MATEUS HENRIQUE BALAN

Alocação ótima de investimentos para fixação da composição de portfólios de fontes renováveis visando atendimento de pequenas localidades

São Paulo

2021

MATEUS HENRIQUE BALAN

Alocação ótima de investimentos para fixação da composição de portfólios de fontes renováveis visando atendimento de pequenas localidades

Versão Revisada

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2021

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com anuência de seu orientador.

São Paulo, 04 de Março de 2021.

Assinatura do autor: _____

Mateus H. Balan

Assinatura do orientador: _____

[Assinatura]

Catálogo-na-publicação

Balan, Mateus Henrique

Alocação ótima de investimentos para fixação da composição de portfólios de fontes renováveis visando atendimento de pequenas localidades / M. H. Balan – versão corr. -- São Paulo, 2020.
103 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.PLANEJAMENTO ENERGÉTICO 2.ANÁLISE DE RISCO
3.ALGORITMOS GENÉTICOS 4. OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA 5.SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

BALAN, M. H. Alocação ótima de investimentos para fixação da composição de portfólios de fontes renováveis visando atendimento de pequenas localidades. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

Aprovado em: 11 de dezembro de 2020.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos - Presidente

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP

Prof. Dr. Marciano Morozowski Filho

Instituição: Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP

AGRADECIMENTOS

A minha esposa Mariana pelo apoio e companheirismo, e aos meus pais, que me trouxeram ao mundo e sempre me apoiaram.

Ao professor Dorel pela orientação acadêmica e profissional.

Aos meus amigos da Escola Politécnica e companheiros de trabalho da MRTS.

RESUMO

BALAN, Mateus Henrique. **Alocação ótima de investimentos para fixação da composição de portfólios de fontes renováveis visando atendimento de pequenas localidades**. 2020. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

No Brasil ainda existem consumidores de energia não conectados ao Sistema Interligado Nacional, que compõem os assim chamados Sistemas Isolados. Esses sistemas estão localizados principalmente na Região Norte do País, onde questões de preservação ambiental e as grandes distâncias tornam inviável uma possível interligação com o Sistema Interligado Nacional. Como consequência, esses sistemas possuem como principal fonte de geração de eletricidade o emprego de pequenos geradores a Diesel, que apresentam altos custos logísticos no transporte do combustível e acarretam problemas econômicos e ambientais. Nesse contexto, o estudo de viabilidade econômica de investimento em fontes renováveis para suprimento dessas microrredes se apresenta oportuno, pois o crescente aumento das fontes renováveis dentro da matriz energética brasileira tem proporcionado o ganho de escala importante, desenvolvimento tecnológico, nacionalização da cadeia produtora e, assim, a diminuição significativa dos custos de instalação de diversas fontes outrora incipientes. Com isso, a utilização de fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica podem hoje, isoladamente ou através de associações com pequenas centrais hidroelétricas ou biogeradores, ou ainda sistemas de armazenamento, ser consideradas como alternativas economicamente viáveis para atendimento de pequenas cargas. As fontes renováveis como a eólica, a solar e a hídrica se destacam por serem ambientalmente mais adequadas e principalmente pelo fato de poderem operar de maneira conjunta, obtendo ganhos sinérgicos, para minimizar o custo total de atendimento a essas microrredes e trazendo benefícios econômicos às localidades. No contexto de melhorar o suprimento de microrredes remotas do ponto de vista do planejador e tomador de decisão do dimensionamento de novos investimentos, a metodologia apresentada visou: a modelagem das microrredes remotas em granularidade horária no horizonte de planejamento, mesmo que de forma simplificada, com intuito de representar sinergias horárias; a avaliação dos custos estocásticos de operação com implementação de métrica de risco; e a otimização dos investimentos em novas fontes geradoras através do emprego de técnicas de otimização evolutivas. A metodologia foi testada em aplicações variadas, mostrando-se flexível e coerente para representação dos problemas enfrentados pelas microrredes remotas, como definição de novos investimentos com risco do custo operacional controlado, e possibilidade de captura de sinergia melhorando a proporção das fontes renováveis. Por fim, no estudo de caso a metodologia foi empregada para reduzir o custo de uma microrrede remota com características típicas, obtendo reduções significativas e ainda calculando os investimentos necessários para o descomissionamento da geração termoeletrônica local.

Palavras-chave: Microrredes. Sistemas isolados. Análise de investimento. Análise de portfólio. Otimização. Algoritmos evolutivos. Algoritmos genéticos.

ABSTRACT

BALAN, Mateus Henrique. **Optimal investment allocation to supply energy to small remote systems with renewable energy portfolio**: work subtitle. 2020. 101 p. Dissertation (Master of Engineering) – Polytechnic School, University of São Paulo, São Paulo, 2020.

In Brazil, there are still energy consumers not connected to the National Interconnected System, called Isolated Systems. These systems are located mainly in the North of the country, where environmental preservation issues and long distances make a possible interconnection with the National Interconnected System impracticable. Therefore, these systems have as their main source of electricity the use of small Diesel generators, which present high logistical costs in the transportation of fuel and cause economic and environmental problems. In this context, the economic feasibility study of investing in renewable sources to supply these micro-networks is opportune, since the increase in renewable sources within the Brazilian energy matrix has provided gains in scale, technological development, nationalization of the production chain and, thus, the significant decrease in the installation costs of several sources that were once incipient. With this, the use of renewable sources such as wind and photovoltaic solar can today, alone or through associations with small hydroelectric plants or bio generators, be considered as economically viable alternatives for serving small loads. Renewable sources such as wind, solar and hydro stand out for being more environmentally friendly and mainly for being able to operate together, obtaining synergistic gains, which could minimize the total supply cost these micro-networks, it could also bring economic benefits to the localities. In the context of improving the remote microgrids supply from the point of view of the planner and decision maker of new investments, the presented methodology aimed: the remote microgrids mathematical modeling in hourly granularity in the planning horizon, with intention to represent hourly synergies; the evaluation of stochastic operating costs with the implementation of risk metrics; and the optimization of investments in new generating sources through the use of evolutionary optimization techniques. The methodology was tested in various applications, showing itself to be flexible and coherent for representing the problems faced by remote micro-networks, such as the definition of new investments with the controlled risk, and the possibility of capturing synergy by improving the share of renewable sources. Finally, in the case study, the methodology was used to reduce the cost of a remote microgrid with typical characteristics, obtaining significant reductions and calculating the necessary investments for the decommissioning of the local thermoelectric generation.

Keywords: Microgrids. Isolated systems. Investment analysis. Portfolio analysis. Optimization. Evolutionary algorithms. Genetic algorithms.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Custo de investimento estimado dos empreendimentos habilitados em leilões de energia por ano	14
Figura 2 – Preço médio da energia contratada nos leilões de energia solar	15
Figura 3 – Dimensão e localização dos principais Sistemas Isolados no Brasil	18
Figura 4 – Leilões de contratação de energia nos Sistemas Isolados	20
Figura 5 – Estrutura da dissertação.....	25
Figura 6 – Histórico de geração eólica e solar.....	27
Figura 7 – Topologia da microrrede	28
Figura 8 – Interação entre módulos	30
Figura 9 – Fluxograma de cálculo energético	31
Figura 10 – Fluxograma de cálculo da curva de carga	32
Figura 11 – Fluxograma de cálculo da geração eólica	33
Figura 12 – Fluxograma de cálculo da geração solar	34
Figura 13 – Fluxograma de cálculo da operação do sistema de armazenamento.....	35
Figura 14 – Fluxograma de cálculo da geração hídrica.....	37
Figura 15 – Fluxograma de cálculo da geração termoelétrica.....	38
Figura 16 – Fluxograma de cálculo de importação de energia.....	39
Figura 17 – Fluxograma decisão de menor custo	40
Figura 18 – Fluxograma de cálculo de exportação de energia	41
Figura 19 – Fluxograma de cálculo de déficit de energia.....	41
Figura 20 – Fluxograma de entradas e saídas da análise econômica.....	43
Figura 21 – Fluxograma do modelo geral de otimização	48
Figura 22 – Crescimento do número de configurações simuladas para 4 variáveis de decisão.....	49
Figura 23 – Fluxograma do algoritmo genético	51
Figura 24 – Codificação de um indivíduo	51
Figura 25 – Codificação elitismo.....	53
Figura 26 – Codificação torneio	54
Figura 27 – Codificação cruzamento.....	55
Figura 28 – Codificação mutação	56
Figura 29 – Avaliação da população	56
Figura 30 – Fenótipo do melhor indivíduo.....	57
Figura 31 – Resultados da otimização por tempo de computação	57

