHI. A seguir são apresentados os principais aspectos referentes a otimização da vida útil dos sistemas de armazenamento.

5.2.1.2 Análise da Vida Útil de Baterias

Como já se sabe, a maioria dos BB's atuais são formados por baterias eletroquímicas do tipo chumbo-ácido. Um modelo matemático que contenha as características físicas operacionais deste tipo de bateria é essencial para o gerenciamento energético eficiente de uma microrrede.

Em (SCHIFFER et al., 2007) foi desenvolvido um modelo matemático para representar as características operacionais do banco de baterias. Neste estudo, os autores constataram que as principais causas de redução da vida útil do banco de baterias são fatores como o nível de descarga no qual o banco é submetido, o nível de corrente, estratificação do ácido no interior da bateria e o tempo sem ocorrência de uma recarga total.

Para o contexto de controle terciário em microrredes, direcionado a um planejamento energético, três características essenciais a serem tratadas são o estado de carga, estado e vida e profundidade de descarga dos bancos de baterias. E estas características serão descritas a seguir.

- **Estado de Carga (SOC)**

Uma das características mais comuns associadas a otimização de vida útil dos BB's é estado de carga (SOC, do inglês *State Of Charge*) dos mesmos. O SOC de um banco de baterias representa, em porcentagem, a quantidade de carga existente no mesmo. Seu valor é dado em função da capacidade nominal do banco e é definido por (MATOS, 2014):

$$SOC(t) = \frac{C_{ah} - \int_0^t i_b(\tau) d\tau}{C_{ah}} \times 100\% \quad (5.10)$$

Em que:

- $SOC(t)$: estado de carga do banco de baterias no instante t , em porcentagem;
- C_{ah} : capacidade nominal do banco de baterias em ampere-hora;
- $i_b(t)$: corrente instantânea da bateria, sendo positiva quando está fornecendo, negativa quando está recebendo.

Quando inserido em uma microrrede isolada, o banco de baterias possuirá o estado de carga atual $SOC(t)$ definido de acordo com o valor de potência que fluiu no banco em um instante de análise anterior, $P_{BB}(t - 1)$. E o que vai determinar o valor de potência que entra ou sai do banco de baterias no instante $t - 1$ é justamente a quantidade de potência proveniente dos sistemas de geração renováveis e a demanda de carga neste mesmo instante. Conseqüentemente, para o contexto de programação da operação de um dia a frente, onde deseja-se definir um planejamento otimizado para a operação do banco de baterias para as 24 horas do dia seguinte, o estado de carga do banco de baterias para um instante futuro $SOC(t + 1)$ dependerá do SOC atual, $SOC(t)$, da potência que flui no banco de

baterias, $P_{BB}(t)$ e da eficiência de carga e descarga do BB, η_b e será determinado através da seguinte equação:

$$SOC(t+1) = SOC(t) - \alpha(P_{BB}(t) + (1 - \eta_b)|P_{BB}(t)|), \quad (5.11)$$

em que $\alpha = \Delta t / C_{nom}$, sendo C_{nom} é a capacidade nominal do BB para uma tensão de referência, dada em kWh e Δt o intervalo de tempo em horas compreendido entre $t - 1$ e t .

Para que seja possível otimizar a vida útil do BB é necessário que o estado de carga do banco de baterias, em qualquer instante de tempo, não seja inferior a um estado de carga mínimo permitido (\underline{SOC}) e não deve ser superior ao estado de carga máximo (\overline{SOC}), ou seja:

$$\underline{SOC} \leq SOC(t) \leq \overline{SOC}. \quad (5.12)$$

Esta estratégia é utilizada para garantir que o banco de baterias não seja submetido a descargas severas, que por sua vez tem relação direta com a vida útil do banco, como abordado no próximo tópico.

- **Profundidade de Descarga (DoD)**

De modo similar é definida a profundidade de descarga (DoD, do inglês *Depth Of Discharge*), como sendo a quantidade de carga, em porcentagem, extraída de uma bateria totalmente carregada. O DoD pode ser utilizado como um método alternativo para indicar o estado de carga da bateria em um dado instante de tempo. Desta forma tem-se (TAZVINGA et al., 2015):

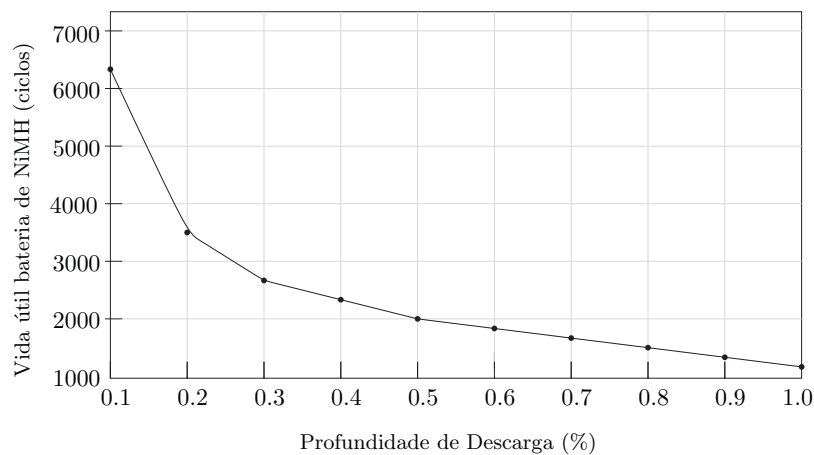
$$DoD(t) = \frac{\int_0^t i_b(\tau) d\tau}{C_{ah}} \times 100\% \quad (5.13)$$

Ou:

$$DoD(t) = 1 - SOC(t) \quad (5.14)$$

Em algumas tecnologias de baterias, como as de chumbo-ácido e NiMH (níquel metal híbrido), existe uma correlação entre a profundidade de descarga e sua vida útil. Trabalhos como (GUENA; LEBLANC, 2006) e (ZHOU et al., 2016) mostraram que quando uma bateria é submetida a descargas profundas elevadas há uma redução considerável em sua vida útil. Um exemplo desta correlação é mostrado na Figura 30.

FIGURA 30 – CORRELAÇÃO ENTRE DoD e VIDA ÚTIL DA BATERIA



FONTE: ADAPTADO DE (ENERGY, 2016).

É importante ressaltar que, por ter relação direta com a vida útil da bateria, a DoD máxima que é aplicada no banco de baterias presente em microrredes isoladas é um valor definido em projeto, pois desta forma fica possível estimar a longevidade do banco de baterias na microrrede.

- **Estado de Vida (SOH)**

Outra característica importante para análise da vida útil de uma bateria é seu estado de vida (SOH, do inglês *State of Health*). Esta característica avalia a condição geral de uma bateria e sua capacidade de fornecer o desempenho especificado em comparação com suas condições ideais (MURNANE; GHAZEL, 2017). A redução do estado de vida leva em conta fatores como: aceitação de carga, resistência interna, tensão e autodescarga.

Pode-se dizer que o SOH é uma medida da capacidade de longo prazo da bateria e fornece uma indicação, não uma medição absoluta, de quanto da sua capacidade nominal de armazenamento foi consumida e quanto ainda resta, em porcentagem (RIFFONNEAU et al., 2011) e (MURNANE; GHAZEL, 2017). Desta forma, seu valor pode ser dado por:

$$SOH(t) = \frac{C_{max}(t)}{C_{nom}} \times 100\% \quad (5.15)$$

Em que, $C_{max}(t)$ é a capacidade máxima de liberação da bateria que é diferente da capacidade nominal. Para uma bateria recém usada, C_{nom} e $C_{max}(t)$ possuem valores muito próximos e a medida que a bateria vai sendo utilizada, sua capacidade máxima de liberação vai reduzindo devido a diversos fatores como, quantidades de ciclos realizadas, profundidade de descarga aplicada no banco, variação do estado de carga, entre outros. Contudo, Riffonneau (2011) apresentou um modelo

mais simplificado, em que a capacidade máxima de armazenamento da bateria pode variar com o tempo da seguinte forma:

$$C_{max}(t) = C_{max}(t - \Delta t) - \Delta C_{max}(t) \quad (5.16)$$

Onde $\Delta C_{max}(t)$ é considerado um parâmetro de perdas da capacidade máxima da bateria e é dado por (5.17).

$$\Delta C_{max}(t) = C_{nom} Z |SOC(t - \Delta t) - SOC(t)| \quad (5.17)$$

Onde Z é o coeficiente de envelhecimento linear, que para as baterias de chumbo ácido possui valor de 3×10^{-4} (LEMAIRE-POTTEAU et al., 2008).

5.2.1.3 Modelo de custo para vida útil da bateria

A incerteza associada ao tempo de vida útil esperado das baterias usadas em MHI torna as estimativas de custo de energia dos sistemas incertas, já que os custos com sistemas de armazenamento são uma das despesas mais significativas em uma microrrede híbrida (NETO et al., 2017). Por isto, modelar as características da vida útil dos bancos de baterias é essencial para otimizar o gerenciamento de microrredes isoladas (ACHAIBOU et al., 2008; RIFFONNEAU et al., 2011).

Vários métodos podem ser utilizados para calcular o consumo ao longo da vida da bateria, como por exemplo, o método de contagem de ciclos e o de taxa de transferência ampère-hora (*Ah-throughput*), que será o método utilizado neste trabalho para avaliar o consumo de vida útil da bateria. Este método pressupõe que o rendimento total ao longo do tempo de vida de um banco de baterias (λ_L), obtido principalmente da curva (DoD \times ciclos até falha) fornecida pelo fabricante (BINDNER et al., 2005), e é expresso da seguinte forma (5.18):

$$\lambda_L = \overline{DoD} \cdot C_{nom} \cdot \text{ciclos} \quad (5.18)$$

em que, \overline{DoD} é a profundidade de descarga máxima que o banco de baterias pode ser submetido (este é um parâmetro definido no projeto do banco de baterias), C_{nom} é a capacidade nominal do banco de baterias e *ciclos* representa o número de ciclos até a falha que a bateria pode realizar para o DoD definido (obtido da curva DoD vs. ciclos até falha fornecida pelo fabricante da bateria). Ou seja, o desgaste da bateria é determinado principalmente pela quantidade de ciclos que a bateria realiza, sendo que, a mesma completa um ciclo quando é carregada e descarregada uma vez. Em um sistema baseado em geração fotovoltaica, por exemplo, as baterias são carregadas durante o dia e descarregadas à noite e esse processo corresponde a um ciclo (TAZVINGA et al., 2015).

A partir disto, pode ser definido o custo de desgaste da bateria (C_{bw}), R\$, que é expresso por:

$$C_{bw} = \frac{C_b}{\lambda_L} \quad (5.19)$$

em , C_b é o custo do banco de baterias.

Portanto, toda vez que o banco de baterias for submetido a processos de carga ou descarga haverá um custo, que é associado a degradação do mesmo e a redução na vida útil do banco de baterias. Desta forma, o custo associado a operação do banco de baterias pela microrrede em cada instante t será dado por:

$$F_{BB}(P_{BB}(t)) = C_{bw}|P_{BB}(t)|, \quad (5.20)$$

5.3 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os principais aspectos referentes recursos energéticos auxiliares (geradores à diesel e bancos de baterias), que compõem juntos com os sistema de geração fotovoltaica e eólico, os recursos energéticos distribuídos mais utilizados em microrredes isoladas, além de também compor a microrrede tratada neste trabalho. Foram destacados ainda neste capítulo a importância destes recursos energéticos auxiliares para o contexto de microrredes isoladas e o desenvolvimento da função de custo para ambos os recursos. Estas funções de custo são de extrema importância para o desenvolvimento do a programação da operação de microrredes, com estes recursos, pois elas se unirão aos modelos matemáticos de custo estocástico desenvolvidos para as fontes eólica e fotovoltaica para compor a formulação matemática proposta para a programação da operação de um dia a frente apresentada no capítulo seguinte.

6 FORMULAÇÃO PROPOSTA PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE UM DIA A FRENTE DE MICRORREDES ISOLADAS

Os elementos que compõem a estrutura de microrredes isoladas considerada nesta dissertação já foram tratados em capítulos anteriores, onde observou-se que a maioria das microrredes que operam isoladas são equipadas com geração baseada em fontes renováveis, sistemas de armazenamento e geração de *backup*, para proporcionar uma operação confiável da microrrede.

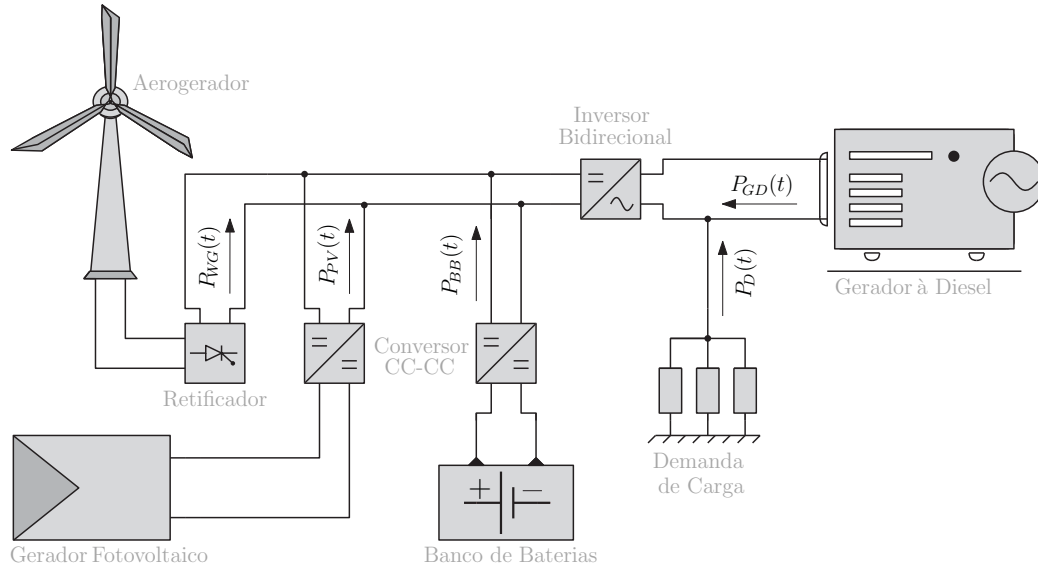
Posto isto, neste capítulo é apresentada a formulação do problema de otimização que trata da programação da operação de um dia a frente de microrredes isoladas e são compostas com geradores eólico e solar fotovoltaico, como fontes renováveis, bancos de baterias como sistemas de armazenamento e geradores à diesel como fonte de *backup*.

O capítulo está dividido em duas temáticas principais, onde primeiramente é apresentada a formulação proposta para a programação da operação em MHI's e posteriormente é apresentado os principais conceitos referentes a técnica escolhida para resolução da formulação proposta.

6.1 Função Objetivo

Antes de apresentar a formulação proposta é importante definir e apresentar a convenção de sinais adotada para o fluxo potência ativa entre os elementos que compõe a estrutura de microrredes tratada nesta dissertação. A Figura 31 ilustra estas convenções de sinais adotados para este trabalho.

FIGURA 31 – CONVENÇÃO DE SINAIS PARA O FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA



FONTE: O autor (2020)

A formulação proposta nesta dissertação é geral o suficiente para ser aplicada no planejamento energético de um dia à frente de microrredes que operem isoladas e sejam constituídas por alimentadores de pequena extensão, SFV's, SGE's, gerador à diesel e sistemas de armazenamento baseados em banco de baterias. E tem como objetivo determinar a programação ótima da operação, em termos de potência ativa, que deverá ser adotada por cada recurso energético distribuído para o atendimento de uma demanda carga pré-estabelecida, levando em conta a redução dos custos de geração, preservação da vida útil do banco de baterias e a estocasticidade inerente a geração de potência através das fontes intermitentes que compõem a microrrede. Por levar em consideração apenas a programação da potência ativa dos recursos energéticos existentes, a formulação proposta é mais adequada para microrredes que apresentam baixo consumo de potência reativa, que é o caso de microrredes com perfil de consumo tipicamente residencial, com cargas operando próximo ao fator de potência unitário, como é o caso do sistema teste adotado nesta dissertação.

A programação da operação proposta é discretizada em 24 pontos, um para cada hora do dia seguinte e desta forma, a função objetivo que se adéqua ao contexto apresentado é dada por:

$$\min \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{n=1}^{N_{PV}} F_{PV}^n (P_{PVp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} F_{WG}^n (P_{WGp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{GD}} F_{GD}^n (P_{GD}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{BB}} F_{BB}^n (P_{BB}^n(t)) \right] + \min \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{n=1}^{N_{PV}} F_{E_{pv}}^n (P_{PVp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} F_{E_{wg}}^n (P_{WGp}^n(t)) \right] \quad (6.1)$$

em que:

- F_{PV}^n representa o custo associado ao $n - \text{ésimo}$ SFV, de um total de N_{PV} SFV's e dado pela equação (3.33);
- F_{WG}^n representa o custo associado ao $n - \text{ésimo}$ SGE, de um total de N_{WG} SGE's e dado pela equação (4.21);
- F_{GD}^n representa o custo associado ao $n - \text{ésimo}$ SGD, de um total de N_{GD} SGD's e dado pela equação (5.7);
- F_{BB}^n representa o custo associado ao $n - \text{ésimo}$ BB, de um total de N_{BB} BB's e dado pela equação (5.20).

Ainda, no que diz respeito a estratégias de operação da microrrede, a função objetivo proposta incorpora dois termos na função objetivo, associados a uma possível prioridade de geração entre as fontes intermitentes, em situações envolvendo, por exemplo, uma alta capacidade de geração eólica e solar, porém com impossibilidade de armazenamento do excedente no banco de baterias. Caso não se deseje adotar esta estratégia, basta anular os respectivos coeficientes associados a estes termos da função objetivo.

Desta forma, em situações onde ambas as fontes intermitentes possuírem boas condições para a geração de potência, pode-se estabelecer uma priorização de uma fonte intermitente, em relação a outra. Os termos que incorporam estas características na função objetivo estão representados por $F_{E_{pv}}^n (P_{PVp}^n(t))$ e $F_{E_{wg}}^n (P_{WGp}^n(t))$, em que:

- $F_{E_{pv}}^n$ representa grau de prioridade associado ao $n - \text{ésimo}$ SFV, de um total de N_{PV} SFV's, sendo dado pela seguinte equação:

$$F_{E_{pv}}^n = l_{pv}^n P_{PVp}^n(t) \quad (6.2)$$

onde:

l_{pv}^n representa o grau associado a priorização do $n - \text{ésimo}$ SFV.

- $F_{E_{wg}}^n$ representa o grau de prioridade associado ao $n - \text{ésimo}$ SGE, de um total de N_{WG} SGE's, sendo dado pela seguinte equação:

$$F_{E_{wg}}^n = l_{wg}^n P_{WGp}^n(t) \quad (6.3)$$

onde:

l_{wg}^n representa o grau associado a priorização do $n - \text{ésimo}$ SGE.

6.2 Restrições para a Formulação Proposta

No que tange a otimização de sistemas, a solução de um problema ocorre no sentido de otimizar algum critério de decisão, no caso aqui apresentado, os custos de geração e a maximização da vida útil do banco de baterias. E em geral, as decisões a serem tomadas estão sujeitas a um conjunto de restrições que formulam o problema físico, pois nem todas as soluções obtidas para o problema são aceitáveis no problema real. Desta forma, a função objetivo formulada para o problema proposto neste trabalho (equação (6.15)) deve atender as restrições que serão apresentadas a seguir.

6.2.1 Balanço de potência ativa nos barramentos

Uma vez que a proposta para a programação da operação de um dia a frente é desenvolvida para microrredes que operam isoladas e, na maioria dos casos, estas microrredes possuem alimentadores de pequena extensão, as perdas de potência entre os ramos podem ser desconsideradas e desta forma as equações que determinam o balanço de potência adotado entre os ramos da microrrede pode ser dado por:

$$\sum_{n=1}^{N_{PV}} P_{PV_p}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} P_{WG_p}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{GD}} P_{GD}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{BB}} P_{BB}^n(t) - \sum_{n=1}^{N_{PD}} P_D^n(t) = 0 \quad (6.4)$$

em que:

- $P_{PV_p}^n(t)$ representa a potência ativa planejada para o n – *ésimo* SFV, no instante t ;
- $P_{WG_p}^n(t)$ representa a potência ativa planejada para o n – *ésimo* SGE, no instante t ;
- $P_{GD}^n(t)$ representa a potência ativa planejada para o n – *ésimo* SGD, no instante t ;
- $P_{BB}^n(t)$ representa a potência ativa planejada para o n – *ésimo* BB, no instante t ;
- $P_D^n(t)$ representa a potência ativa demandada para o n – *ésimo* conjunto de cargas da microrrede, no instante t .

6.2.2 Degradação do sistema de armazenamento

A equação associada a preservação da vida útil dos sistemas de armazenamento já foi apresentada na seção 5.2.1.2. E conseqüentemente é dada por:

$$\underline{SOC}^n(t) \leq SOC^n(t) \leq \overline{SOC}^n(t) \quad (6.5)$$

em que:

- $SOC^n(t)$ é o estado de carga para o instante t do $n - \text{ésimo}$ banco de baterias e dado por:

$$SOC^n(t) = SOC^n(t-1) - \alpha(P_{BB}^n(t-1) + (1 - \eta_b)|P_{BB}^n(t-1)|) \quad (6.6)$$

- $\underline{SOC}^n(t)$ o estado de carga mínimo do $n - \text{ésimo}$ banco de baterias e dado por:

$$\underline{SOC}^n(t) = 1 - \overline{DoD} \quad (6.7)$$

- $\overline{SOC}^n(t)$ o estado de carga máximo do $n - \text{ésimo}$ banco de baterias que normalmente é adotado igual 1, representando a carga máxima do banco baterias

Além destas restrições é atribuído na formulação proposta, que no final de um dia de operação da microrrede o estado de carga do banco de baterias seja igual ao valor do estado de cargas inicial do dia de operação, ou seja:

$$SOC_{inicial} = SOC_{final} \quad (6.8)$$

em que:

- $SOC_{inicial}$ é o estado de cargas inicial do banco de baterias para o dia em que deseja-se realizar a programação da operação da microrrede;
- SOC_{final} é o estado de cargas final do banco de baterias para o dia em que deseja-se realizar a programação da operação da microrrede.

Esta restrição é utilizada, para garantir que o banco de baterias possua condições de operacionalidade iguais a cada dia em que se realize a programação da operação da microrrede.

6.2.3 Limites de potência dos geradores

Os RED's que compõe uma microrrede estão sujeitos a limites máximos e mínimos de potência, que são dados por:

1. Geradores Fotovoltaicos

$$\underline{P}_{PV}^n(t) \leq P_{PVp}^n(t) \leq \overline{P}_{PV}^n(t) \quad (6.9)$$

em que: $\underline{P}_{PV}^n(t)$ e $\overline{P}_{PV}^n(t)$ são os os limites mínimos e máximos de potência respectivamente, do $n - \text{ésimo}$ SFV no instante t .

2. Geradores Eólicos

$$\underline{P_{WG}^n(t)} \leq P_{WGp}^n(t) \leq \overline{P_{WG}^n(t)} \quad (6.10)$$

em que: $\underline{P_{WG}^n(t)}$ e $\overline{P_{WG}^n(t)}$ são os os limites mínimos e máximos de potência respectivamente, do $n - \text{ésimo}$ SGE no instante t .

3. Geradores à Diesel

$$\underline{P_{GD}^n} \leq P_{GD}^n(t) \leq \overline{P_{GD}^n} \quad (6.11)$$

em que: $\underline{P_{GD}^n}$ e $\overline{P_{GD}^n}$ são os os limites mínimos e máximos de potência respectivamente, do $n - \text{ésimo}$ SGD.

4. Banco de Baterias

$$\underline{P_{BB}^n(t)} \leq P_{BB}^n(t) \leq \overline{P_{BB}^n(t)} \quad (6.12)$$

em que:

$\underline{P_{BB}^n(t)}$ é o limite mínimo de potência ativa que pode fluir pelo $n - \text{ésimo}$ BB, e pelo inversor do mesmo, no instante t e é dado por:

$$\underline{P_{BB}^n(t)} = - \left(\frac{SOC(t) - \overline{SOC^n(t)}}{\alpha \eta_b} \right) \quad (6.13)$$

$\overline{P_{BB}^n(t)}$ é o limite máximo de potência ativa que pode fluir pelo $n - \text{ésimo}$ BB, e pelo inversor do mesmo, no instante t e é dado por:

$$\overline{P_{BB}^n(t)} = \left(\frac{SOC(t) - \underline{SOC^n(t)}}{\alpha(2 - \eta_b)} \right) \quad (6.14)$$

6.3 Formulação Completa do Planejamento Energético Proposto

Posto estas restrições a formulação completa para a programação da operação de um dia a frente proposto é dado por:

$$\begin{aligned} \min \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{n=1}^{N_{PV}} F_{PV}^n(P_{PVp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} F_{WG}^n(P_{WGp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{GD}} F_{GD}^n(P_{GD}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{BB}} F_{BB}^n(P_{BB}^n(t)) \right] + \\ \min \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{n=1}^{N_{PV}} l_{pv}^n P_{PVp}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} l_{wg}^n P_{WGp}^n(t) \right] \end{aligned} \quad (6.15)$$

sujeito a:

$$\sum_{n=1}^{N_{PV}} P_{PVp}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} P_{WGp}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{GD}} P_{GD}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{BB}} P_{BB}^n(t) - \sum_{n=1}^{N_{PD}} P_D^n(t) = 0 \quad (6.16)$$

$$\underline{P_{PV}^n(t)} \leq P_{PVp}^n(t) \leq \overline{P_{PV}^n(t)} \quad (6.17)$$

$$\underline{P_{WG}^n(t)} \leq P_{WGp}^n(t) \leq \overline{P_{WG}^n(t)} \quad (6.18)$$

$$\underline{P_{GD}^n} \leq P_{GD}^n(t) \leq \overline{P_{GD}^n} \quad (6.19)$$

$$-\left(\frac{SOC(t) - \overline{SOC^n(t)}}{\alpha\eta_b}\right) \leq P_{BB}^n(t) \leq \left(\frac{SOC(t) - \overline{SOC^n(t)}}{\alpha(2 - \eta_b)}\right) \quad (6.20)$$

$$(1 - \overline{DoD}) \leq SOC^n(t - 1) - \alpha(P_{BB}^n(t - 1) + (1 - \eta_b)|P_{BB}^n(t - 1)|) \leq 1 \quad (6.21)$$

$$SOC_{inicial} = SOC_{final} \quad (6.22)$$

A resolução numérica de problemas de FPO pode ser realizada através da aplicação de diversas técnicas como por exemplo: programação linear (JIANG et al., 2013), programação não-linear (ENOKIDO; TAKIZAWA, 2012), programação estocástica (KHORRAMDEL; RAOOFAT, 2012) e técnicas de otimização heurísticas (BORHANAZAD et al., 2014), como os algoritmos evolutivos (AEs). Entre os AEs, a Evolução Diferencial (ED) vem ganhando destaque devido à sua capacidade de buscar uma solução ótima global (PRICE et al., 2006). Além disso, alguns trabalhos apontam que a ED é mais simples, mais eficiente e robusta do que outros AEs, como discutido em (VESTERSTROM; THOMSEN, 2004). Por isto, propõe-se solucionar a formulação proposta via algoritmo de evolução diferencial. Alguns conceitos fundamentais da ED serão apresentados na próxima seção.

6.4 Evolução Diferencial

A evolução diferencial (ED) é uma técnica de busca evolutiva simples e eficiente proposta por Kenneth V. Price em 1996 para resolver problemas de otimização em espaço contínuo, que tem sido amplamente aplicada em muitos campos científicos e de engenharia. Ela pode ser descrita como uma população de N_p indivíduos ao longo de g_{max} gerações para selecionar o melhor indivíduo de acordo com sua performance medida através da função objetivo $f(\cdot)$.

Em um algoritmo de ED, cada indivíduo é representado por um vetor de tamanho D , que contem os parâmetros que formam as possíveis soluções para o problema considerado. A população evolui ao longo de uma quantidade de gerações pré-determinada (g_{max}) e, a cada geração, o numero de indivíduos permanece constante. Matematicamente os indivíduos são representados da seguinte forma:

$$\mathbf{x}_{i,g} = (x_{j,i,g}) \quad (6.23)$$

em que:

$\mathbf{x}_{i,g}$ representa um indivíduo i para uma população da geração g ;

$i = 1, \dots, N_p$: representa o índice do indivíduo dentro da população;

$g = 0, 1, \dots, g_{max}$: indica a geração à qual o indivíduo pertence;

$j = 1, \dots, D$: são os índices dos parâmetros do problema considerado.

Então, o vetor $\mathbf{x}_{i,0}$ representa os indivíduos que compõem a população inicial, geralmente inicializada aleatoriamente. No decorrer de cada geração g , os indivíduos passam pelos processos de mutação, cruzamento e seleção, para gerar novas soluções candidatas. Este ciclo se repete até que $g = g_{max}$, ou, outro critério de parada seja atendido.

6.4.1 Operadores da evolução diferencial

Na evolução diferencial os indivíduos passam por etapas, ou processos evolutivos, para gerar diversidade de indivíduos dentro de uma população e direcionar as soluções a um processo de convergência que leve a regiões próximos a solução ótima de um determinado problema. Estes processos são a mutação, o cruzamento e seleção, que serão tratados a seguir.

6.4.1.1 Mutação

Após a inicialização, a ED aplica a operação de mutação para gerar um vetor mutante $\mathbf{v}_{i,g}$, que estará relacionado a cada um dos vetores $\mathbf{x}_{i,g}$, definidos como vetores alvo. Na mutação é feita a adição da diferença ponderada entre dois indivíduos aleatórios da população a um terceiro indivíduo, gerando o vetor mutante. Esta operação é representada matematicamente da seguinte forma:

$$\mathbf{v}_{i,g} = \mathbf{x}_{r0,g} + F(\mathbf{x}_{r1,g} - \mathbf{x}_{r2,g}) \quad (6.24)$$

em que:

$\mathbf{v}_{i,g}$: é o vetor mutante;

F : é o fator de mutação, que é um número real positivo que controla a taxa com que a população evolui;

$\mathbf{x}_{r0,g}$: é o vetor base;

$\mathbf{x}_{r1,g}$ e $\mathbf{x}_{r2,g}$: representam dois indivíduos $r1$ e $r2$ escolhidos aleatoriamente dentro de uma população, sendo que o resultado de $(\mathbf{x}_{r1,g} - \mathbf{x}_{r2,g})$ é chamado vetor diferença.

Na equação (6.24) o índice do vetor base, $r0$, pode ser selecionado de várias maneiras, sendo mais comum efetuar uma escolha aleatória (*rand*), como apresentado em (6.24), ou utilizar o melhor indivíduo encontrado até a geração corrente (*best*), como apresentado na equação (6.25).

$$\mathbf{v}_{i,g} = \mathbf{x}_{best} + F(\mathbf{x}_{r1,g} - \mathbf{x}_{r2,g}) \quad (6.25)$$

Uma outra forma de realizar a operação de mutação é utilizar dois vetores diferença conforme apresentado em (6.26) e (6.27).

$$\mathbf{v}_{i,g} = \mathbf{x}_{r0,g} + F(\mathbf{x}_{r1,g} - \mathbf{x}_{r2,g}) + F(\mathbf{x}_{r3,g} - \mathbf{x}_{r4,g}) \quad (6.26)$$

$$\mathbf{v}_{i,g} = \mathbf{x}_{best} + F(\mathbf{x}_{r1,g} - \mathbf{x}_{r2,g}) + F(\mathbf{x}_{r3,g} - \mathbf{x}_{r4,g}) \quad (6.27)$$

6.4.1.2 Cruzamento

Para aumentar a diversidade potencial da população, é realizada a operação de cruzamento logo em sequência a operação de mutação. No cruzamento, cada vetor alvo é cruzado com seu respectivo vetor mutante para criar um vetor tentativa de acordo com a seguinte equação:

$$\mathbf{u}_{i,g} = u_{j,i,g} = \begin{cases} v_{j,i,g} & \text{se } rand_j(0, 1) \leq Cr \\ x_{j,i,g} & \text{se } rand_j(0, 1) > Cr \end{cases} \quad (6.28)$$

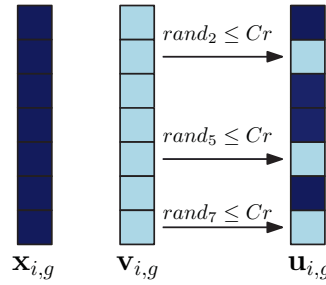
em que:

$\mathbf{u}_{i,g}$: é o vetor tentativa;

Cr : é a constante de cruzamento, $Cr \in [0, 1]$, que é um parâmetro que controla a proporção de componentes que passarão do vetor mutante para o vetor tentativa.