Figura 32 – Sensibilidade da taxa de mutação do AG.....	58
Figura 33 – Sensibilidade da taxa de cruzamento do AG.....	58
Figura 34 – Sensibilidade da taxa de cruzamento do AG.....	59
Figura 35 – Aplicação 1: saída balanço energético série 1 e mês 1	62
Figura 36 – Aplicação 1: saída balanço energético série 53 e mês 63	62
Figura 37 – Inserção de usina eólica no sistema	64
Figura 38 – Inserção de usina solar no sistema	64
Figura 39 – Inserção de usina solar com armazenamento no sistema	65
Figura 40 – Inserção de usina hidroelétrica no sistema.....	66
Figura 41 – Balanço energético do sistema em mês com vazão de 32% da vazão média	66
Figura 42 – Potência instalada em função do máximo CVAR aceitável.....	71
Figura 43 – Custo médio mensal nos 4 casos simulados.....	73
Figura 44 – Série 1, Mês 9 (setembro), Caso 1	73
Figura 45 – CVaR nos 4 casos simulados	74
Figura 46 – Modulação horária média da carga simulada.....	76
Figura 47 – Sazonalidade em p.u. da carga simulada.....	76
Figura 48 – Modulação horária típica de cada mês da série de vento utilizada	77
Figura 49 – Variação mensal da série de vento utilizada	77
Figura 50 – Modulação horária típica de cada mês da série de radiação utilizada.....	78
Figura 51 – Variação mensal da série de radiação utilizada em relação ao mês médio.....	78
Figura 52 – Fator de capacidade mensal médio, mínimo, máximo, percentil 5% e percentil 95% das séries de geração hidráulica utilizadas	79
Figura 53 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia hidroelétrica na microrrede analisada.....	81
Figura 54 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia eólica na microrrede analisada	81
Figura 55 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia solar fotovoltaica na microrrede analisada	82
Figura 56 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia solar fotovoltaica e sistema de armazenamento na microrrede analisada	82

LISTA DE ALGORITMOS

Algoritmo 1 – Bloco de cálculo de operação do sistema de armazenamento	36
Algoritmo 2 – Bloco de cálculo de geração hídrica	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada por fonte – Brasil	14
Tabela 2 – Quantidade de Sistemas Isolados por UF e agentes distribuidores	18
Tabela 3 – Emissões estimadas na geração de energia elétrica dos SISOL para 2019	19
Tabela 4 – Resultados dos leilões para Sistemas Isolados	21
Tabela 5 – Dados base para exemplo de aplicações	61
Tabela 6 – Custo Esperado Total $\times$ Potência Eólica $\times$ Potência Solar	67
Tabela 7 – Custo Esperado Total $\times$ Potência Hidroelétrica $\times$ Potência Eólica	67
Tabela 8 – Custo Esperado Total $\times$ Potência Hidroelétrica $\times$ Potência Solar	68
Tabela 9 – Risco $\times$ Potência Hidroelétrica $\times$ Potência Solar	68
Tabela 10 – Custo Esperado Total $\times$ Potência Solar $\times$ Potência Sistema de Armazenamento	69
Tabela 11 – Variação do Custo Esperado Total $\times$ Potência Solar $\times$ Potência Sistema de Armazenamento	70
Tabela 12 – Demanda anual do SI	76
Tabela 13 – Resultados compilados das simulações	83

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais exemplos de MRs remotas no mundo.....	16
Quadro 2 – Tecnologias disponíveis	22

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Motivação do trabalho	14
1.2 Contextualização.....	15
1.2.1 Microrredes remotas (Sistemas Isolados).....	15
1.2.2 Inserção de fontes renováveis em Sistemas Isolados	20
1.2.3 Avaliação de sistemas híbridos.....	22
1.3 Objetivos.....	23
1.4 Estrutura da dissertação	24
2 METODOLOGIA.....	26
2.1 Detalhamento da representação energética da microrrede	26
2.2 Fontes consideradas.....	27
2.3 Número de períodos considerados	28
2.4 Cenários e métrica de risco.....	29
2.5 O problema de otimização no planejamento energético de microrredes	29
2.6 Modelagem energética.....	30
2.6.1 Carga	32
2.6.2 Geração eólica	33
2.6.3 Geração solar	33
2.6.4 Sistema de armazenamento	34
2.6.5 Geração hidroelétrica.....	36
2.6.6 Geração termoeletrica	38
2.6.7 Importação de energia.....	39
2.6.8 Decisor de menor custo (importação e geração termoeletrica)	39
2.6.9 Exportação de energia.....	40
2.6.10 Déficit de energia	41
2.6.11 Probabilidade de déficit	42
2.7 Modelagem econômica	42
2.7.1 Cálculo dos custos fixos do sistema.....	43
2.7.2 Cálculo dos custos variáveis do sistema.....	44
2.7.3 Custo mensal por cenário, Custo Médio Mensal, Custo Esperado Total e CVAR	45
2.8 Otimização de investimentos	47
2.8.1 Combinatório	49

2.8.2 Algoritmos genéticos.....	50
2.8.2.1 Codificação.....	50
2.8.2.2 População inicial	51
2.8.2.3 Avaliação	52
2.8.2.4 Elitismo	53
2.8.2.5 Torneio	53
2.8.2.6 Cruzamento	54
2.8.2.7 Mutação	55
2.8.2.8 Evolução.....	55
2.8.2.9 Desempenho	57
2.9 A implementação computacional	59
3 APLICAÇÃO	61
3.1 Aplicação 1: análise energética horária.....	61
3.2 Aplicação 2: inserção de novas fontes no sistema.....	63
3.3 Aplicação 3: comportamento da composição ótima com a variação do CVAR	70
3.4 Aplicação 4: subsídios na energia solar	71
4 ESTUDO DE CASO	75
4.1 Dados de entrada	75
4.2 Caracterização da microrrede.....	75
4.3 Disponibilidade eólica	75
4.4 Disponibilidade solar	77
4.5 Disponibilidade e hídrica	78
4.6 Definição de custos	78
4.7 Resultados	80
4.8 Alocação ótima de investimentos	82
5 CONCLUSÃO.....	84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
APÊNDICE A – Bibliotecas Computacionais.....	90
APÊNDICE B – Dados de entrada aplicação.....	99

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação do trabalho

O crescente aumento na participação das fontes renováveis, como a solar e a eólica, na matriz energética brasileira (*vide* evolução da potência instalada na Tabela 1), tem proporcionado ganho de escala, desenvolvimento tecnológico, nacionalização da cadeia produtora e, assim, diminuição significativa dos custos de instalação de diversas fontes outrora incipientes (Figura 1). Com isso, a utilização de fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica podem hoje, isoladamente ou através de associações com pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), ser consideradas como alternativa economicamente viável para atendimento de pequenas cargas.