Para cada parâmetro do vetor tentativa, $\mathbf{u}_{i,g}$, é gerado um número aleatório $rand_j$ que irá determinar se $\mathbf{u}_{i,g}$ receberá o j -ésimo parâmetro do vetor mutante, $\mathbf{v}_{i,g}$, ou do vetor alvo, $\mathbf{x}_{i,g}$. Este tipo de cruzamento apresentado na equação (6.28) é conhecido como binomial (Figura 32), entretanto existe outra abordagem para cruzamento, conhecida como cruzamento exponencial, que pode ser vista em detalhes em (PRICE et al., 2006).

FIGURA 32 – EXEMPLO PARA CRUZAMENTO BINOMIAL



FONTE: ADAPTADO DE (BRANDÃO et al., 2014)

6.4.1.3 Seleção

A seleção é etapa responsável por eleger a melhor solução, através do processo de escolha dos melhores indivíduos gerados, para compor os N_p indivíduos de cada nova geração. Ela é feita avaliando se o vetor tentativa, $\mathbf{u}_{i,g}$, possui um valor de função objetivo menor ou igual que o de seu vetor alvo, $\mathbf{v}_{i,g}$. Caso esta condição seja verdadeira, ele substitui o vetor de alvo na próxima geração. Caso contrário, o vetor alvo mantém seu lugar na população por pelo menos mais uma geração. Estas operações estão representadas matematicamente na equação abaixo.

$$\mathbf{x}_{i,g+1} = \begin{cases} \mathbf{u}_{i,g} & \text{se } f(\mathbf{u}_{i,g}) \leq f(\mathbf{x}_{i,g}) \\ \mathbf{x}_{i,g} & \text{se } f(\mathbf{u}_{i,g}) > f(\mathbf{x}_{i,g}) \end{cases} \quad (6.29)$$

em que:

$\mathbf{u}_{i,g}$ é o vetor tentativa;

$\mathbf{x}_{i,g}$ é o vetor alvo.

6.4.2 Estratégias para operação da ED

Cada maneira de realizar a mutação e o cruzamento configura uma estratégia da ED. As diversas estratégias são representadas pela notação ED/ $w/q/z$, onde: w representa o vetor base; q é a quantidade de vetores diferença; e z indica o tipo de cruzamento (PRICE, 1996). Por exemplo, a mutação apresentada em (6.24) combinada com o cruzamento binomial formam a estratégia ED/ $rand/1/bin$, também conhecida como estratégia clássica. As demais possibilidades de estratégias abordadas até aqui estão apresentadas na Tabela 5, em que para este trabalho será utilizada a estratégia ED/ $best/2/bin$.

TABELA 5 – ESTRATÉGIAS DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

Vetor Base	Vetores Diferença	Cruzamento	Notação
Aleatório	1	Binomial	ED/rand/1/bin
<i>Best</i>	1	Binomial	ED/best/1/bin
Aleatório	2	Binomial	ED/rand/2/bin
<i>Best</i>	2	Binomial	ED/best/2/bin
Aleatório	1	Exponencial	ED/rand/1/exp
<i>Best</i>	1	Exponencial	ED/best/1/exp
Aleatório	2	Exponencial	ED/rand/2/exp
<i>Best</i>	2	Exponencial	ED/best/2/exp

FONTE: O autor (2020)

6.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi apresentada a formulação proposta para a programação da operação de um dia a frente de microrredes isoladas compostas por geradores eólico e solar fotovoltaico, banco de baterias e geradores à diesel . Além disto foi apresentado conceitos básicos a respeito da técnica utilizada para resolver o problema proposto. Através da utilização de um sistema teste é possível aplicar a formulação proposta e posteriormente proceder com a resolução via evolução diferencial. Na seção seguinte são apresentados os principais resultados obtidos a partir da aplicação dos conceitos apresentados até aqui em uma MHI escolhida como sistema teste para este trabalho.

7 TESTES E RESULTADOS

Como explanado em capítulos anteriores, a proposta principal desta dissertação é resolver uma problema de otimização que determine a programação energética ideal de um dia a frente de microrredes que operem isoladas (MHI) e sejam compostas por aerogeradores, painéis fotovoltaicos, geradores à diesel e banco de baterias. Desta forma, este capítulo busca apresentar os principais resultados referentes a aplicação da formulação proposta em uma microrrede em operação no Nordeste do Brasil, que foi utilizada como sistema teste.

O capítulo está estruturado de forma tal que, primeiramente são apresentadas as informações do sistema teste utilizado e em seguida a estrutura das simulações realizadas. Por fim, são apresentados os resultados obtidos e as devidas discussões dos mesmos.

7.1 Descrição do Sistema Teste

O sistema teste utilizado para aplicação da formulação proposta foi uma microrrede que opera isolada, composta por painéis fotovoltaicos, aerogeradores, gerador à diesel e banco de baterias (OLIVEIRA et al., 2017a).

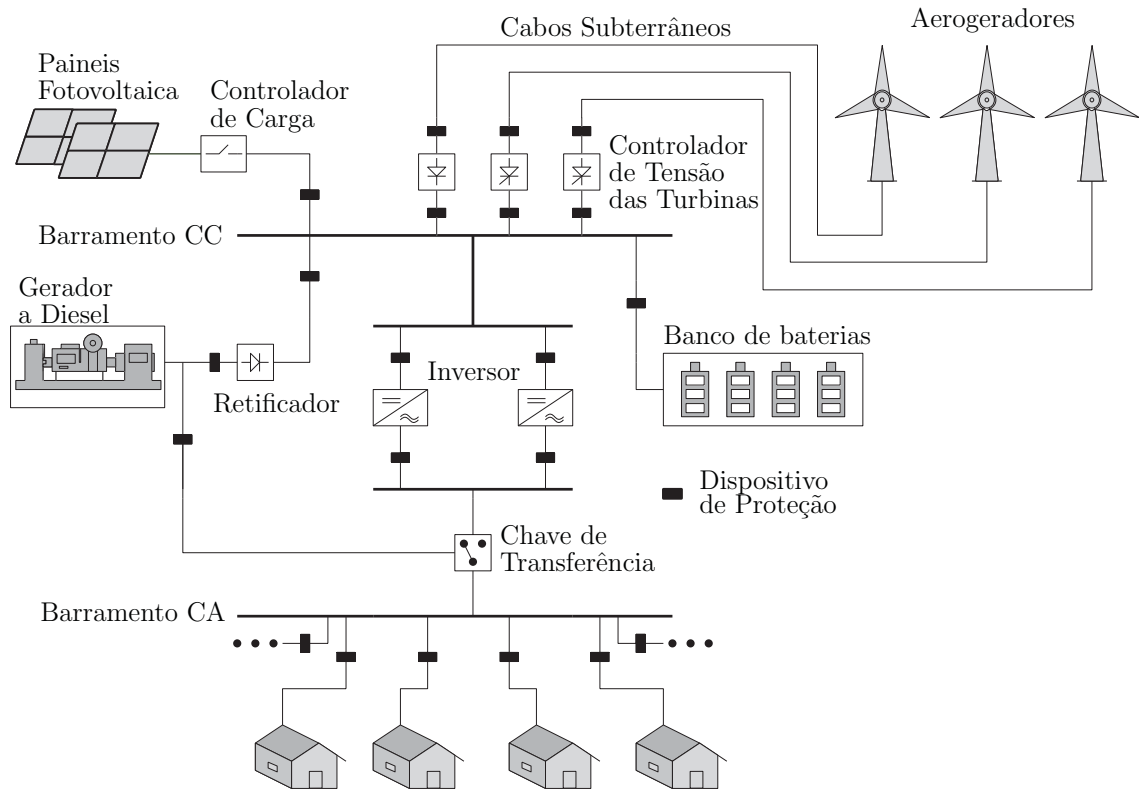
O sistema híbrido de geração eólico-solar, como é chamado, fica localizado na Ilha de Lençóis, no município de Curupuru - MA e teve o funcionamento estabelecido a partir do ano de 2008 atendendo durante as 24 horas do dia, uma comunidade com aproximadamente 90 residências e mais de 400 pessoas (RIBEIRO et al., 2010).

A Figura 33 ilustra o diagrama energético da MHI em estudo, onde pode-se observar as seguintes características:

- 1 sistema de geração solar fotovoltaica com capacidade de potência instalada de 21 kW;
- 1 sistema de geração eólica composta por 3 turbinas eólicas com capacidade de potência instalada de 7.5 kW cada;
- 1 gerador à diesel de 42 kW de potência nominal;
- 1 sistema de armazenamento, composto por banco de baterias eletroquímicas do tipo chumbo-ácido, com capacidade total de 316.8 kW na tensão de referência de 240 V;
- 1 barramento CC onde são conectadas todas as fontes de geração e armazenamento da microrrede;

- 1 barramento CA no qual estão conectados as cargas e o gerador à diesel;
- Equipamentos de proteção, inversores, controladores de carga e chave de transferência, completando os componentes principais da microrrede.

FIGURA 33 – DIAGRAMA ENERGÉTICO DA MICRORREDE DA ILHA DE LENÇÓIS



FONTE: ADAPTADO DE (MATOS, 2014).

O sistema de geração solar fotovoltaico da MHI da Ilha de Lençóis é composto por 162 módulos fotovoltaicos formando 9 *strings*, cada uma delas constituída por 18 módulos conectados em série. As principais especificações técnicas do modelo de painel fotovoltaico utilizado na MHI em estudo são apresentadas na Tabela 6.

TABELA 6 – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DE UM PAINEL SOLAR

Especificação	Valor
Potência de pico	130 W
Tensão no ponto de máxima potência	17.6 V
Corrente no ponto de máxima potência	7.39 A
Tensão de circuito aberto	21.9 V
Corrente de curto-circuito	8.02 A
Temperatura máxima de operação	47°C

O sistema de geração eólica da MHI da Ilha de Lençóis é composto por 3 aerogeradores, cada um com potência nominal de 7.5 kW, de modo que a potência máxima

fornecida por este sistema seja de 22.5 kW. As demais características técnicas referentes a estes aerogeradores estão apresentados na Tabela 7.

TABELA 7 – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DE UM AEROGERADOR

Especificação	Valor
Velocidade do vento para partida do rotor	3.1 m/s
Velocidade do vento para início de geração de potência	3.5 – 4.5 m/s
Velocidade do vento na potência nominal de saída	12.4 m/s
Velocidade do vento para interromper geração	15.7 m/s
Máxima velocidade de vento suportável	54 m/s
Diâmetro do rotor	7.0 m

O sistema de geração de *backup* da MHI da Ilha de Lençóis é composto por um gerador à diesel que serve tanto para alimentação direta da carga, quanto para alimentação do banco de baterias por meio de um retificador. As principais especificações técnicas estão apresentadas na Tabela 8.

TABELA 8 – ESPECIFICAÇÕES DO GERADOR À DIESEL

Especificação	Potência Nominal		Tensão Nominal		Consumo Típico	
	Aparente	Ativa	F-N	F-F	25%	100%
Valor	53 kVA	42 kW	220 V	380 V	5 l/h	13 l/h

O banco de baterias é formado por 120 baterias conectadas em 6 linhas paralelas, onde cada linha tem 20 baterias ligadas em série. As principais especificações técnicas referentes ao banco de baterias são mostradas na Tabela 9.

TABELA 9 – ESPECIFICAÇÕES DO BANCO DE BATERIAS

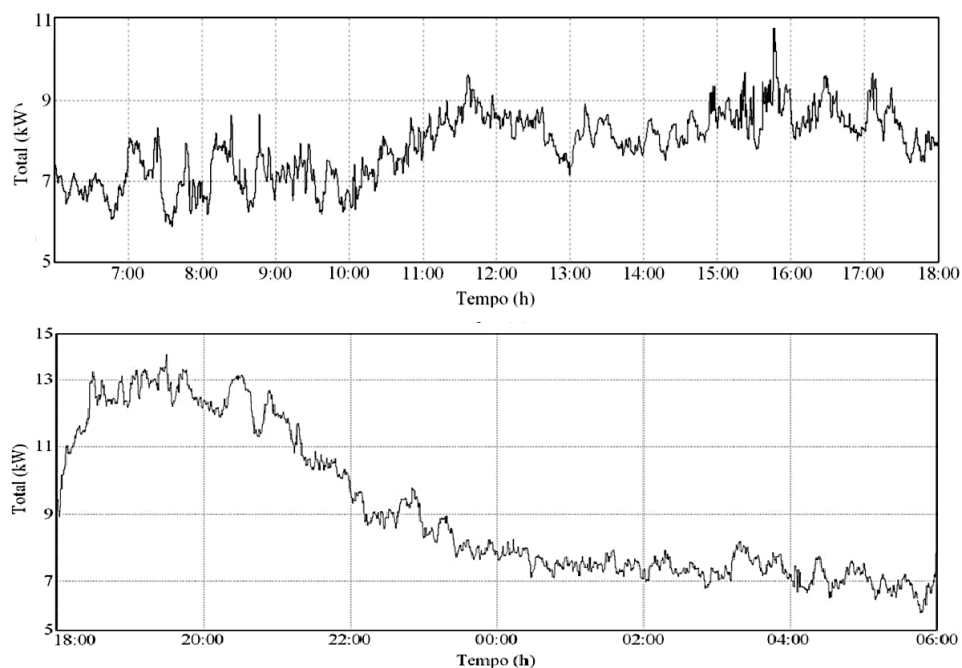
Especificação	Tensão Nominal	Capacidade Total	<i>DoD</i>	<i>SOC</i>	\overline{SOC}	η_b
Valor	240 V	316.8 kWh	30%	0.7	1.0	85%

Com a profundidade de descarga máxima do banco projetada para 30%, o banco de baterias pode fornecer no máximo 95 kWh (0.3×316.8). Isto significa dizer que para uma carga média de 10 kW (valor coerente com o perfil de demanda da microrrede), o banco de baterias tem autonomia de aproximadamente 9 horas. Esta estimativa de utilização do banco de baterias foi feita considerando seu pior caso de utilização, que seria o período da noite sem nenhuma geração proveniente dos aerogeradores.

A rede de distribuição de energia elétrica da MHI da Ilha de Lençóis é aérea, possui topologia radial, tensão nominal de 380 V entre fases e de 220 V de fase para neutro. O consumo máximo de potência não costuma ser maior do que 20 kW e menor do que 5

kW. No gráfico apresentado na Figura 34 tem-se o perfil típico de consumo de potência pela microrrede para um dia de funcionamento (OLIVEIRA et al., 2017a). É importante destacar que apesar do perfil potência demandada pela microrrede apresentar um comportamento padrão, necessitando de níveis mais altos de potência no período da noite do que durante o dia, por exemplo, existem incertezas associadas a potência demandada pela microrrede, que por motivos de simplificação do problema, não foram tratadas aqui. Desta forma o perfil de consumo apresentado na Figura 34 será o utilizado para compor as simulações realizadas neste trabalho.

FIGURA 34 – POTÊNCIA DEMANDADA DE UM DIA TÍPICO DE FUNCIONAMENTO DA MICRORREDE



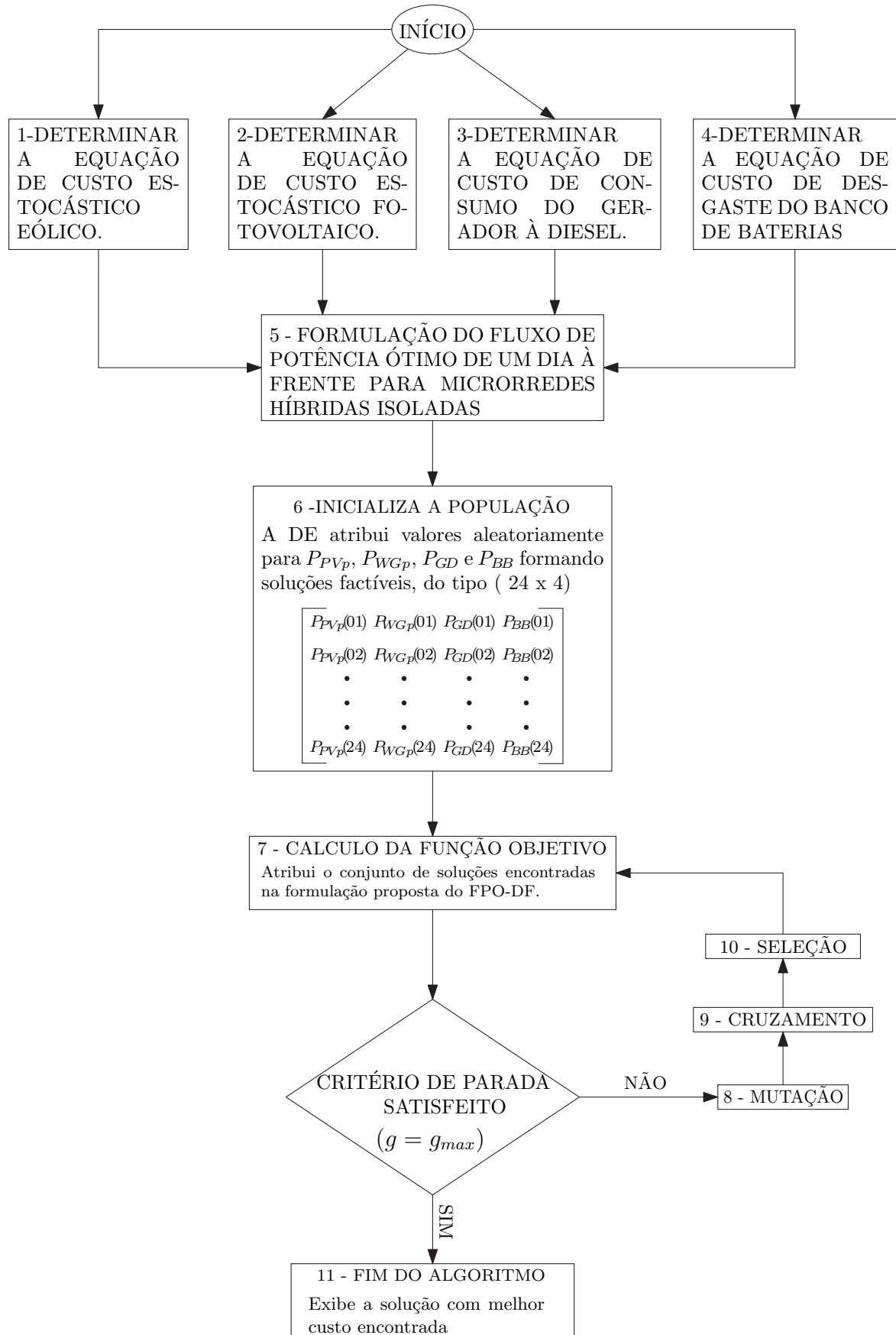
FONTE: O autor (2020).

Além destas características, a MHI da Ilha de Lençóis possui ramos de curta extensão, com queda de tensão entre a geração e a carga é de no máximo 0.28% e possui também cargas operando com um fator de potência próximo a 1 (OLIVEIRA et al., 2017a; MATOS, 2014). Esta característica permite uma adoção de modelo ideal o balanço de potência da microrrede, sem comprometer a acurácia os resultados obtidos.

7.2 Estrutura das Simulações Realizadas

A Figura 35 a apresenta resumidamente a sequência de etapas do algoritmo desenvolvido no software Matlab para aplicação planejamento energético na MHI de Lençóis, sendo que o computador utilizado para implementação do algoritmo, possui processador Intel Core i5 e 8 GB de RAM.

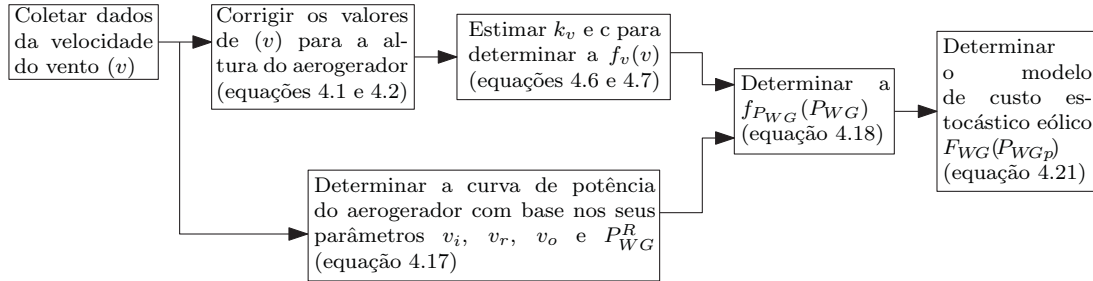
FIGURA 35 – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO UTILIZADO



FONTE: O autor (2020).

Para o bloco 1 apresentado na Figura 35, que refere-se a determinação da função custo estocástico eólico, a sequência de passos utilizadas é dada pela Figura 36:

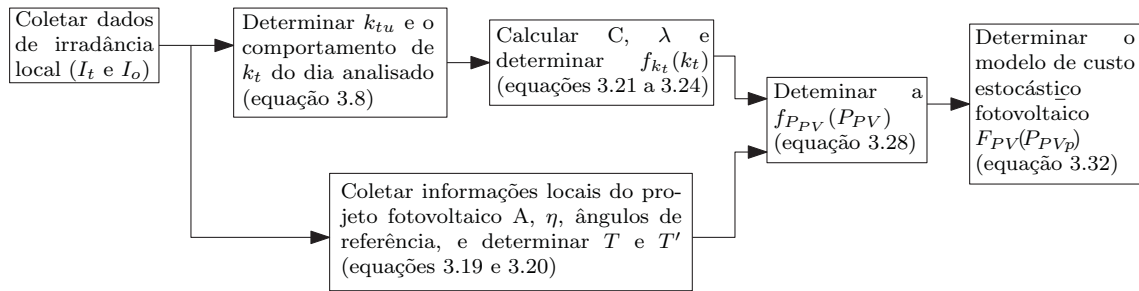
FIGURA 36 – FLUXOGRAMA DO CUSTO EÓLICO



FONTE: O autor (2020).

Para o bloco 2 apresentado na Figura 35, que refere-se a determinação da função custo estocástico fotovoltaico, a sequência de passos utilizadas é dada pela Figura 37:

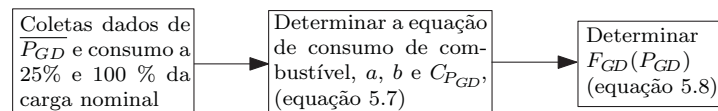
FIGURA 37 – FLUXOGRAMA DO CUSTO FOTOVOLTAICO



FONTE: O autor (2020).

Para o bloco 3 apresentado na Figura 35, que refere-se a determinação da função custo do gerador à diesel, a sequência de passos utilizadas é dada pela Figura 38:

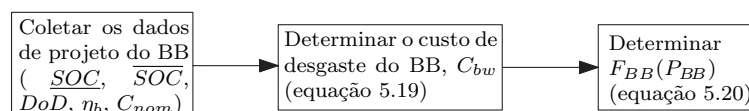
FIGURA 38 – FLUXOGRAMA DO CUSTO DO GERADOR À DIESEL



FONTE: O autor (2020).

Para o bloco 4 apresentado na Figura 35, que refere-se a determinação da função custo do banco de baterias, a sequência de passos utilizadas é dada pela Figura 39:

FIGURA 39 – FLUXOGRAMA DO CUSTO DO BANCO DE BATERIAS



FONTE: O autor (2020).

O problema de otimização proposto tem como parâmetros de entrada informações sobre radiação solar e padrão de velocidade do vento, estimadas para o dia sob análise, potência nominal das fontes de geração, informações referentes ao estado de carga e capacidade máxima do banco de baterias e, perfil de carga demandada pela microrrede.

Os parâmetros técnicos referentes a MHI de Lençóis foram apresentados na seção anterior. Já as condições climáticas referentes a irradiância solar e velocidade média do vento, para o dia em que deseja-se realizar a programação da operação da microrrede, foram definidas de acordo com a seguinte tabela:

TABELA 10 – CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO REALIZADOS

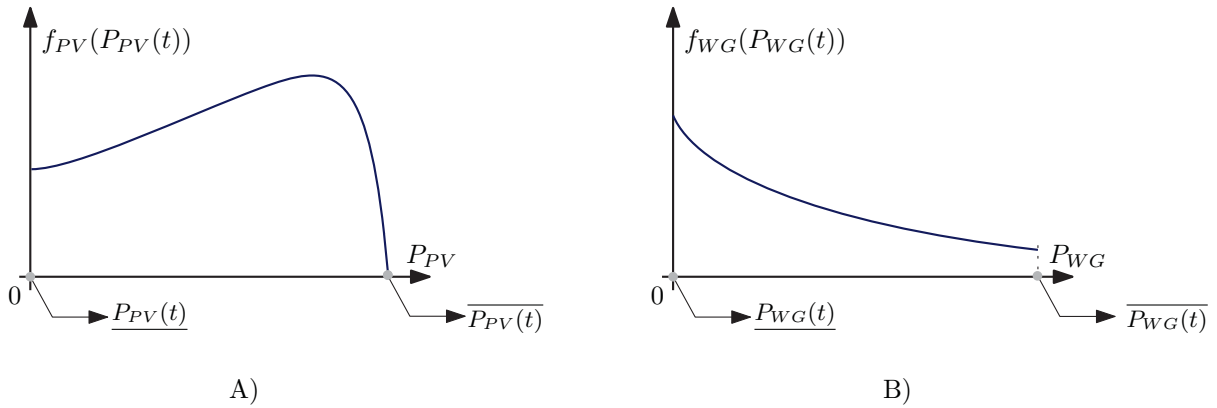
Cenário	Descrição	Característica	k_{tu}	$V_m^{max}(m/s)$
I	Dia típico de funcionamento	PV - Normal WG - Normal Carga - Normal	0.864	12.4
II	Dia intermediário: parcialmente nublado	PV - Médio WG - Médio Carga - Normal	0.432	10.4
III	Dia crítico: nublado/chuvoso	PV - Baixo WG - Baixo Carga - Normal	0.216	8.4
IV	SOC_{final} livre	PV - Normal WG - Normal Carga - Normal	0.864	12.4
V	SOC_{final} igual a 1	PV - Normal WG - Normal Carga - Normal	0.864	12.4

De acordo com a Tabela 10 observa-se que foram realizadas simulações para 6 cenários diferentes. Os três primeiros cenários referem-se a diferentes condições climáticas que afetam a capacidade de geração solar e eólica. Enquanto isso, os cenários IV e V dizem respeito a possibilidade do banco de baterias operar com estado de carga do final dia livre, ou totalmente carregada respectivamente. Informações mais detalhadas em relação a cada cenário proposto, serão apresentadas nas seções seguintes.

É importante ressaltar que para todos os cenários propostos o SFV e o SGE possuem uma capacidade de potência instalada iguais a 21 kW e 22.5 kW respectivamente. Entretanto, para a formulação proposta, a potência máxima a cada hora, tanto para o SFV ($P_{PVp}(t)$), quanto para o SGE ($P_{WGp}(t)$), são variáveis que dependem das condições climáticas e estas mudam ao longo do dia. Logo, os limites para $P_{PVp}(t)$ e $P_{WGp}(t)$ são determinados pela sua respectivas funções densidade de probabilidade $f_{PV}(P_{PV}(t))$ e $f_{WG}(P_{WG}(t))$, pois através destas é possível obter a probabilidade de ocorrência dos valores de $P_{PVp}(t)$ e $P_{WGp}(t)$ que podem ser gerados para cada hora do dia. A Figura 40 exemplifica uma f_{dp} para um intervalo de hora, t , evidenciando os pontos da curva

onde são determinados os limites potência de máximo e mínimo para ambas as fontes intermitentes.

FIGURA 40 – EXEMPLO DE f_{dp} PARA A POTÊNCIA ATIVA DE SAÍDA DAS FONTES INTERMITENTES a potência do SFV



FONTE: O autor (2020)

Outro ponto a se destacar é que as equações referentes ao custo linear dos modelos estocásticos fotovoltaico e eólico, foram considerados iguais a zero, para a implementação computacional da formulação proposta e além disto, os coeficientes de custos de priorização l_{pv} e l_{wg} foram considerados iguais, mantendo ambas as fontes intermitentes com o mesmo nível de prioridade.

A programação da operação é discretizada em 24 pontos, um para cada hora do dia. Para cada ponto de operação, tem-se como resultado os valores que devem ser despachados em termos de potência ativa pelo SFV, SGE e SGD e, ainda, a potência ativa entregue ou armazenada pelo BB. Desta forma, para resolver a formulação proposta é necessário determinar o valor de potência $P_k(t)$, com $k = \{PVp; WGp; GD; BB\}$ e $t = \{1, 2, \dots, 24\}$, que deve ser adotada por cada unidade k no instante t , a um menor custo possível. Para este problema, o elemento que configura a solução da ED é dado por, $\mathbf{x}_{i,g} = (x_{k,t,i,g})$, que representa a potência da unidade k no instante t , do indivíduo i , na geração g . Conseqüentemente, a representação matemática para o elemento solução da evolução diferencial aplicado no problema proposto é dado por:

$$\mathbf{x}_{i,g} = (x_{k,t,i,g}) = \begin{bmatrix} P_{PVp}(1)_{i,g} & P_{WGp}(1)_{i,g} & P_{GD}(1)_{i,g} & P_{BB}(1)_{i,g} \\ P_{PVp}(2)_{i,g} & P_{WGp}(2)_{i,g} & P_{GD}(2)_{i,g} & P_{BB}(2)_{i,g} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ P_{PVp}(24)_{i,g} & P_{WGp}(24)_{i,g} & P_{GD}(24)_{i,g} & P_{BB}(24)_{i,g} \end{bmatrix} \quad (7.1)$$