Tabela 1 – Capacidade instalada por fonte – Brasil

Capacidade Instalada SIN [MW]					
Data	Solar	Nuclear	Térmica	Eólica	Hidrica
jan/15	7	1.990	32.888	5.177	94.278
jan/16	19	1.990	33.645	8.091	97.106
jan/17	19	1.990	35.179	10.193	102.490
jan/18	952	1.990	35.956	12.371	105.476
jan/19	1.889	1.990	35.794	14.502	109.165
jan/20	2.453	1.990	34.502	14.808	113.843

Fonte: Autor a partir de ONS. [1]

Figura 1 – Custo de investimento estimado dos empreendimentos habilitados em leilões de energia por ano (todas fontes)

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética. [35]

Figura 2 – Preço médio da energia contratada nos leilões de energia solar

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética. [36]

Considerando a situação atual das fontes renováveis no contexto do Sistema Interligado Nacional, faz-se necessário explorar se a evolução da participação dessas fontes na oferta de geração pode beneficiar os consumidores brasileiros de energia elétrica não conectados ao SIN.

No Brasil, os consumidores de energia ainda não conectados ao SIN compõem os assim chamados Sistemas Isolados (SI). Segundo a Empresa de Pesquisa Energética [2], atualmente existem 270 SIs, que representam aproximadamente uma carga de quase 588 MWm. Esses SIs estão localizados principalmente na Região Norte do País, onde questões de preservação ambiental e as grandes distâncias tornam inviável uma possível interligação com o SIN.

Como consequência, esses sistemas possuem como principal fonte de geração de eletricidade o emprego de pequenos geradores a Diesel, que possuem altos custos logísticos no transporte do combustível e acarretam problemas econômicos e ambientais para esses sistemas.

1.2 Contextualização

1.2.1 Microrredes remotas (Sistemas Isolados)

O consumo mundial de energia elétrica vem crescendo constantemente [3], acompanhando o crescimento populacional. Contudo, segundo a IEA [4], cerca de 13% da população mundial não tem acesso à energia elétrica. Regiões como a África Subsaariana e a Ásia apresentam os piores índices de acesso à energia elétrica.

O suprimento de energia nessas regiões enfrenta, principalmente, dificuldades por razões geográficas, por isso a energia elétrica nessas áreas, geralmente, é fornecida através do estabelecimento de microrredes remotas.

Uma microrrede elétrica (MR) é uma versão em pequena escala de um sistema elétrico, que contém carga, geração, sistema de distribuição e, em alguns casos, sistemas de armazenamento de energia, podendo ou não estar conectada à rede.

Segundo Bertheau [5], mais de 22,5 GW da capacidade instalada em microrredes remotas no mundo operam com combustível Diesel, sendo que mais de dois terços desses sistemas estão localizados em países emergentes e em desenvolvimento.

Contudo, a geração de energia nesses sistemas, baseada em combustível Diesel, emite gases poluentes como óxidos de nitrogênio (NOx), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), e outras substâncias que contribuem à poluição do ar. Soma-se a esse aspecto o fato de que as comunidades dependentes da geração a Diesel estão expostas à volatilidade do preço desse combustível e aos altos custos operacionais e de transporte que variam de região para região e ao longo do tempo.

No Quadro 1, apresentam-se exemplos de MRs remotas no mundo e suas principais características. [7]

Quadro 1 – Principais exemplos de MRs remotas no mundo

Região	Localização	País	Administrador do Projeto	Tipo de Controle		Estrutura	
				Centrali- zado	Descentrali- zado	CA	CC
África	Akkan	Marrocos	--	✓		✓	
	DiakaMadina	Senegal	--	✓		✓	
	Lucingweni	África do sul	National Energy Regulator of South Africa (NERSA)		✓	✓	✓
Antártida	Princess Elisabeth Station	Grã Bretanha	Laborelec	✓		✓	
Ásia	KuroshimaIsland	Japão	Kyushu Electric Power	✓		✓	
	MiyanoIsland (Okinawa)	Japão	Okinawa Electric Power Company (OEPC)				
	Town Island	Hong Kong	Hong Kong University (HKU)	✓		✓	
Europa	Kythnos	Grécia	National Technical University of Athens (NTUA)	✓		✓	
América do Norte	Bella Cola	Canadá	BC Hydro, GE, Power Tech	✓		✓	
	HartleyBay	Canadá	Pulse Energy (ICE)		✓	✓	
	Kasabonika Lake	Canadá	Hydro One, GE, University of Waterloo	✓		✓	
	Nemiah Valley	Canadá	NRCan	✓		✓	
	RameaIsland	Canadá	N&L Hydro, Nalcor Energy, NRCan, Frontier power	✓		✓	
	Colônias, Texas	USA	Texas State Energy Conservation Office (SECO), Texas Engineering Experiment Station, Xtreme Power	✓		✓	
	Fort Bragg	USA	Encorp, Honeywell	✓		✓	
Oceania	Kings Canyon	Austrália	UNSW (Sydney)	✓		✓	
América do Sul	Chico Mendes	Brasil	Eletrobrás	✓		✓	✓
	Ilha da Ferradura	Brasil	Siemens, Energia Pura	✓		✓	

Fonte: Del Carpio Huayllas. [7]

No Brasil os Sistemas Isolados, localizados na sua maioria na Região Norte, representam 0,7% da carga total do País [2]. Os Sistemas Isolados são definidos como sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao SIN, por razões técnicas ou econômicas.

O marco regulatório dos Sistemas Isolados foi estabelecido pela Lei nº 12.111 (09/12/2009), pelo Decreto nº 7.246 (28/07/2010), e pela Resolução Normativa Aneel nº 427 (22/02/2011) [8].

O Sistemas Isolados no Brasil tem as seguintes características [37][2]:

- a) 271 localidades atendidas por 9 distribuidoras;
- b) 45 localidades (17%) com previsão de interligação até 2024;
- c) População total superior a 3,3 milhões de pessoas, com variação de 15 (Maici – RO) a 365.000 habitantes (Boa Vista – RR);
- d) Sistemas com demanda máxima prevista em 2024 variam de 3,5 kW até 269. MW;
- e) 141 localidades (53%) com potência instalada inferior a 1.000 kW, sendo 26 com potência inferior a 10 kW;
- f) Carga total de 4.241691 MWh estimada para 2024;
- g) Capacidade instalada em 2018 de 1.160 MW em 265 usinas;
- h) 97% da potência instalada é de usinas termelétricas a óleo Diesel, o restante se divide em UTEs a gás natural (4 localidades no Amazonas), UTE a biomassa (1 no Amazonas), UFV (1 no Amapá) e PCH (1 em Roraima);
- i) necessidade de contratação de aproximadamente 120 MW (seja para expansão ou para substituição de máquinas existentes) até 2023, em 135 Sistemas Isolados;
- j) Emissões totais na geração, estimadas para o ano de 2020, de 2,871 milhões de toneladas equivalentes de CO₂;
- k) na Figura 3 observa-se que grande parte das localidades se encontra ao longo das margens dos principais rios, que representam a principal via de transporte da Região Norte, incluindo o Diesel.

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética [2], no total são 9 agentes distribuidores responsáveis pelo suprimento de energia a esses sistemas, que atendem a uma população de mais de 3,2 milhões de pessoas (*vide* Tabela 2).

Figura 3 – Dimensão e localização dos principais Sistemas Isolados no Brasil

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética. [2]

Tabela 2 – Quantidade de Sistemas Isolados por UF e agentes distribuidores

Estado	Distribuidora	Número SIs	População atendida
Acre	Eletrobrás Distribuição Acre	9	213.579
Amapá	Companhia de Eletricidade do Amapá	29	43.315
Amazonas	Eletrobrás Amazonas Energia	95	1.657.298
Pará	Centrais Elétricas do Pará S.A.	21	668.077
	Petrobras BR	2	-
Rondônia	Eletrobrás Distribuição Rondônia	25	170.953
Roraima	Eletrobrás Distribuição Roraima	86	494.409
Mato Grosso	Energisa Mato Grosso	2	4.038
Pernambuco	Companhia Energética de Pernambuco	1	3.016
TOTAL	9	270	3.254.685

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética. 2

A elevada participação do Diesel como combustível nesses centros de geração faz com que os Sistemas Isolados possuam elevadas emissões de gás carbônico. Conforme mostrado na Tabela 3, para 2019, foi estimada a emissão de aproximadamente 2,94 milhões de toneladas de CO₂ por ano de operação [2].

Tabela 3 – Emissões estimadas na geração de energia elétrica dos SISOL para 2019

Fonte	Consumo de combustível estimado	Emissões (MtCO ₂ equivalente/ano)	
Óleo Diesel	1.235.340	m ³ /ano	2,91
Gás Natural	15.486.930	m ³ /ano	0,03
Biomassa	142.800	ton/ano	0,00
Fotovoltaica	-	-	0,00
PCH	-	-	0,00
TOTAL			2,94

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética. [2]

Devido a esses sistemas apresentarem predominantemente geração térmica, verificam-se custos de geração relativamente elevados. Além disso, as dificuldades de logística e de abastecimento para essas localidades pressionam o frete dos combustíveis (com destaque para o óleo Diesel). [14]

O financiamento da geração elétrica nos Sistemas Isolados é feito através de duas formas:

- (i) diretamente pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que financia sobretudo o custo do sistema de geração;
- (ii) pela Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), que cobre o custo do combustível fóssil e sua eventual substituição por fontes renováveis. Contudo, tais subvenções só valem nos casos em que os projetos são formalmente viabilizados de forma direta pela Distribuidora por meio dos leilões ou por meio do programa Luz para Todos.

Os recursos da CDE são arrecadados mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia para consumidores finais, além das multas aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União.

A CCC é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica, de forma a subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional. A partir de maio de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) assumiu a gestão financeira e operacional da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), conforme a MP nº 735/2016, convertida na Lei nº 13.360 de 2016 32. Nota-se que a conta do CCC apresenta uma média de 5 bilhões entre 2013-2018, sendo um dos itens de maior valor no orçamento.

Em dezembro de 2020 a CC foi composta de (i) R\$ 659,24 milhões de Reembolso Mensal; (ii) R\$ 14,52 milhões de Sub-Rogação; (iii) R\$ 21,77 milhões de Sobrecontratação; (iv) R\$ 29,36 milhões de Resultado de Fiscalização; (v) R\$ 3,98 milhões de restos a pagar; vi) R\$ 3,53 milhões de Encargos Financeiros e Despesas Financeiras [39].

No caso do programa Luz para Todos, observa-se que, após um promissor investimento em 2013 de mais de 2 bilhões, nos anos subsequentes esse orçamento mostrou uma queda, mantendo-se até 2018 em torno de 900 milhões de reais.

Os leilões para atendimento dos Sistemas Isolados seguem a mesma política do Sistema Interligado, ou seja: de forma anual, as distribuidoras fornecem à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) suas projeções de demanda; com base nesses dados, a EPE sinaliza ao Ministério de Minas e Energia (MME) a necessidade de aumento da capacidade de geração, e este então abre edital de contratação de mais energia. Entre os proponentes habilitados tecnicamente perante a EPE, ganha aquele que oferecer menor valor de tarifa.

Na Figura 4, pode-se observar a evolução da contratação de energia através dos leilões, desde a sua promulgação no ano 2009 até 2020 [15].

Figura 4 – Leilões de contratação de energia nos Sistemas Isolados

Fonte: Autor baseado em [15].

1.2.2 Inserção de fontes renováveis em Sistemas Isolados

Observa-se na Tabela 1 a presença cada vez maior das fontes renováveis, especialmente a eólica e a solar. O mesmo não acontece no caso dos Sistemas Isolados, nos quais a participação de fontes renováveis é quase que inexistente. Nesses Sistemas Isolados, 97% da potência instalada corresponde a usinas termelétricas a óleo Diesel; o restante se divide em: UTEs a gás natural (4 localidades no Amazonas); UTEs a biomassa (1 no Amazonas); usina fotovoltaica (1 no Amapá); e PCHs (1 em Roraima) [2].

Uma das medidas adotadas pela ANEEL para reduzir o consumo de óleo Diesel nas usinas dos Sistemas Isolados está relacionada com as restrições nos limites de consumo específico de combustível.

Esta medida obriga as usinas a adotarem unidades geradoras mais eficientes, ou seja, com baixo consumo de combustível, e procedimentos de operação e manutenção para que o consumo mensal de combustível das usinas esteja abaixo do limite máximo permitido [33].

Outras alternativas também foram propostas pela EPE para reduzir os impactos do combustível Diesel [2], como: (i) realizar estudos do potencial energético de resíduos florestais para o manejo sustentável de resíduos da industrialização da madeira (EPE-DEA-NT-17/2018-r0) [11]; (ii) avaliação de sistemas híbridos com energia fotovoltaica para o Lote III do Projeto de Referência da Eletrobrás Distribuição Acre (EPE-DEE-NT-027 /2014-r0) 12; (iii) estudos baseados em energia solar para suprimento de Sistemas Isolados no Amazonas (EPE-DEE-NT-091/2016-r0).

Na Tabela 4 pode-se observar que apenas no leilão de 2017 houve uma quantidade significativa de Projetos Alternativos (isto é: não Diesel), porém, ainda assim apenas dois projetos foram vencedores do leilão.

Tabela 4 – Resultados dos leilões para Sistemas Isolados

Ano	Estado	Sistemas Isolados	Projetos Alternativos cadastrados	Projeto Alternativo Vencedor
2014	Rondônia	16	0	-
	Amapá	1 (Oiapoque)	1	1
2015	Acre	9	1	-
	Rondônia	10	1	-
2016	Pará	23	1	-
	Amazonas	32	3	-
2017	Amazonas	55	36	1

Fonte: Instituto de Energia e Meio Ambiente. [15]

Segundo o Instituto de Energia e Meio Ambiente [15], alguns dos motivos para a falta de sucesso dos projetos alternativos nos leilões podem ser vinculados a:

- a) alto custo de investimento das fontes renováveis, quando comparados aos geradores a Diesel, ainda que os custos de operação e manutenção se invertam;
- b) falta de segurança nos financiamentos: baixa financiabilidade;
- c) tributação: em casos como do Amazonas, o produtor independente de energia consegue recuperar parte do ICMS ao realizar a compra do Diesel;
- d) variabilidade das energias renováveis;
- e) inovação: cultura consolidada da confiabilidade dos geradores a Diesel e pleno conhecimento para operação e manutenção.

Para consideração das fontes nos Sistemas Isolados, é necessário levar em conta as características da tecnologia, como: simplicidade de operação, confiabilidade, baixo custo de manutenção. No Quadro 2 observam-se as tecnologias disponíveis que poderiam ser utilizadas em comunidades remotas isoladas do sistema interligado.