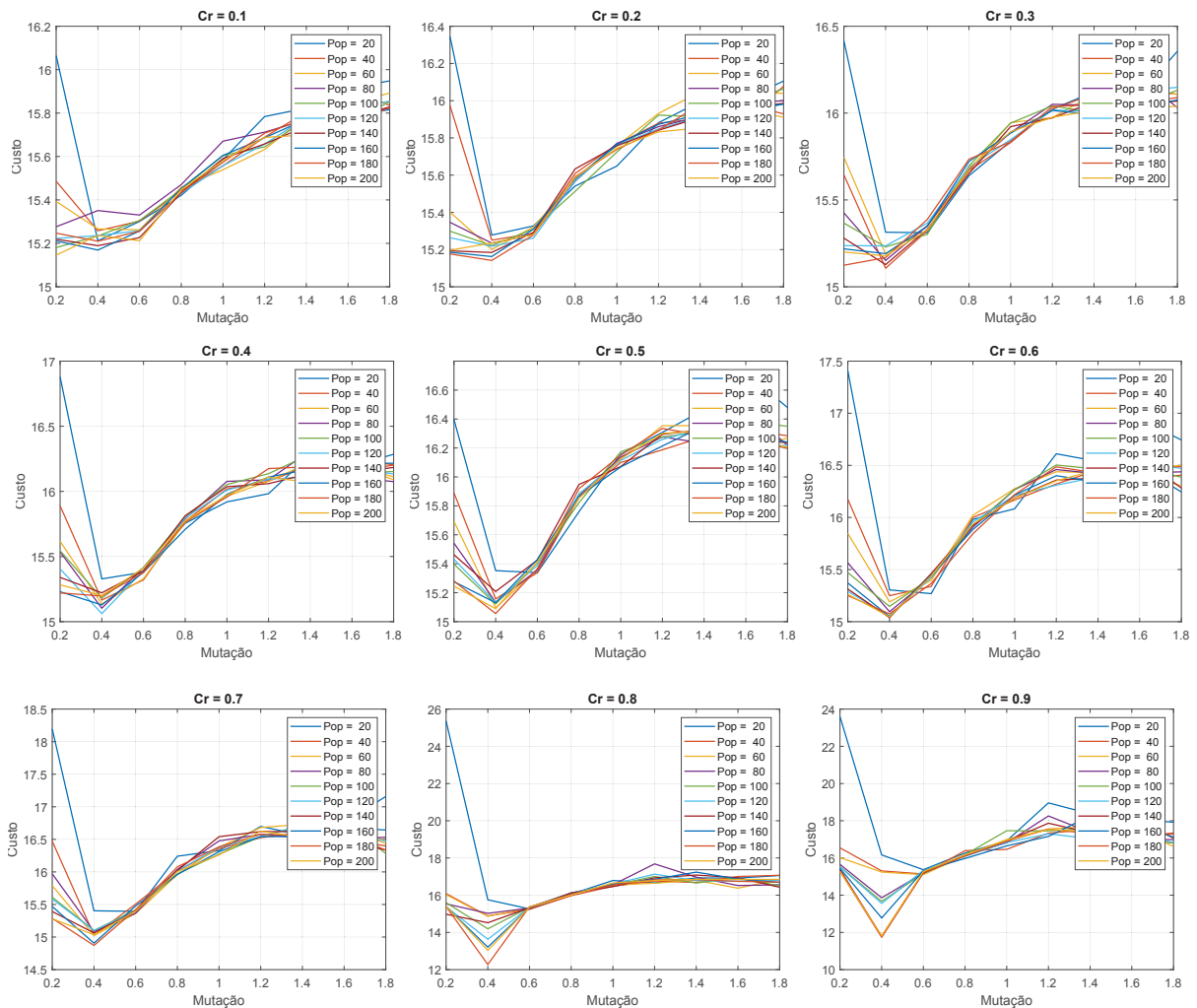
Para determinar a configuração mais adequada da ED para o problema proposto, foram realizados testes independentes variando os parâmetros da evolução diferencial

da seguinte forma:

- Tamanho da população (N_p): variado no intervalo [20, 200] com um passo de 20;
- Constante de cruzamento (C_r): variada no intervalo de [0.1, 0.9] com um passo de 0.1;
- Fator de mutação (F): variada no intervalo de [0.2, 1.8] com o passo de 0.2.

Todas os testes foram realizados para a estratégia ED/*best*/2/*bin*, com um g_{max} igual a 10000 gerações. O critério de análise da escolha dos parâmetros foi o custo total de operação da microrrede. Os resultados destas simulações estão presentes na Figura 41.

FIGURA 41 – VARREDURA DE COEFICIENTES PARA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL



FONTE: O autor (2020)

De acordo com os gráficos apresentados na Figura 41, dentre as 810 combinações possíveis para configuração da ED, a combinação dos parâmetros variados que apresentou custo mínimo para a aplicação proposta estão presentes na Tabela 11.

TABELA 11 – PARÂMETROS DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

Parâmetro	N_p	F	Cr
Valor	140	0.4	0.9

FONTE: O autor (2020).

Para a função objetivo, os parâmetros utilizados estão apresentados na Tabela 12.

TABELA 12 – PARÂMETROS UTILIZADOS NA FUNÇÃO OBJETIVO

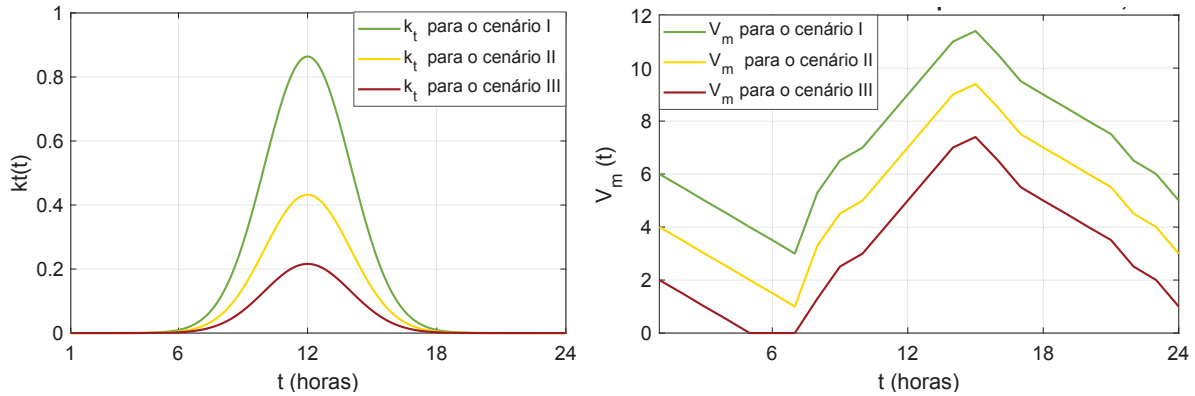
Parâmetro	Valor
k_l^{pv}	0
k_p^{pv}	6
k_r^{pv}	8
k_l^{wg}	0
k_p^{wg}	3
k_r^{wg}	4
C_{bw}	0.065
C_f	1.2
a	0.246
b	0.1
l_{pv}^n	1
l_{wg}^n	1

7.3 Variação das Condições Climáticas - Cenários I, II e III

Com o intuito de avaliar a influência do índice de claridade e velocidade do vento na programação da operação da microrrede, foram propostos os cenários I, II e III, onde a principal diferença entre eles são as condições climáticas para o dia no qual desejava-se realizar a programação da operação da MHI.

Os perfis escolhidos para o índice de claridade e velocidade média do vento considerado para cada um dos cenários estão presentes na Figura 42 e os resultados obtidos para cada cenário serão apresentados nas subseções seguintes.

FIGURA 42 – ÍNDICE DE CLARIDADE E VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO ADOTADOS PARA OS CENÁRIOS I, II E III

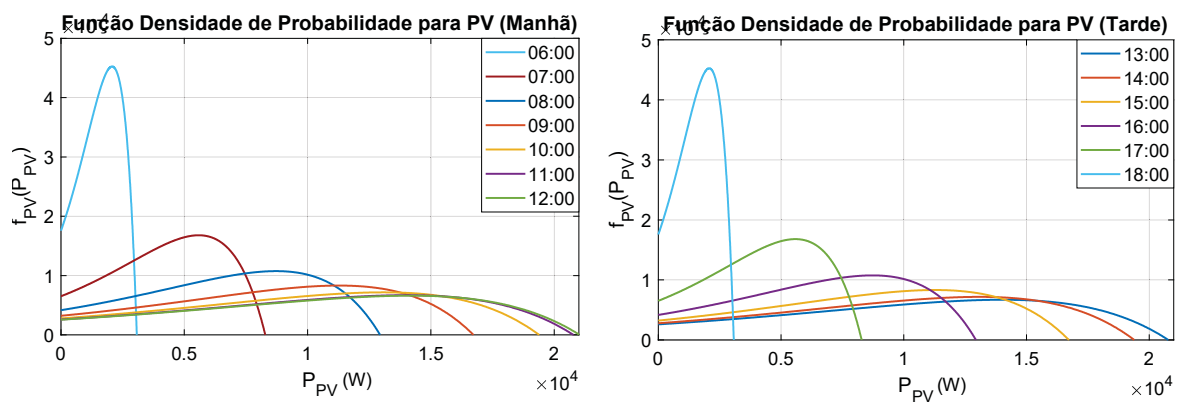


FONTE: O autor (2020).

7.3.1 Cenário I

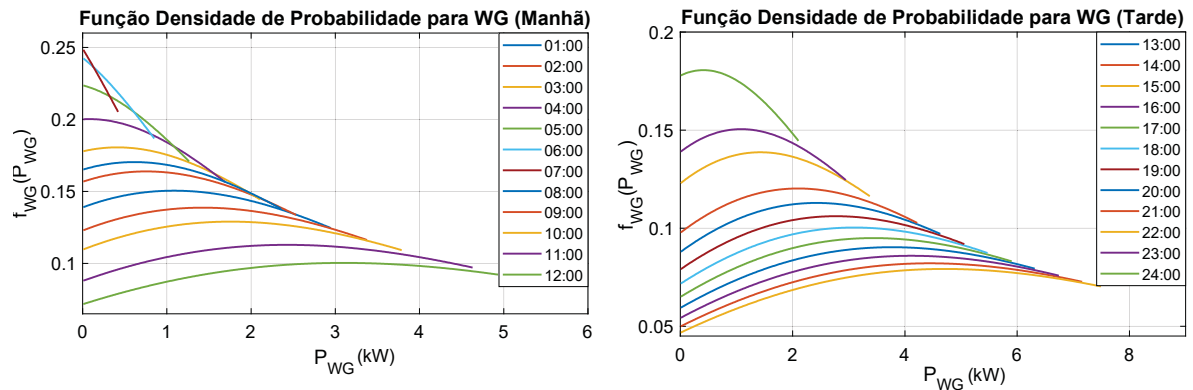
Este é o cenário base para comparação com os demais cenários propostos nesta dissertação e o mesmo representa um dia onde as condições climáticas são ideais para geração a partir do SFV, nos intervalos de hora 6 ao 18 e em todos os intervalos de hora do dia, para o SGE. Para cada hora do dia onde há possibilidade de geração de potência a partir do SFV ou SGE existe uma curva que representa a probabilidade de ocorrência associada à geração de potência fotovoltaica ou eólica, descrita por $f_{PV}(P_{PV}(t))$ e $f_{WG}(P_{WG}(t))$. As curvas obtidas para o SFV e SGE no cenário I estão apresentadas nas Figuras 43 e 44.

FIGURA 43 – f_{dp} PARA $P_{PV}(t)$ NO CENÁRIO I



FONTE: O autor (2020).

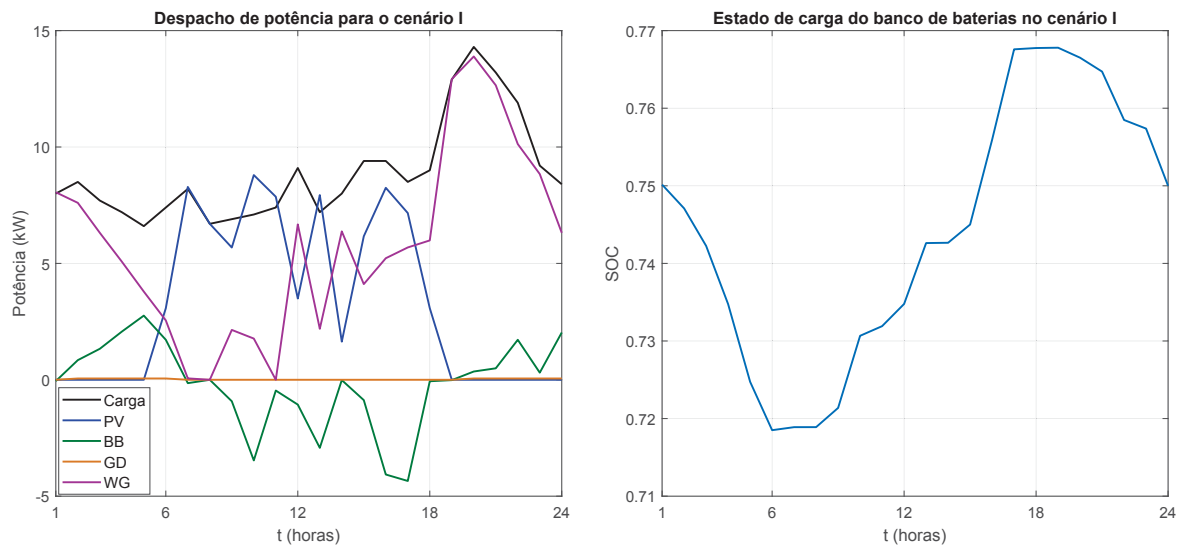
FIGURA 44 – f_{dp} PARA $P_{WG}(t)$ NO CENÁRIO I



FONTE: O autor (2020).

A partir das curvas mostradas nas Figuras 43 e 44 obtêm-se os limites de potência máximos que podem ser gerados pelo SFV e por cada aerogerador que compõe o SGE em cada intervalo de hora t . Desta forma, utilizando-se destes limites para compor as restrições (6.9) e (6.10), que dizem respeito aos limites de potência ativa para o SFV e SGE em cada intervalo de hora e , utilizando dos demais parâmetros apresentados para a MHI de Lençóis, foi possível obter a programação da operação da microrrede no cenário I conforme apresentado na Figura 45.

FIGURA 45 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO I



FONTE: O autor (2020).

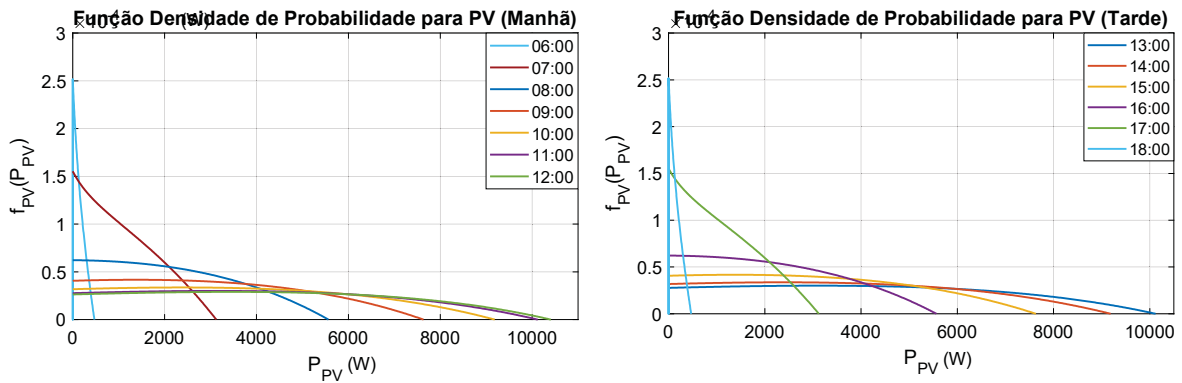
A partir dos resultados obtidos para o cenário I pode-se destacar as seguintes características:

1. Os valores de despacho obtidos para o planejamento dos recursos energéticos da microrrede em questão garantem que a demanda de carga seja atendida em todos os 24 pontos de operação (tendo em vista que a curva de carga está praticamente sobreposta à curva de balanço de potência);
2. Em cada intervalo de hora o estado de carga do banco de baterias se manteve dentro dos limites especificados;
3. O planejamento obtido garantiu que no final do dia o estado de carga do banco de baterias fosse igual ao estipulado (0.75);
4. O banco de baterias só forneceu potência à carga, em intervalos onde a potência possível de ser gerada pelas fontes intermitentes era inferior à demanda de carga a ser atendida naquele intervalo;
5. Houve uma priorização da utilização das fontes intermitentes para compor o despacho de potência obtido;
6. A técnica de otimização aplicada priorizou a utilização do SFV para compor o despacho, em momentos onde a probabilidade de geração de potência a partir do SGE era baixa, em comparação com sua potência nominal (intervalo 7 ao 11);
7. A técnica de otimização aplicada priorizou a utilização do SGE para compor o despacho, em momentos onde a geração a partir do SFV não estava disponível (intervalos 1 ao 6 e 18 ao 24);
8. Por se tratar de um cenário com condições climáticas favoráveis à geração por meio dos recursos intermitentes, no despacho obtido não houve a necessidade de utilização do gerador à diesel, evitando o consumo desnecessário de combustível.