Quadro 2 – Tecnologias disponíveis

Tipo de Fonte	Vantagem	Desvantagem
Diesel	Investimento inicial menor.	Elevado custo do combustível Logística complexa Baixa eficiência Elevada frequência e custo de manutenção Emissão CO ₂ e poluentes locais.
Solar PV	Baixo impacto ambiental Fonte renovável Baixo custo de manutenção	Área para os painéis Custo inicial elevado Intermitência (necessidade de sistema de armazenamento ou sistema de controle)
Turbina Hidrocinética	Baixo impacto ambiental Usa componentes de baixo custo e de fácil reposição/manutenção (peças automotivas)	Pequena potência, mas suficiente para abastecer uma pequena comunidade.
Biomassa	Fonte renovável	Implica desmatamento.
Eólica	Baixo impacto ambiental Fonte renovável Baixo custo de manutenção	Custo inicial elevado Impactos sonoros e visuais.
Biomassa Gaseificada	Fonte renovável	Tecnologia ainda em desenvolvimento Apropriada apenas para geração em pequena escala. Implica desmatamento Emissão de poluentes locais Geração de cinzas e alcatrão Necessidade de limpeza e descarte dos resíduos Necessário pré-tratamento da biomassa.
Sistemas Híbridos	Eliminação de intermitência Combinação para redução de custos	Necessidade de sistema de controle para evitar problemas de geração simultânea de diferentes frequências.

Fonte: Instituto de Energia e Meio Ambiente. [15]

1.2.3 Avaliação de sistemas híbridos

Sistemas híbridos de geração de energia são sistemas formados por duas ou mais fontes tecnologicamente distintas, que operam em conjunto para atender à demanda de um consumidor comum. Segundo Ahmed e Miyatake [16], uma das configurações típicas para Sistemas Isolados poderia ser composta apenas por sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas. Esses sistemas (solar e eólico) poderiam diminuir ou até mesmo eliminar a participação de geradores a Diesel [17] em microrredes remotas.

Este conceito torna-se cada vez mais atraente na medida em que o custo da energia proveniente da geração eólica e solar vem diminuindo. Contrariamente, o custo do combustível Diesel, geralmente o mais utilizado, mostra uma tendência crescente [18].

A participação de sistemas de armazenamento nesses sistemas híbridos torna-se importante para apoiar a estabilidade e eficiência do sistema elétrico assegurando a confiabilidade e segurança de suprimento, sobretudo em sistemas híbridos puramente não despacháveis com geração solar fotovoltaica e eólica.

1.3 Objetivos

Diante da contextualização apresentada, a dissertação em tela tem como principal objetivo melhorar o planejamento de microrredes remotas do ponto de vista do planejador e tomador de decisão nas dimensões de novos investimentos e políticas de inserção de novas fontes de energia. Este objetivo principal é fragmentado em: modelagem, avaliação e otimização.

- **Modelar**

A modelagem prevista almeja uma abordagem energética com capacidade para avaliação horária e representação de sinergias entre as fontes e suas características, buscando principalmente novos arranjos. A disponibilidade dos dados horários é um grande desafio, contudo nota-se avanços com melhoras dos modelos de previsão e projeção do lado da geração e os esforços da EPE/ONS para manter um histórico horário dos sistemas isolados, motivos que corroboram para adotar a abordagem horária, mesmo que no momento atual sofra com a qualidade dos dados disponíveis.

Visando o papel do planejamento, a modelagem proposta visa possibilitar a simulação energética do sistema em cenários de geração variados e por longos períodos, implicando num alto número de períodos simulados e, por consequência, exigindo simplificações.

- **Avaliar**

A avaliação a ser apresentada propõe métricas para mensurar o desempenho econômico do sistema, considerando: (i) o investimento em novas fontes; (ii) a operação das fontes com custo variável; (iii) o custo da intermitência das novas fontes; (iv) a operação do sistema em todo o horizonte; e (v) o custo de operação dos sistemas nos casos críticos.

Para garantir avaliações robustas nos itens listados, são consideradas duas dimensões, sendo a primeira o tempo, em que os sistemas são simulados em 5 anos, e a segunda, os cenários, que proporcionam a operação das fontes de custo variável de forma estocástica.

De posse da quantificação adequada dessas duas dimensões, pode-se avaliar o custo médio de operação do sistema e possibilita-se a aplicação de avaliação de risco do custo.

- **Otimizar**

Definido o sistema, sua operação e desempenho (avaliação), é possível propor alterações para diminuir o custo do sistema. Com isso, a dissertação propõe duas técnicas de otimização para buscar a melhor configuração de investimento em novas fontes no sistema, com objetivo de reduzir custos e, simultaneamente, manter o risco controlado.

Os objetivos dessa dissertação se tornam mais importante visto que atualmente pouca atenção é dada ao planejamento de micro-redes remotas, sendo este um assunto pouco explorado. Em uma pesquisa do termo “isolated systems” entre as revistas e convenções do IEEE para o ano de 2020 são retornados 502 resultados sendo estes “journal articles” e “conference papers”. Destes 24% tinham como tópico de conversores de potência DC-DC. Majoritariamente os tópicos mais presentes relacionados a sistemas isolados foram são referentes a simulações elétricas, com foco em conversores, transformadores, estabilidade e análise de faltas. É possível também identificar o aumento, ainda que pequeno, em tópicos como gerenciamento energético de sistemas isolados, devido ao aumento da capacidade de armazenamento. Em [40] é possível ver uma aplicação de planejamento de investimento em sistemas isolados, onde o autor resolve o problema de otimização considerando interligação entre as ilhas do Arquipélago de Açores. Mesmo assim o artigo deixa de fazer uma análise estocástica na estimativa de geração as fontes.

1.4 Estrutura da dissertação

A estrutura da dissertação pode ser resumida na Na introdução faz-se uma contextualização sobre micro-redes e os objetivos da dissertação.

No segundo capítulo é apresentada a metodologia, onde se dá inícios às discussões sobre representação, precisão, cenarização e toma-se conhecimento do problema de otimização a ser modelado e resolvido. Em seguida a metodologia é apresentada finalizando o capítulo com um breve comentários sobre a implementação computacional, que é detalhada no apêndice I.

Figura 5Na introdução faz-se uma contextualização sobre micro-redes e os objetivos da dissertação.

No segundo capítulo é apresentada a metodologia, onde se dá inícios às discussões sobre representação, precisão, cenarização e toma-se conhecimento do problema de otimização a ser modelado e resolvido. Em seguida a metodologia é apresentada finalizando o capítulo com um breve comentários sobre a implementação computacional, que é detalhada no apêndice I.

Figura 5 – Estrutura da dissertação

1 Introdução	Contextualização	Objetivos	Estrutura da Dissertação		
	Micro-Redes Remotas, Inserção de Renováveis em Sistemas Isolados e Avaliação de Sistemas Híbridos	Modelar, avaliar e otimizar micro-redes			
2 Metodologia	Discussões	Modelagem Energética	Modelagem Economica	Otimização de Investimentos	Implementação Computacional
	Precisão da representação da micro-rede, número de cenários, granularidade e problema de otimização	Definição das estimativas de geração horária, e despacho das fontes.	Definição do Calculo dos Custos Fixos, Custo Variáveis, por cenário	Definição das variáveis de decisão, função objetivo e métodos de otimização. Algoritmos evolutivos	
3 Aplicações	Aplicação 1	Aplicação 2	Aplicação 3	Aplicação 4	
	Definição das estimativas de geração horária, e despacho das fontes.	Análise da inserção de novas fontes numa micro-rede	Influência do CVAR na Composição Ótima	Análise de subsídios na geração solar	
4 Estudo de Caso	Dados de Entrada	Resultados e Alocação Ótima de Investimentos			
5 Conclusões					
6 Bibliografia					
Apêndice I	Biblioteca de Simulação de Micro-redes	Biblioteca de Otimização com Algoritmos Genéticos			
Apêndice II	Dados de Entrada da Aplicação				

Fonte: Autor.

O terceiro capítulo utiliza o modelo desenvolvido em aplicações, almejando discutir resultados preliminares e apresentar potenciais funcionalidades da metodologia.

No quarto capítulo é realizado um estudo de caso em que a metodologia é aplicada a uma micro-rede com características típicas.

Por fim são apresentadas as conclusões gerais da dissertação.

2 METODOLOGIA

Com o objetivo de desenvolver uma metodologia com capacidade real de auxiliar no planejamento de fornecimento de energia para microrredes remotas baseada na tomada de decisão otimizada energética e economicamente, em primeiro lugar foi necessário caracterizar o problema e delimitar a abrangência do modelo computacional e o escopo dos estudos.

A metodologia deve considerar o funcionamento de um Sistema Isolado, levando em conta uma microrrede remota, aplicando técnicas capazes de capturar sinergias horárias, mensais e anuais entre as fontes renováveis, considerando métricas de risco.

A utilização de intervalos de simulação horários implica o significativo aumento do número de períodos a serem simulados: quanto menor o intervalo de tempo e maior o horizonte simulado, maior o número de períodos, consequentemente, maior capacidade computacional é necessária para solucionar o problema.

Simultaneamente, as fontes de geração simuladas na microrrede dependem de estimativas de velocidade de vento, vazão nos rios e radiação solar. A modelagem para projeção dessas variáveis climatológicas apresenta incertezas que crescem proporcionalmente ao aumento do horizonte de simulação. Para traduzir essas incertezas de natureza estocástica em métricas de risco, faz-se necessário que a metodologia utilize cenários para melhor representar o funcionamento dessas fontes, aumentando a dimensão do problema. Com isso, é necessário encontrar uma solução de compromisso entre detalhamento da representação da microrrede, número de períodos considerados e número de cenários.

2.1 Detalhamento da representação energética da microrrede

As fontes de geração e carga foram modeladas do ponto de vista energético (adaptações das estimativas de geração apresentadas em Belico dos Reis e Santos [9]). O horizonte temporal para simulação de fenômenos impactantes visando aferir o comportamento do sistema em regime transitório (estabilidade eletromecânica), bem como o controle de tensão, não foram propositadamente considerados, uma vez que o foco da metodologia é o planejamento de microrredes remotas de maneira prospectiva, fazendo-se necessário estudos elétricos, após a definição das diretrizes de investimento.

2.2 Fontes consideradas

Em direção a um dos objetivos desta dissertação, qual seja, viabilizar a inclusão de novas fontes renováveis para o suprimento nas microrredes de maneira rentável e eficiente, apresenta-se a necessidade da representação de outras fontes.

Para isso decidiu-se por incluir na modelagem energética a geração eólica e a solar (fotovoltaica ou termosolar), bem como um possível sistema de armazenamento. O motivo para a seleção foi o crescimento da participação dessas fontes na matriz energética brasileira (Figura 6), no caso eólico e solar, proporcionando confiabilidade de dados técnicos e econômicos na representação e possibilidade real de implementação para simulações utilizando opções presentes no mercado.

Figura 6 – Histórico de geração eólica e solar

Fonte: ONS. [1]

Por sua vez, os sistemas de armazenamento são definidos como uma opção exploratória, buscando melhorar a percepção dos custos e benefícios desses sistemas que podem, potencialmente, fazer a diferença na viabilização de fontes intermitentes. No Plano Decenal de Expansão 2030, os estudos de sistemas de armazenamento se mostraram pouco viáveis para consumidores ligados ao Sistema Interligado Nacional, mas não foram explorados casos em microrredes remotas que têm um custo de geração a Diesel elevado.

Devido à grande dissonância das características de cada Sistema Isolado, a metodologia apresentada pode ser flexibilizada de modo a possibilitar a utilização para simulações de geração distribuída.

Especialmente visando a oportunidade de modelagem de condomínios inteligentes, faz-se necessária a possibilidade de uma interligação entre o sistema supostamente isolado e uma rede de fornecimento ou escoamento de energia. Com isso, a metodologia passa a simular microrredes, enquanto os Sistemas Isolados passam a ser classificados como microrredes remotas.

As premissas consideradas levaram a uma topologia da microrrede representada na Figura 7, que contém a carga do sistema, um possível gerador a Diesel já amortizado ou a ser instalado, uma interligação a uma rede externa que pode ser limitada ou inexistente e, também, contempla a possibilidade de investimento em três novas fontes de suprimento de energia e um sistema de armazenamento.

Figura 7 – Topologia da microrrede

Fonte: Autor.

2.3 Número de períodos considerados

O número de períodos considerados é função da granularidade e do horizonte selecionado. Para captura das sinergias entre as fontes, faz-se necessário considerar variações horárias, mensais e anuais. Assim serão assumidos fatores de modulação e sazonalização típicos, reduzindo a simulação para 24 horas por mês e cenário dentro do horizonte simulado.

A metodologia apresentada pode considerar qualquer horizonte de simulação, porém, em alinhamento com os modelos setoriais de planejamento da operação, será considerado um horizonte de 60 meses.

2.4 Cenários e métrica de risco

Para aplicação de métrica de risco, é necessário que a simulação da microrrede seja realizada estocásticamente. A estocasticidade será representada com a simulação de cenários correlacionados para todas as fontes.

A simulação estocástica possibilita a consideração de momentos de baixa geração para todas as fontes e de momentos em que as fontes se tornam complementares, reduzindo riscos. Este fenômeno ocorre quando a geração das fontes apresenta correlações negativas, em granularidade tanto horária quanto mensal e até anual. As fontes de geração podem ser tratadas de forma similar a ativos em uma carteira, sendo que ativos negativamente correlacionados reduzem o risco da carteira de ativos [31].

Ao simular de maneira estocástica as fontes de geração, é possível construir o histograma considerando o custo de operação do sistema em cada um dos cenários, aplicando métricas de risco como *Value at Risk* e *Conditional Value at Risk*.

2.5 O problema de otimização no planejamento energético de microrredes

Até o momento, foram discutidas as considerações referentes à simulação energética e cálculos de custos e riscos de uma microrrede, sempre considerando uma configuração estática das fontes de energia presentes na microrrede.

A variação da potência instalada de cada uma dessas fontes em uma microrrede compõe um problema de otimização. Na implementação da metodologia, as frentes de trabalho foram separadas em 3 módulos, como mostra a Figura 8. Os módulos 1 e 2 são referentes à simulação energética e econômica da microrrede, e o módulo 3 consiste na otimização de investimentos em novas fontes na microrrede.

A otimização do problema parte de uma configuração da microrrede e explora a variação de potência instalada eólica, solar, hidroelétrica e sistema de armazenamento, considerando os custos de investimento da potência adicional e suas implicações nos custos variáveis. Assim se caracteriza um problema de otimização onde existe uma configuração de potências instaladas que implica o menor custo do sistema, podendo considerar ainda critérios de risco mínimo.

Figura 8 – Interação entre módulos

Fonte: Autor.

O problema apresentado tem natureza linear, dinâmico e determinístico, sendo que considerando a premissa de que não existe transferência de energia entre os dias simulados o problema se torna separável no tempo, reduzindo substancialmente sua complexidade computacional.

2.6 Modelagem energética

Com o delineamento dos objetivos a serem alcançados pelo modelo, é possível definir o equacionamento adequado para cada fonte de energia considerada. De maneira geral, o cálculo energético é feito sequencialmente, iniciando pelo cálculo do requisito imposto pela carga do sistema, seguindo pelo cálculo das fontes não controláveis e controláveis, finalizando pelo cálculo dos eventuais déficits do sistema:

1. Cálculo da carga do sistema;
2. Cálculo do requisito. Em cada uma das etapas o requisito para o sistema é recalculado;
3. Cálculo da geração eólica;
4. Cálculo da geração solar;

5. Cálculo da operação do sistema de armazenamento;
6. Cálculo da geração hidroelétrica;
7. Cálculo da geração a Diesel;
8. Cálculo da importação;
9. Decisor de melhor custo;
10. Cálculo da exportação;
11. Cálculo do déficit.