7.3.2 Cenário II

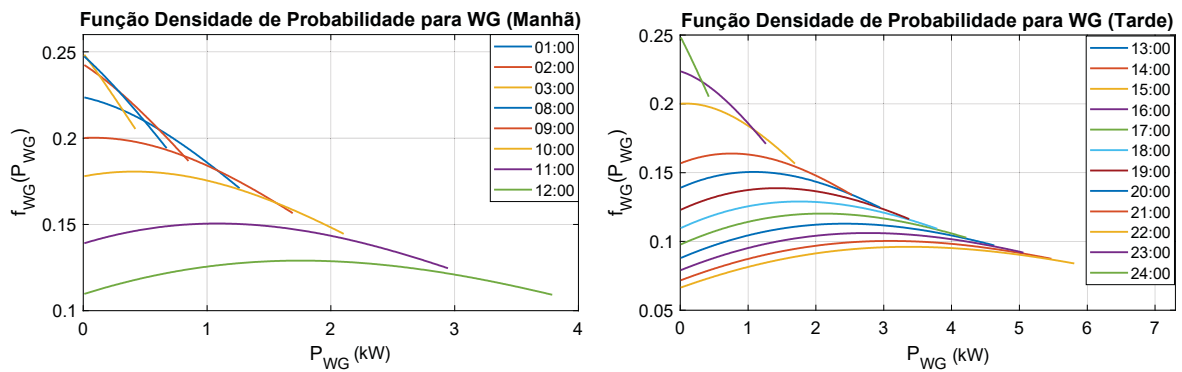
Este cenário representa um dia onde o índice de claridade horário e a velocidade do vento atingem valores máximos, em cada intervalo de hora, inferiores aos atingidos no cenário I. Desta forma, a potência ativa máxima possível de ser gerada pelas fontes intermitentes são inferiores às apresentadas no cenário I. Então, para o perfil do índice de claridade e velocidade média do vento adotados de acordo com a Figura 42, obteve-se as funções densidade de probabilidade, $f_{PV}(P_{PV}(t))$ e $f_{WG}(P_{WG}(t))$, apresentadas nas Figuras 46 e 47.

FIGURA 46 – f_{dp} PARA $P_{PV}(t)$ NO CENÁRIO II



FONTE: O autor (2020).

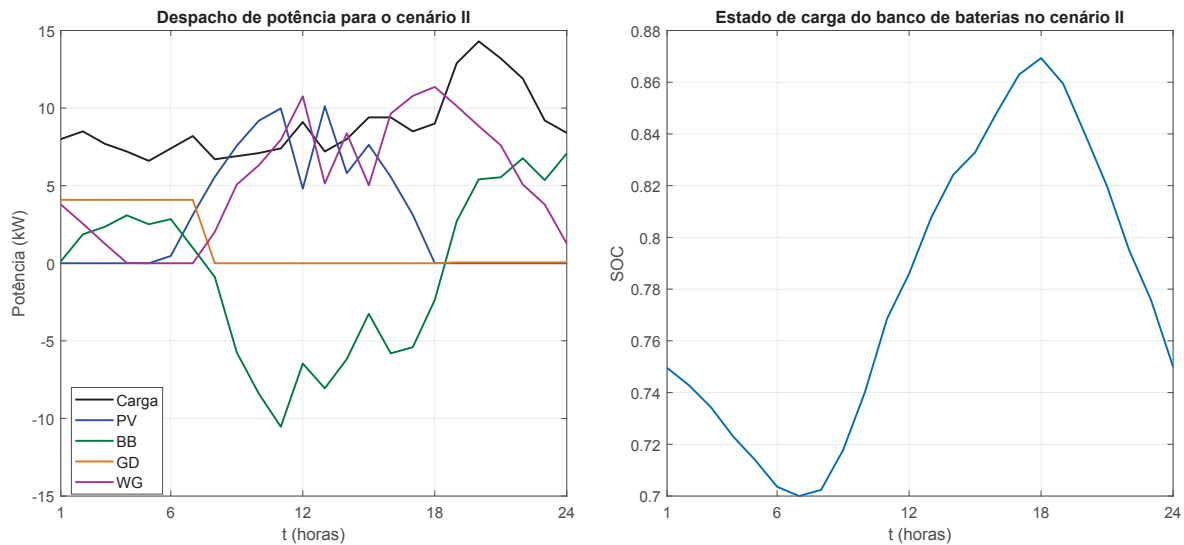
FIGURA 47 – f_{dp} PARA $P_{WG}(t)$ NO CENÁRIO II



FONTE: O autor (2020).

Para estas funções densidade de probabilidade e, utilizando a mesma metodologia para atribuição dos limites mínimos e máximos de potência em cada intervalo de hora, obteve-se a programação da operação da microrrede no cenário II, conforme apresentado na Figura 48.

FIGURA 48 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO II



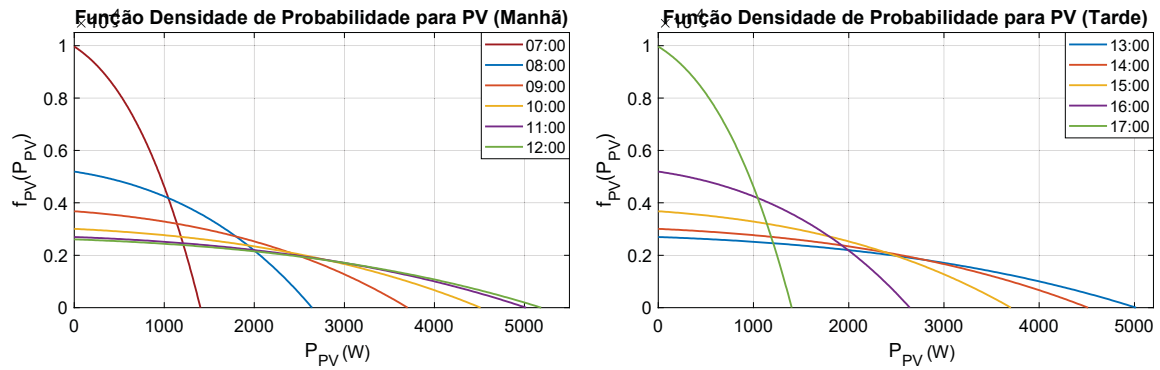
FONTE: O autor (2020).

A partir da programação da operação obtida para o cenário II, pode-se destacar que as sete primeiras características apresentadas no cenário I também caracterizam o cenário II. O que pode-se concluir de diferente em relação aos resultados obtidos para o cenário I é que, por se tratar de um cenário onde condições climáticas para a geração de potência por meio dos recursos intermitentes são inferiores às apresentados no cenário I, foi necessário que nos primeiros intervalos de horas do dia, o gerador à diesel fosse acionado juntamente com o banco de baterias e o SGE, para atender a demanda de carga imposta para para naqueles intervalos. Além disto, percebe-se uma maior utilização do banco de baterias neste cenário, dado que as fontes intermitentes possuem limites máximos de potência inferiores aos apresentados no cenário I.

7.3.3 Cenário III

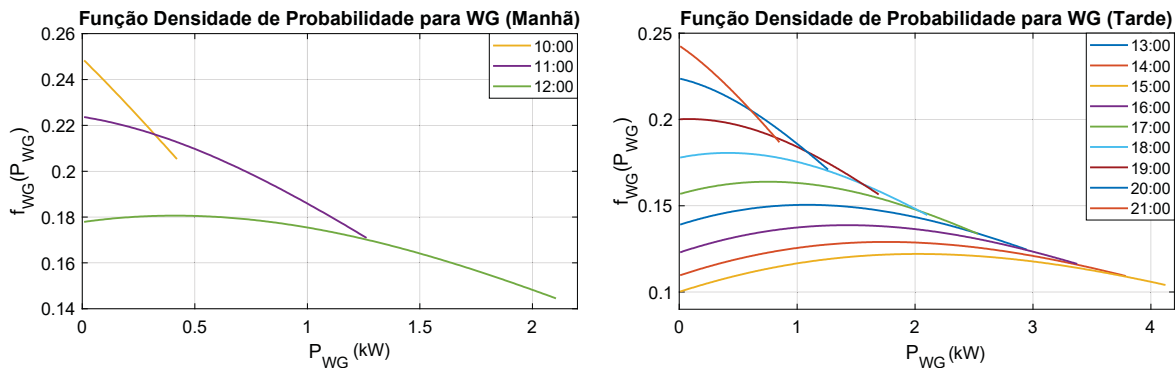
Para o cenário III, as probabilidades de geração de potência a partir do SFV e SGE são extremamente baixas em comparação ao cenário I. Deste modo, o período onde há possibilidade de geração a partir do SFV é entre os intervalos de hora 7 e 17 e, para o SGE, apenas em alguns intervalos de hora do dia. As funções que descrevem a probabilidade de geração de potência tanto para SFV quanto para o SGE estão apresentadas nas Figuras 49 e 50 respectivamente.

FIGURA 49 – f_{dp} PARA $P_{PV}(t)$ NO CENÁRIO III



FONTE: O autor (2020).

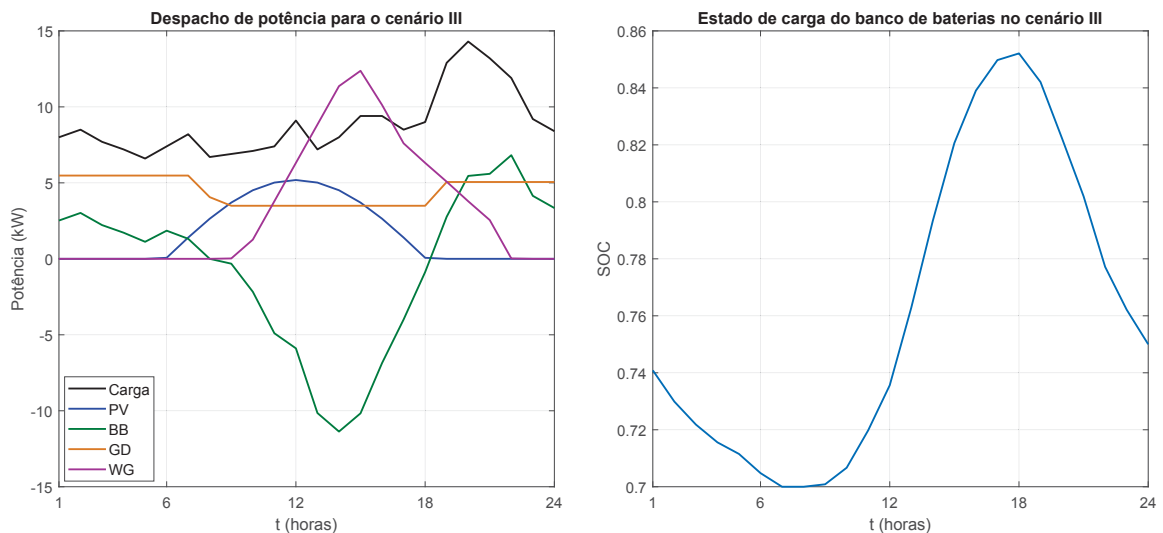
FIGURA 50 – f_{dp} PARA $P_{WG}(t)$ NO CENÁRIO III



FONTE: O autor (2020).

Para as funções densidade de probabilidade apresentadas acima, obteve-se a programação da operação da microrrede conforme apresentado na Figura 51.

FIGURA 51 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO III



FONTE: O autor (2020).

A partir da programação da operação obtida para o cenário III pode-se perceber que as 4 primeiras características apresentadas para os cenários I e II também caracterizaram o despacho obtido para o cenário III.

Contudo, por se tratar de um cenário onde as condições climáticas para geração de potência através dos recursos intermitentes são muito baixas, em comparação aos dois cenários já apresentados, outras características podem ser observadas, como:

1. O gerador à diesel foi utilizado durante todo o dia, devido a baixa geração de potência dos recursos intermitentes;
2. O gerador à diesel teve potência de saída reduzida, em intervalos de hora nos quais as fontes intermitentes poderiam gerar maiores valores de potência (intervalos 7 ao 19);
3. A técnica priorizou a utilização dos recursos intermitentes em intervalos de hora nos quais as condições climáticas favoreciam aos mesmos uma melhor geração de potência (intervalos 9 ao 19);
4. A programação da operação da microrrede possibilitou que o banco de baterias fosse carregado nos intervalos de hora em que a geração de potência a partir dos recursos intermitentes podiam atingir valores maiores;
5. Em comparação aos cenários I e II, neste cenário, o banco de baterias precisou ser mais utilizado, visto que a geração de potência a partir das fontes intermitentes possui valores muito baixos, em comparação com suas capacidades nominais.

7.3.4 Análise entre os Cenários I, II e III

Os despachos apresentados nas Figuras 45, 48 e 51 foram os resultados das simulações que apresentaram menor custo de um total de 50 simulações realizadas para cada um dos cenários. Os valores de custo obtidos e os tempos médios de simulação para cada um dos cenários, estão apresentados na Tabela 13.

TABELA 13 – CUSTOS E TEMPO DE SIMULAÇÃO PARA OS CENÁRIOS I, II E III

Cenário	Custo Mínimo (\$)	Custo Médio (\$)	Custo Máximo (\$)	Desvio Padrão	Tempo médio das Simulações (s)
I	4.65	5.10	10.66	1.40	1425
II	47.816	48.126	48.33	0.16	1789
III	169.27	169.27	169.27	0	1527

Conforme observado na Tabela 13, em cenários onde a geração de potência a partir do SFV e do SGE é baixa, os custos tendem a ser mais elevados, em comparação aos

cenários onde a geração destes recursos intermitentes são elevadas. Um dos fatores que provocam este aumento é o fato de que a formulação proposta para o programação da operação de microrredes incorpora no modelo de função custo, as condições climáticas, associadas à geração do SFV e do SGE, através de suas respectivas funções densidade de probabilidade.

Um outro fator que influencia no aumento dos custos com a mudança de cenários é a necessidade de utilização dos recursos auxiliares da microrrede para compor o despacho de potência à medida que restringe-se a geração do SFV e do SGE, por meio das condições climáticas que caracterizam os cenários I, II e III. E isto ocorre porque, uma vez que as condições climáticas não permitem que a carga seja completamente atendida apenas com os recursos energéticos intermitentes da microrrede, o SGD e o BB, que possuem custos de operação mais elevados, precisam ser utilizados com mais frequência. Ou seja, de acordo com os resultados obtidos para os três cenários apresentados, as condições climáticas que caracterizam um dia interferem diretamente nos custos de operação da microrrede.

7.4 Variação do SOC_{final} - Cenários IV e V

Com o objetivo de se avaliar a influência das restrições associadas a estado de carga do banco de baterias na formulação de planejamento energético desenvolvida, foram propostos os cenários IV e V, em que a principal diferença entre os mesmos é estado de carga ao final de um dia de planejamento energético. Enquanto que no cenário V o banco de baterias pode possuir qualquer valor de estado de carga dentre os limites máximos e mínimos de SOC estipulados para o banco, o cenário IV estipula que no final de cada dia de operação da microrrede, o banco de baterias possua o estado de carga o mais próximo possível de um, que seria o estado de carga máximo admitido pelo banco. Nas seções seguintes serão apresentados os resultados para estes cenários e comparados com o cenário base (cenário I), que tem como restrição o SOC_{final} de 0.75.