É possível classificar a operação dos módulos pela natureza da fonte, conforme Figura a seguir.

Fonte: Autor.

Figura 9 – Fluxograma de cálculo energético

Fonte: Autor.

Assim, na Figura 9, esquematiza-se o processo do cálculo, onde os módulos referenciados em verde representam as fontes intermitentes e a carga; nestes módulos, apenas variáveis de entrada são consideradas, e o resultado desses módulos é adicionado (em caso da carga) ou abatido (em caso de geração) do requisito. Os módulos em azul são módulos que podem ser otimizados, e as regras para operação devem ser delineadas; estes módulos dependem dos dados de entrada, da situação atual do requisito e da prioridade de atendimento ao requisito. A terceira classificação está representada pelos módulos em laranja, que são equivalentes às fontes por disponibilidade.

2.6.1 Carga

O primeiro cálculo executado pelo modelo é da carga por mês, hora e cenário. Com base na demanda máxima, pode-se definir adicionalmente a modulação típica de janeiro a dezembro, um fator de sazonalidade mensal por cenário até o fim do horizonte e uma taxa de crescimento anual. O valor em MW é dado pela Equação 1, também esquematizado na Figura 10.

Figura 10 – Fluxograma de cálculo da curva de carga

Os cálculos de cada um dos processos são detalhados a seguir.

$Carga_{c,m,h} = D_{max} * Mod_{m,h} * Sazo_{c,m} * t_{crescimento}^{Ano-1}$	1
--	---

Onde:

$Carga_{c,m,h}$: Demanda horária no mês m, hora h, e cenário c em MW.

D_{max} : Demanda máxima em MW.

$Mod_{m,h}$: Modulação típica por mês e hora em pu.

$Sazo_{c,m}$: Coeficiente de sazonalização da carga por mês m e cenários c em pu.

$t_{crescimento}^{Ano-1}$: Taxa de crescimento anual da carga em porcentagem.

2.6.2 Geração eólica

A segunda variável energética calculada é a geração eólica, que, assim como a carga, é definida por cenário, hora e mês. Definida na Equação 2 e Figura 11, leva em conta a potência instalada do aerogerador, a modulação típica de janeiro a dezembro e a sazonalização mensal até o fim do horizonte.

$GE_{c,m,h} = Pot_{eólica} * ENAE_{c,m} * FChorario_{m,h}$	2
--	---

Onde:

$GE_{c,m,h}$: Geração eólica no mês m , hora h , e cenário c em MWh.

$Pot_{eólica}$: Potência eólica instalada em MW.

$FChorario_{m,h}$: Modulação típica por mês e hora em pu.

$ENAE_{c,m}$: Coeficiente de sazonalização por mês m e cenários c em pu.[†]

Figura 11 – Fluxograma de cálculo da geração eólica

Fonte: Autor.

2.6.3 Geração solar

Em seguida, a segunda geração não controlável é calculada. Primeiro é feito o cálculo da área necessária para alcançar a potência solar determinada em função do Watt Pico da localidade (Equação 3); em seguida, a geração solar por cenário, mês e hora é calculada (Equação 4). Ambos os processos são representados na Figura 12.

[†] ENAE (Analogia e Energia Natural Afluyente Eólica) representa a variabilidade mensal da energia eólica gerada em relação à média.

$AS = \frac{Pot_{solar}}{Ef_{\cdot painel+conversor} * Watt\ Pico}$	3
$GS_{c,m,h} = AS * Ef_{\cdot painel+conversor} * FChorario_{m,h} * ENAS_{c,m}$	4

Onde:

AS : Área necessária para instalação do parque solar em m².

Pot_{solar} : Potência solar instalada em MW.

$Ef_{\cdot painel+conversor}$: Eficiência do conjunto painel mais conversor.

$Watt\ Pico$: Máxima radiação na localidade em W/m².

$GS_{c,m,h}$: Geração solar no mês m, hora h, e cenário c em MWh.

$FChorario_{m,h}$: Modulação típica por mês e hora em pu.

$ENAS_{c,m}$: Coeficiente de sazonalização por mês m e cenários c em pu.^{††}

Figura 12 – Fluxograma de cálculo da geração solar

Fonte: Autor.

2.6.4 Sistema de armazenamento

Após o cálculo da geração das duas fontes não controláveis, é calculada a operação do sistema de armazenamento. O objetivo desse módulo é emular a dinâmica de operação carga/gerador do sistema de armazenamento.

^{††} ENAS (Analogia e Energia Natural Afluyente Solar) representa a variabilidade mensal da energia solar gerada em relação à média.

O sistema de armazenamento pode ser considerado acoplado ao sistema de geração solar, ao eólico ou a ambos. O fluxograma do processo é apresentado na Figura 13.

Figura 13 – Fluxograma de cálculo da operação do sistema de armazenamento

Fonte: Autor.

A capacidade máxima de armazenamento do sistema é calculada pela Equação 5.

$Cap = Pot_{SA} * t_{carga}$	5
------------------------------	---

Onde:

Cap : É a capacidade de armazenamento em MWh.

Pot_{SA} : Potência máxima de injeção na rede pelo sistema de armazenamento.

t_{carga} : Tempo necessário para carregar completamente o sistema de armazenamento.

No algoritmo 1, é apresentado o cálculo da operação do sistema de armazenamento (bot_opr) e o cálculo da energia armazenada (bat_arm). Como premissa, o sistema inicia a primeira hora do dia descarregado (earm=0), em seguida, o algoritmo percorre da hora zero até a última hora, calculando sequencialmente a sobra de energia; quando uma sobra de energia é verificada, o carregamento da bateria é acionado, sendo este o mínimo entre a sobra verificada, a capacidade ociosa do armazenamento e a máxima capacidade de carregamento.

Se na hora em questão for verificado um déficit de energia, a bateria será descarregada, sendo o valor considerado como o mínimo entre o déficit (sobra negativa), a energia armazenada e a potência máxima). Em cada hora, a energia armazenada (earm) é atualizada e registrada em um vetor (bat_arm).

Algoritmo 1 – Bloco de cálculo de operação do sistema de armazenamento

```

earm = 0

De hora = 0 até 24 faça:
    sobra = (Geração[c,h,m] - Carga[c,h,m])
    Se sobra >=0: #Carrega Bateria
        bat_opr[c,h,m]=min(sobra, (cap-earm)/efi, ((cap/efi)/t_carga))
        earm = earm-(bat_opr[c,h,m]*efi)
        bat_arm[c,h,m]= earm
    Se não: # Descarrega bateria
        bat_opr[c,h,m] = min(-sobra, earm, potência)
        earm = earm - bat_opr[c,h,m]
        bat_arm[c,h,m] = earm

```

Fonte: Autor.

2.6.5 Geração hidroelétrica

Uma PCH também pode ser considerada na microrrede. Como premissa para implementação do algoritmo de gerenciamento do armazenamento no reservatório, as PCHs simuladas terão capacidade de regularização diária. Com isso, a PCH alocará a geração com a seguinte ordem de prioridade:

- (i) déficit do sistema da hora com maior tarifa para a hora de menor tarifa;
- (ii) havendo sobra: alocação em hora de maior tarifa para menor tarifa.

A tarifa é considerada conhecida durante o horizonte de simulação, sendo que na Figura 14, são definidos os 3 passos do cálculo da geração hídrica; os cálculos da geração mensal e diária são definidos pelas Equações 6 e 7 respectivamente. O cálculo da geração hídrica horária é a distribuição da energia em função das prioridades anteriormente listadas.