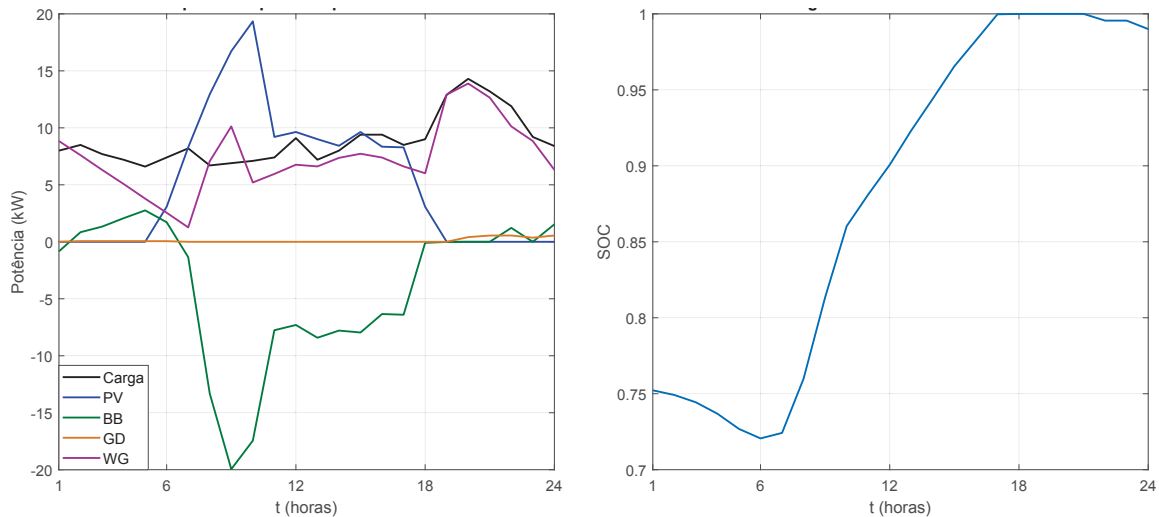
7.4.1 Cenário IV

Este cenário representa um dia onde as condições climáticas para a geração a partir dos recursos intermitentes, são idênticas às apresentadas no cenário I. Desta forma, os limites máximos e mínimos aplicáveis a cada hora para P_{PV} e P_{WG} estão descritos na seção 7.3.1 através dos gráficos das funções $f_{PV}(P_{PV}(t))$ e $f_{WG}(P_{WG}(t))$.

Entretanto, neste cenário o banco de baterias opera de forma tal, que seu estado de carga ao final de um dia de operação esteja no máximo ($SOC_{final} = 1$), ou muito próximo dele. De modo a aproveitar o máximo da alta geração dos recursos intermitentes para o carregamento da bateria.

Logo, o despacho de potência obtido para o cenário IV está apresentado na Figura 52.

FIGURA 52 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO IV



FONTE: O autor (2020).

Pôde-se observar através dos resultados obtidos para o cenário IV, que todas as características referentes ao cenário I também apareceram no cenário V, com exceção da característica 3, que diz respeito ao estado de carga do banco de baterias no final do dia, que para este cenário ficou próximo a 1. E devido a esta restrição imposta na formulação, o banco de baterias precisou ser carregado mais vezes durante o dia diferentemente do que aconteceu no cenário I.

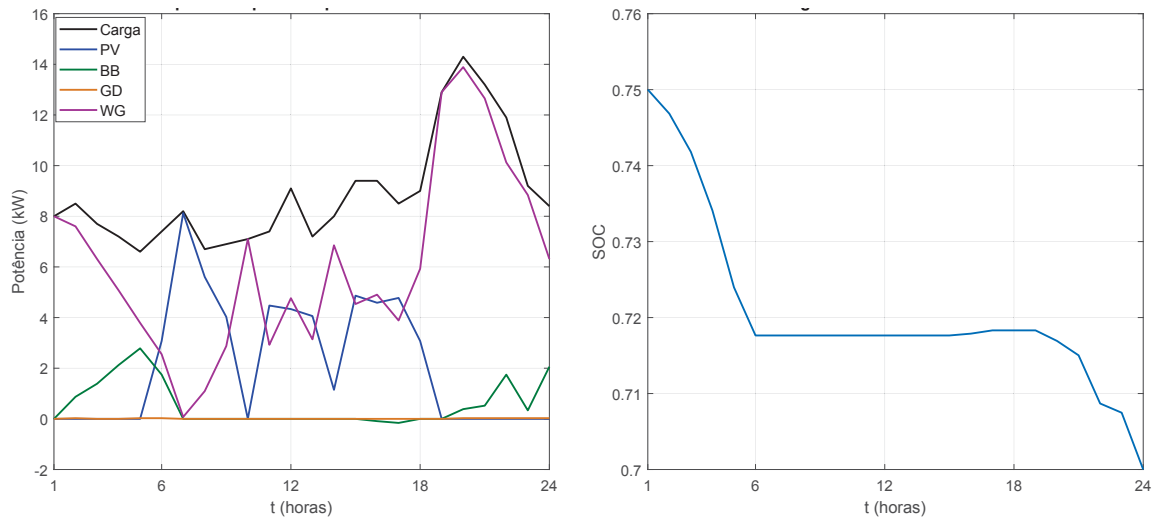
7.4.2 Cenário V

Este cenário, assim com no cenário IV, possui as condições climáticas para a geração a partir dos recursos intermitentes, idênticas às apresentadas no cenário I. Desta forma, os limites máximos e mínimos aplicáveis a cada hora para as potências P_{PV} e P_{WG} estão descritos na seção 7.3.1 através dos gráficos das funções $f_{PV}(P_{PV}(t))$ e $f_{WG}(P_{WG}(t))$.

Contudo, neste cenário, o banco de baterias opera de forma tal, que seu estado de carga ao final de um dia de operação pode possuir qualquer valor dentre o intervalo $[0.7, 1]$, que são os estados de carga máximos e mínimos adotado pelo banco de baterias na microrrede. Diferente do cenário I e IV em que o SOC_{final} do dia tinha que ser igual a 0.75 e 1, respectivamente.

Desta forma, o despacho de potência obtido para o cenário V está apresentado na Figura 53.

FIGURA 53 – DESPACHO DE POTÊNCIA E ESTADO DE CARGA OBTIDOS PARA O CENÁRIO V



FONTE: O autor (2020).

A partir do resultado de planejamento energético obtido para o cenário V pode-se destacar que, praticamente todas as características apresentadas no cenário I também caracterizam o cenário V, com exceção da terceira característica, dado que neste cenário o estado de carga final do banco de baterias ficou em 0.7. Além disto, uma vez que neste cenário não há restrições quanto ao estado de carga final do dia, o banco de baterias foi pouco recarregado, durante os períodos de alta geração das fontes intermitentes, justamente porque isto envolveria custos adicionais atrelados a função objetivo (custos associados à carga e descarga do banco de baterias).

7.4.3 Análise entre os Cenários I, IV e V

Assim como nos resultados apresentados para os cenários I, II e III, os despachos apresentados nas Figuras 52 e 53, referentes aos cenários IV e V, foram os resultados das simulações que apresentaram menor custo de um total de 50 simulações realizadas para cada um dos cenários. Os valores de custo obtidos e os tempos médios de simulação para cada um dos cenários estão apresentados na Tabela 14.

TABELA 14 – CUSTOS E TEMPO DE SIMULAÇÃO PARA OS CENÁRIOS I, IV E V

Cenário	Custo Mínimo (\$)	Custo Médio (\$)	Custo Máximo (\$)	Desvio Padrão	Tempo médio das Simulações (s)
I	4.65	5.10	10.66	1.40	1425
IV	10.88	11.00	11.19	0.07	1405
V	3.42	4.19	10.68	1.42	1670

Conforme observado na Tabela 14, o custo médio do cenário V foi o que apresentou o menor valor, em comparação com os custos médios dos cenários I e IV, ou seja, restringir o valor do estado de carga do banco de baterias ao final de um dia de operação da microrrede tende a elevar os custos de operação da mesma, uma vez que existe a necessidade de se carregar mais o banco de baterias durante o dia.

Contudo, não impor uma restrição referente ao valor mínimo do estado de carga no final de um dia de operação (cenário V), implica em terminar o dia com o estado de carga do banco de baterias em seu valor mínimo, uma vez que a técnica de otimização sempre buscará o custo mínimo de operação da microrrede. Este fato apesar de minimizar os custos de operação diário, pode não ser interessante para os próximos dias de planejamento, uma vez que se começaria as primeiras horas do dia sem potência no banco de baterias para suprir a demanda de carga nestes horários, que normalmente há baixos níveis de geração de potência por meio dos recursos intermitentes.

Por outro lado, terminar cada dia de operação da microrrede com o banco totalmente carregado, como é o caso do cenário IV, pode não ser atrativo, mesmo com a garantia que no próximo dia de operação da microrrede, as baterias possuam energia suficiente para suprir a demanda de potência requisitada nas primeiras horas do dia pela microrrede. Pois em dias onde a geração de potência a partir dos recursos intermitentes for baixa, os custos de operação da microrrede aumentará significativamente, dado que o gerador a diesel precisará ser acionado para garantir que o estado de carga do banco no final do dia esteja totalmente carregado.

Desta forma estratégias operacionais que garantam que o banco de de baterias encerre um ciclo de operação (um dia), com um nível de carga intermediário, como no cenário I, pode ser atrativo a longo prazo para operação da microrrede, uma vez que garante-se um nível de carga para operação das primeiras horas do dia seguinte e não aumenta-se significativamente os custos operacionais da microrrede, como observado na Tabela 14.

8 CONCLUSÃO

O desenvolvimento das microrredes se deu devido às necessidades de fornecimento contínuo de eletricidade às cargas que compõe o sistema elétrico. Através do avanço de novas tecnologias foi possível associar de maneira coordenada e controlada diferentes recursos energéticos para o suprimento local de potência às cargas. Este fato trouxe consigo uma série de vantagens a operação do sistema elétrico, que já foram tratadas neste trabalho.

Este avanço associado ao desenvolvimento das microrredes trouxe consigo a necessidade de se investigar sobre os aspectos que permeiam sua operação, tanto no contexto de microrredes conectadas à rede, quanto no contexto de microrredes operando isoladas.

Um dos aspectos associados à operação de microrredes é a utilização eficiente e racional dos recursos energéticos que às compõem. A filosofia principal para implementação de uma microrrede em uma localidade é a possibilidade de utilização de recursos energéticos renováveis locais para compor o seu sistema de geração. Restringindo-se ao contexto de microrredes isoladas, os sistemas de geração renováveis são complementados com geradores à diesel e bancos de baterias, uma vez que a maioria dos recursos energéticos renováveis locais possuem comportamento intermitente, como os geradores solares fotovoltaicos (SFV's), e os geradores eólicos (SGE's).

Uma vez que a geração principal de microrredes são os SFV's e/ou os SGE's, os bancos de baterias são impostos a um regime operacional bastante severo devido à natureza estocástica inerente a estas fontes. E, uma vez que estes sistemas de armazenamento representam uma parcela significativa do custo total da microrrede, estratégias de operação que preservem sua via útil tornam-se bastante atrativas.

Diante destes problemas, a proposta deste trabalho foi aplicar uma modelagem de custo estocástica na programação da operação de um dia à frente de microrredes que operem isoladas. Tais microrredes devem ser constituídas dos sistemas de geração, solar fotovoltaica, eólica e à diesel, além de sistemas de armazenamento através de banco de baterias e ramos de curta extensão, para que a adoção de um fluxo de potência ótimo ideal seja justificado. Esta modelagem foi aplicada com o intuito de minimizar os custos operacionais associados às microrredes.

Além disto, a maioria das abordagens convencionais que tratam da formulação do fluxo de potência ótimo de um dia à frente ignoram questões importantes na operação da microrredes como por exemplo, aspectos relacionados a preservação da vida útil de sistemas de armazenamento. Por isto, uma nova formulação foi proposta neste trabalho, considerando além estocasticidade presente na geração de energia renovável,

a otimização da vida útil do banco de baterias que compunha a estrutura de microrredes considerada. Atrelado a estes dois critérios, um modelo para representação do consumo de combustível de geradores à diesel também foi considerado, com o objetivo de otimizar também a utilização de combustível pela microrrede.

Neste contexto, a evolução diferencial foi utilizada como a ferramenta de otimização para solucionar o problema da programação da operação de um dia a frente, estruturado através de um problema de fluxo de potência ótimo. Os resultados apresentados, tiveram como sistema teste, o Sistema Híbrido Isolado da Ilha de Lençóis, em que para cada cenário de simulação proposto demonstraram que a adoção de uma abordagem estocástica para as fontes intermitentes que compõem a microrrede tornam a programação da operação de um dia a frente em microrredes sensíveis as condições climáticas que caracterizam cada cenário de geração (dia de programação). Além do mais, por considerar os custos associados à degradação do banco de baterias na concepção do problema, os custos a longo prazo de operação da microrrede tendem a ser reduzidos.

Desta forma pode-se dizer de maneira concisa que este trabalho apresentou as seguintes contribuições:

- Desenvolvimento uma metodologia ótima para operação em microrredes;
- Possibilidade de redução de custos de operação e manutenção em microrredes, com a utilização da formulação proposta;
- Proporcionar um melhor aproveitamento energético das fontes intermitentes devido à utilização de modelos estocásticos;
- Diminuir a necessidade de utilização de modelos de previsão para irradiância e velocidade do vento para um planejamento energético;
- Fornecer um bom ponto de partida para a realização de um fluxo de potência em tempo real;
- Incentivar o desenvolvimento de pesquisas e investimento em microrredes, principalmente no contexto de microrredes isoladas

8.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

De acordo com o que foi desenvolvido durante a elaboração deste trabalho contatou-se que algumas questões podem ser incorporadas a formulação proposta, possibilitando o desenvolvimento aprimorado da ferramenta de planejamento energético em microrredes. Tais questões são:

- Adoção de um modelo de fluxo de potência ótimo não-ideal, a fim de tornar a ferramenta de planejamento energético mais abrangente;
- Atribuir outros aspectos operacionais associados aos bancos de baterias, como por exemplo, limites de carga e descarga que pode ocorrer em um intervalo de operação;
- Atribuir outros aspectos operacionais associados aos geradores à diesel, como por exemplo as restrições de rampa;
- Utilizar os pontos de operação como ponto de partida inicial para a formulação de um fluxo de potência ótimo em tempo real;
- Desenvolvimento da abordagem estocástica para aerogeradores de eixo vertical;
- Desenvolvimento da abordagem estocástica de outras fontes de geração que podem compor microrredes isoladas, como sistemas de geração maremotriz.

8.2 Artigos Técnicos Produzidos durante a Pesquisa

- *Stochastic Optimal Power Flow Applied in Day-Ahead Planning of Isolated Microgrids*, no congresso internacional *IEEE PES General Meeting*, no ano de 2020;
- *Fluxo de Potência Ótimo Aplicado à Programação da Operação de um Dia à Frente de Microrredes Isoladas*, no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, no ano de 2020;
- *Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Based on Trajectory Sensitivity for Power Dispatch of Distributed Synchronous Generators*, na revista *IEEE Latin America*, no ano de 2020.

REFERÊNCIAS

- ABAD, G.; LOPEZ, J.; RODRIGUEZ, M.; MARROYO, L.; IWANSKI, G. **Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 85.
- ABEDINI, M.; MORADI, M. H.; HOSSEINIAN, S. M. Optimal management of microgrids including renewable energy sources using gпсо-gm algorithm. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 90, p. 430–439, 2016.
- ABGD. **O número de conexões de GD**. 2020. Acessado em: 07 Abr. 2020. Disponível em: <<http://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/>>.
- ACHAIBOU, N.; HADDADI, M.; MALEK, A. Lead acid batteries simulation including experimental validation. **Journal of Power Sources**, Elsevier, v. 185, n. 2, p. 1484–1491, 2008.
- ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ALBADI, M.; EL-SAADANY, E. Impacts of wind power variability on generation costs—an overview. **The Journal of Engineering Research [TJER]**, v. 7, n. 2, p. 24–31, 2010.
- AMARANTE, O. A.; BROWER, M.; ZACK, J.; EOLICA, C. S. E.; SOLUTIONS, T. Atlas do potencial eólico brasileiro. In: **Atlas do potencial eólico brasileiro**. [S.l.]: Ministerio de Minas e Energia/Eletrabras, 2001.
- ANEEL, A. Atlas de energia elétrica do Brasil. **Brasília**, 2008.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc**, 2014.
- ARNOLD, M.; ANDERSSON, G. Model predictive control of energy storage including uncertain forecasts. In: CITESEER. **Power Systems Computation Conference (PSCC), Stockholm, Sweden**. [S.l.], 2011. v. 23, p. 24–29.
- BENDT, P.; COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The frequency distribution of daily insolation values. **Solar Energy**, Elsevier, v. 27, n. 1, p. 1–5, 1981.
- BIDRAM, A.; DAVOUDI, A. Hierarchical structure of microgrids control system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1963–1976, 2012.
- BINDNER, H.; CRONIN, T.; LUNDSAGER, P.; MANWELL, J. F.; ABDULWAHID, U.; BARING-GOULD, I. Lifetime modelling of lead acid batteries. 2005.
- BISWAS, P. P.; SUGANTHAN, P.; AMARATUNGA, G. A. Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 148, p. 1194–1207, 2017.

BORHANAZAD, H.; MEKHILEF, S.; GANAPATHY, V. G.; MODIRI-DELSHAD, M.; MIRTAHERI, A. Optimization of micro-grid system using mopso. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 71, p. 295–306, 2014.

BRANDÃO, M. A. L. et al. Evolução diferencial melhorada implementada em processamento paralelo. Universidade Federal de Uberlândia, 2014.

Canal Energia. **Energia eólica atinge 15 GW em capacidade instalada no Brasil**. 2019. Acessado em: 30 Mar. 2020. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53096013/energia-eolica-atinge-15-gw-em-capacidade-instalada-no-brasil>>.

CHEN, C.-L.; LEE, T.-Y.; JAN, R.-M. Optimal wind-thermal coordination dispatch in isolated power systems with large integration of wind capacity. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 47, n. 18-19, p. 3456–3472, 2006.

CHOI, J.; PARK, W.-K.; LEE, I.-W. Economic dispatch of multiple energy storage systems under different characteristics. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 141, p. 216–221, 2017.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.; WOREK, W. **Solar engineering of thermal processes**. [S.l.]: Wiley Online Library, 2013. v. 3.

EL-HAWARY, M. E. **Electrical power systems: design and analysis**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1995. v. 2.

ELDESOUKY, A. A. Security and stochastic economic dispatch of power system including wind and solar resources with environmental consideration. **International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)**, v. 3, n. 4, p. 951–958, 2013.

ELÉTRICA, Q. C. A. de E. Agência nacional de energia elétrica-aneel. **Abril de**, 2005.

ENERGY, H. **HOMER Help Manual**. [S.l.]: August, 2016.

ENOKIDO, T.; TAKIZAWA, M. An integrated power consumption model for distributed systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 2, p. 824–836, 2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo de Energia Elétrica**. 2020. Acessado em: 03 Mar. 2020. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-\(nacional\)](http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-(nacional))>.

ERBS, D.; KLEIN, S.; DUFFIE, J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar energy**, Elsevier, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982.

FARRET, F. A.; SIMOES, M. G. **Integration of alternative sources of energy**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006.

FERREIRA, J. R.; MARTINS, F. R. Ventos de mudança. a energia eólica em portugal. **Centro de Estudos de Geografia e Planeamento Regional, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas, Universidade Nova de Lisboa, Portugal**, 2009.

FUNES, R.; BAROCIO, E.; BETANCOURT, R. J.; RAMOS, J.; REYES, I. Identification of costly contingencies by transient stability-constrained optimal power flow. In: **IEEE. 2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention (CONCAPAN XXXVI)**. [S.l.], 2016. p. 1–6.

GAZOLI, J. R. et al. Microinversor monofásico para sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. [sn], 2011.

GetDrawings. **Diesel Generator Block Diagram**. 2020. Acessado em: 24 Abr. 2020. Disponível em: <<http://getdrawings.com/get-drawing#diesel-engine-drawing-18.png>>.

GUENA, T.; LEBLANC, P. How depth of discharge affects the cycle life of lithium-metal-polymer batteries. In: IEEE. **INTELEC 06-Twenty-Eighth International Telecommunications Energy Conference**. [S.l.], 2006. p. 1–8.

GUPTA, A.; SAINI, R.; SHARMA, M. Modelling of hybrid energy system—part i: Problem formulation and model development. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 36, n. 2, p. 459–465, 2011.

HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C. Microgrids. **IEEE power and energy magazine**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 78–94, 2007.

HETZER, J.; DAVID, C. Y.; BHATTARAI, K. An economic dispatch model incorporating wind power. **IEEE Transactions on energy conversion**, IEEE, v. 23, n. 2, p. 603–611, 2008.

HOSSAIN, E.; KABALCI, E.; BAYINDIR, R.; PEREZ, R. Microgrid testbeds around the world: State of art. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 86, p. 132–153, 2014.

HUANG, P.-H.; KUO, J.-K.; HUANG, C.-Y. A new application of the ultrabattery to hybrid fuel cell vehicles. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 40, n. 2, p. 146–159, 2016.

IndexMundi - Country Facts. **Comparative World Maps**. 2019. Acessado em: 05 Mar. 2020. Disponível em: <<https://www.indexmundi.com/map/?t=0&v=81&r=xx&l=pt>>.

JAKHRANI, A. Q.; RIGIT, A. R. H.; OTHMAN, A.-K.; SAMO, S. R.; KAMBOH, S. A. Life cycle cost analysis of a standalone pv system. In: IEEE. **2012 International Conference on Green and Ubiquitous Technology**. [S.l.], 2012. p. 82–85.

JAMES, B. R. **Probabilidade: um curso em nível intermediário**. [S.l.: s.n.], 1996.

JERVELL, J. T. et al. Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores. **Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**, 2008.

JIANG, Q.; XUE, M.; GENG, G. Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 28, n. 3, p. 3380–3389, 2013.

JR, J. P. H. Some aspects of wind power statistics. **Journal of applied meteorology**, v. 16, n. 2, p. 119–128, 1977.

JUSTUS, C.; HARGRAVES, W.; MIKHAIL, A.; GRABER, D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. **Journal of applied meteorology**, v. 17, n. 3, p. 350–353, 1978.

KALANTAR, M. et al. Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage. **Applied energy**, Elsevier, v. 87, n. 10, p. 3051–3064, 2010.

- KEMPENER, R.; VIVERO, G. de. **Renewables and electricity storage: A technology roadmap for REmap 2030**. [S.l.]: International Renewable Energy Agency, 2015.
- KHORRAMDEL, B.; RAOOFAT, M. Optimal stochastic reactive power scheduling in a microgrid considering voltage droop scheme of dgs and uncertainty of wind farms. *Energy*, Elsevier, v. 45, n. 1, p. 994–1006, 2012.
- KROPOSKI, B.; EMERY, K.; MYERS, D.; MRIG, L. A comparison of photovoltaic module performance evaluation methodologies for energy ratings. In: IEEE. **Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)**. [S.l.], 1994. v. 1, p. 858–862.
- LASSETER, R. H. Microgrids. In: IEEE. **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309)**. [S.l.], 2002. v. 1, p. 305–308.
- LAZZERONI, P.; REPETTO, M. Optimal planning of battery systems for power losses reduction in distribution grids. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 167, p. 94–112, 2019.
- LEMAIRE-POTTEAU, E.; MATTERA, F.; DELAILLE, A.; MALBRANCHE, P. Assessment of storage ageing in different types of pv systems technical and economical aspects. In: **23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference (Valencia, Spain, 2008)**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 2765–2769.
- LEVRON, Y.; GUERRERO, J. M.; BECK, Y. Optimal power flow in microgrids with energy storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 3, p. 3226–3234, 2013.
- LIU, Y.; QU, Z.; XIN, H.; GAN, D. Distributed real-time optimal power flow control in smart grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 32, n. 5, p. 3403–3414, 2016.
- MARINHO, G. S. P. Apresentação de uma indústria sucroalcooleira sob os conceitos de microrrede de energia elétrica. Universidade Estadual Paulista Júlio Mesquita Filho, 2011.
- MARNAY, C.; CHATZIVASILEIADIS, S.; ABBEY, C.; IRAVANI, R.; JOOS, G.; LOMBARDI, P.; MANCARELLA, P.; APPEN, J. von. Microgrid evolution roadmap. In: IEEE. **2015 international symposium on smart electric distribution systems and technologies (EDST)**. [S.l.], 2015. p. 139–144.
- MATHEW, S. **Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics**. [S.l.]: Springer, 2006.
- MATOS, J. G. d. Controle de potência em microrredes ca isoladas com aerogeradores e bancos de baterias distribuídos. Universidade Federal do Maranhão, 2014.
- MCEVOY, A.; MARKVART, T.; CASTAÑER, L.; MARKVART, T.; CASTANER, L. **Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications**. [S.l.]: Elsevier, 2003.
- MILLIGAN, M.; KIRBY, B. **Calculating wind integration costs: Separating wind energy value from integration cost impacts**. [S.l.], 2009.

- MOUBAYED, N.; KOUTA, J.; EL-ALI, A.; DERNAYKA, H.; OUTBIB, R. Parameter identification of the lead-acid battery model. In: IEEE. **2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [S.l.], 2008. p. 1–6.
- MURDOCK, H. E.; GIBB, D.; ANDRÉ, T.; APPAVOU, F.; BROWN, A.; EPP, B.; KONDEV, B.; MCCRONE, A.; MUSOLINO, E.; RANALDER, L. et al. Renewables 2019 global status report. 2019.
- MURNANE, M.; GHAZEL, A. A closer look at state of charge (soc) and state of health (soh) estimation techniques for batteries. **Internet: <http://www.analog.com/media/en/technical-documentation/technical-articles/A-Closer-Look-at-State-Of-Charge-and-State-Health-Estimation-Techniques-....pdf>**, 2017.
- NETO, G. Z.; COSTA, W. T. da; VASCONCELOS, V. B. A resolução normativa no 482/2012 da aneel: possibilidades e entraves para a microgeração distribuída. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, n. 2, 2014.
- NETO, P. B. L. et al. Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis. Universidade Federal do Maranhão, 2017.
- OLIVEIRA, G. A. d. et al. Microrredes em mercados de energia elétrica. 2017.
- OLIVEIRA, H. A. et al. Rede híbrida de distribuição de energia em cc e ca como solução alternativa para microrredes isoladas. Universidade Federal do Maranhão, 2017.
- OLIVEIRA, T. R. de. **Distribuição Local de Energia em Corrente Contínua: Estudo, Desenvolvimento e Implementação de um Protótipo de Nanorrede CC Dedicado aos Setores Residencial e Comercial**. Tese (Doutorado) — Ph. D. dissertation, Belo Horizonte, Brasil, 2016. Citado 3 vezes nas, 2016.
- OLSETH, J. A.; SKARTVEIT, A. A probability density function for daily insolation within the temperate storm belts. **Solar Energy**, v. 33, n. 6, p. 533 – 542, 1984. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X84900082>>.
- ORGILL, J.; HOLLANDS, K. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. **Solar energy**, Elsevier, v. 19, n. 4, p. 357–359, 1977.
- OUBBATI, Y.; ARIF, S. Transient stability constrained optimal power flow using teaching learning based optimization. In: IEEE. **2016 8th International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC)**. [S.l.], 2016. p. 284–289.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**. [S.l.]: Inpe São José dos Campos, 2006. v. 1.
- PILLAI, S. U.; PAPOULIS, A. **Probability, random variables, and stochastic processes**. [S.l.]: McGraw-Hill Times Roman by Science Typographers, 2002. v. 2.
- PINHO, J. T.; BARBOSA, C.; PEREIRA, E.; SOUZA, H.; BLASQUES, L.; GALHARDO, M.; MACÊDO, W. Sistemas híbridos–soluções energéticas para a amazônia. **MME, Brasília**, 2008.
- PRICE, K.; STORN, R. M.; LAMPINEN, J. A. **Differential evolution: a practical approach to global optimization**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2006.

- PRICE, K. V. Differential evolution: a fast and simple numerical optimizer. In: **IEEE. Proceedings of North American Fuzzy Information Processing**. [S.l.], 1996. p. 524–527.
- PUGER, E. B. Fluxo de carga não-iterativo para a análise de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais e malhados. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2013.
- REDDY, S. S.; BIJWE, P. Day-ahead and real time optimal power flow considering renewable energy resources. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 82, p. 400–408, 2016.
- REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Diffuse fraction correlations. **Solar energy**, Elsevier, v. 45, n. 1, p. 1–7, 1990.
- RESE, L. et al. Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica. Florianópolis, 2012.
- RIBEIRO, L. A. de S.; SAAVEDRA, O. R.; LIMA, S. L. D.; MATOS, J. G. D. Isolated microgrids with renewable hybrid generation: The case of lençóis island. **IEEE Transactions on sustainable energy**, IEEE, v. 2, n. 1, p. 1–11, 2011.
- RIBEIRO, L. d. S.; SAAVEDRA, O. R.; MATOS, J. G. de; LIMA, S. L.; BONAN, G.; MARTINS, A. S. Design, control, and operation of a hybrid electrical generation system based on renewable energy sources. **Revista Eletrônica de Potência-Sobraep**, v. 15, n. 4, p. 313–322, 2010.
- RIFFONNEAU, Y.; BACHA, S.; BARRUEL, F.; PLOIX, S. Optimal power flow management for grid connected pv systems with batteries. **IEEE Transactions on sustainable energy**, IEEE, v. 2, n. 3, p. 309–320, 2011.
- SANTOS, R. P. dos et al. Gerenciamento de potência de uma microrrede híbrida ca/cc utilizando controle baseado em potência. Universidade Federal de Minas Gerais, 2019.
- SAUNIER, G.; REDDY, T. A.; KUMAR, S. A monthly probability distribution function of daily global irradiation values appropriate for both tropical and temperate locations. **Solar Energy**, Elsevier, v. 38, n. 3, p. 169–177, 1987.
- SCHIFFER, J.; SAUER, D. U.; BINDNER, H.; CRONIN, T.; LUNDSAGER, P.; KAISER, R. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. **Journal of Power sources**, Elsevier, v. 168, n. 1, p. 66–78, 2007.
- SEGURO, J.; LAMBERT, T. Modern estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy analysis. **Journal of wind engineering and industrial aerodynamics**, Elsevier, v. 85, n. 1, p. 75–84, 2000.
- SERIES, I. Microgrids and active distribution networks. **The institution of Engineering and Technology**, 2009.
- SIMÕES-MOREIRA, J. R.; NETO, A. H.; AMARAL, A. C. d.; LEITE, B. M.; PACHECO, C. R. d. F.; SOWMY, D. S.; ZACHARIADIS, D. C.; IOSHIMOTO, E.; YAMADA, E. S.; FADIGAS, E. A. F. A. et al. Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. 2017.

- SORTOMME, E.; EL-SHARKAWI, M. Optimal power flow for a system of microgrids with controllable loads and battery storage. In: IEEE. **2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.], 2009. p. 1–5.
- STEVENS, M.; SMULDERS, P. The estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. **Wind engineering**, JSTOR, p. 132–145, 1979.
- STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974.
- TANG, Y.; DVIJOTHAM, K.; LOW, S. Real-time optimal power flow. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 8, n. 6, p. 2963–2973, 2017.
- TAZVINGA, H.; ZHU, B.; XIA, X. Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 102, p. 104–110, 2015.
- TINA, G.; GAGLIANO, S. Probabilistic analysis of weather data for a hybrid solar/wind energy system. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 35, n. 3, p. 221–232, 2011.
- TINA, G.; GAGLIANO, S.; RAITI, S. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment. **Solar energy**, Elsevier, v. 80, n. 5, p. 578–588, 2006.
- VESTERSTROM, J.; THOMSEN, R. A comparative study of differential evolution, particle swarm optimization, and evolutionary algorithms on numerical benchmark problems. In: IEEE. **Proceedings of the 2004 Congress on Evolutionary Computation (IEEE Cat. No. 04TH8753)**. [S.l.], 2004. v. 2, p. 1980–1987.
- WEITEMEYER, S.; KLEINHANS, D.; SIEMER, L.; AGERT, C. Optimal combination of energy storages for prospective power supply systems based on renewable energy sources. **Journal of Energy Storage**, Elsevier, v. 20, p. 581–589, 2018.
- WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. **Power conversion and control of wind energy systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 76.
- YANG, H.; WEI, Z.; CHENGZHI, L. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. **Applied Energy**, Elsevier, v. 86, n. 2, p. 163–169, 2009.
- ZHOU, B.; LIU, X.; CAO, Y.; LI, C.; CHUNG, C. Y.; CHAN, K. W. Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 10, n. 3, p. 712–725, 2016.