$GHmensal_{c,m} = Pot_{PCH} * FC_{PCH} * Sazo_m * ENA_{c,m} * 720$	6
$GHdiaria_{c,m} = \frac{PGHmensal_{c,m}}{30}$	7

Onde:

$GHmensal_{c,m}$: Geração hidráulica em MWh por cenário c e mês m.

Pot_{PCH} : Potência instalada da PCH em MW.

FC_{PCH} : Fator de capacidade médio em pu.

$Sazo_m$: Fator de sazonalização mensal em pu.

$ENA_{c,m}$: Projeção da energia natural afluente em pu por cenário c e mês m, ou fator MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) se a PCH for participante do MRE.

$GHdiaria_{c,m}$: Geração hidroelétrica diária por cenário c e mês m.

Figura 14 – Fluxograma de cálculo da geração hídrica

Fonte: Autor.

No algoritmo 2, descreve-se o processo de despacho da PCH. Iniciando com a contabilização do recurso diário ($recur_d$) em MWh para um cenário e mês, as horas são percorridas da mais prioritária até a menos prioritária. Para cada hora percorrida é calculada a necessidade de energia do sistema (déficit): se este déficit é maior que zero, a operação da PCH é definida como o mínimo entre o déficit verificado, a potência instalada e a energia diária. Após a distribuição, considerando o requisito horário do sistema, se houver sobras, as horas em ordem de prioridade são percorridas novamente. Nesta segunda passagem, em cada hora é verificada a existência de sobras ($recur_d$): em caso positivo, um despacho adicional ($desp_add$) é definido como o mínimo entre a sobra verificada ($recur_d$) e a potência total descontada da potência já despachada; com o despacho adicional e o despacho da PCH (pch_opr) no cenário, mês e hora são atualizados, e o volume de energia utilizado é descontado do recurso. Se ao final do processo a variável $recur_d$ for diferente de zero, isso indica que no determinado mês a PCH teve uma geração igual à potência instalada durante todo o mês, e essa sobra verificada deverá ser vertida.

Algoritmo 2 – Bloco de cálculo de geração hídrica

```

recur_d = ger_dia_mwh[m,c]

De hora mais prioritária até a hora menos prioritária faça:
    déficit = req[c,m,h]
    Se déficit > 0:
        pch_opr[c,m,h]=min(recur_d, potência, déficit)
        recur = recur - pch_opr[c,m,h]
    Se não:
        pch_opr[c,m,h] = 0

Se recur_d > 0:
    De hora mais prioritária até a hora menos prioritária faça:
        Se recur_d > 0:
            desp_add = mínimo(potencia - pch_opr[c,m,h], recur_d)
            pch_opr[c,m,h] = pch_opr[c,m,h] + desp_add
            recur_d = recur_d - desp_add

```

Fonte: Autor.

2.6.6 Geração termoeétrica

A curva de geração termoeétrica considera a potência máxima da termoeétrica e a curva de carga líquida.

Figura 15 – Fluxograma de cálculo da geração termoeétrica

Fonte: Autor.

A geração termoeétrica é dada por:

$GT_{c,m,h} = \begin{cases} 0, & \text{se } Req_{c,m,h} \leq 0 \\ Req_{c,m,h}, & \text{se } Pot_{term} > Req_{c,m,h} > 0 \\ Pot_{term}, & \text{se } Pot_{term} < Req_{c,m,h} \end{cases}$	8
--	---

Onde:

$GT_{c,m,h}$: Geração termoeétrica em MWh no cenário c, mês m e hora h.

Pot_{term} : Potência termoeétrica instalada em MW.

$Req_{c,m,h}$: Requisito (curva de carga líquida) em MWh por cenário c, mês m e hora h.

2.6.7 Importação de energia

A curva de importação de energia da rede considera a potência máxima de importação e a curva de carga líquida.

Figura 16 – Fluxograma de cálculo de importação de energia

Fonte: Autor.

A importação de energia é dada por:

$EI_{c,m,h} = \begin{cases} 0, & \text{se } Req_{c,m,h} \leq 0 \\ Req_{c,m,h}, & \text{se } Pot_{imp} > Req_{c,m,h} > 0 \\ Pot_{imp}, & \text{se } Pot_{imp} < Req_{c,m,h} \end{cases}$	9
---	---

Onde:

$EI_{c,m,h}$: Importação de energia em MWh no cenário c, mês m e hora h.

Pot_{imp} : Potência máxima de importação da rede instalada em MW.

$Req_{c,m,h}$: Requisito (curva de carga líquida) em MWh por cenário c, mês m e hora h.

2.6.8 Decisor de menor custo (importação e geração termoeletrica)

A modelagem prevê que, ao operar o sistema em questão, o operador tem capacidade de escolher em qualquer hora a opção de menor custo entre a geração termoeletrica e a importação da rede. Para isso, o modelo faz o cálculo hora a hora para o caminho 1 e o caminho 2 (Figura 17). No caminho 1, inicialmente é calculada a geração termoeletrica e, depois, a importação de energia; já no caminho 2, primeiramente é calculada a importação de energia e, em seguida, a geração termoeletrica.

Com a operação horária, considerando as duas possibilidades, é construído um vetor de decisão indicando o caminho escolhido em cada hora.

Figura 17 – Fluxograma decisão de menor custo

Fonte: Autor.

Ao final, o decisor retorna à geração térmica, à importação e ao requisito atualizado por mês, hora e cenário já considerando o menor custo de despacho, sendo este uma composição entre o caminho 1 e o caminho 2 previamente calculado.

2.6.9 Exportação de energia

Similar à importação de energia, a exportação de energia da rede considera a potência máxima de exportação e a curva de carga líquida. Quando a variável Requisito apresenta valores negativos, conclui-se que toda a carga foi atendida em um determinado cenário c , mês m e hora h , e houve sobra de geração.

Figura 18 – Fluxograma de cálculo de exportação de energia

Fonte: Autor.

A exportação de energia é dada por:

$EE_{c,m,h} = \begin{cases} 0, & \text{se } Req_{c,m,h} \geq 0 \\ Req_{c,m,h}, & \text{se } -Pot_{exp} > Req_{c,m,h} \\ -Pot_{exp}, & \text{se } -Pot_{exp} < Req_{c,m,h} \end{cases}$	10
--	----

Onde:

$EE_{c,m,h}$: Energia exportada em MWh no cenário c, mês m e hora h.

Pot_{exp} : Potência máxima de exportação para a rede em MW.

$Req_{c,m,h}$: Requisito (curva de carga líquida) em MWh por cenário c, mês m e hora h.

2.6.10 Déficit de energia

A curva de déficit de energia é implementada por uma térmica com potência infinita, onde toda energia necessária para fechar o balanço do sistema é gerada, porém, na realidade essa energia gerada representa a ausência de fonte geradora no momento. A modelagem através da usina térmica déficit proporciona a valoração da restrição à demanda (insuficiência de geração) pelo custo de déficit.

Figura 19 – Fluxograma de cálculo de déficit de energia

Fonte: Autor.

O déficit de energia é dado por:

$D_{c,m,h} = \begin{cases} 0, & \text{se } Req_{c,m,h} \leq 0 \\ Req_{c,m,h}, & \text{se } Req_{c,m,h} > 0 \end{cases}$	11
---	----

Onde:

$D_{c,m,h}$: Déficit de energia no sistema em MWh no cenário c, mês m e hora h.

$Req_{c,m,h}$: Requisito (curva de carga líquida) em MWh por cenário c, mês m e hora h.

2.6.11 Probabilidade de déficit

Avaliando os momentos de déficit do sistema, é possível calcular a probabilidade de déficit, definida na Equação 12.

$P_{def} = \frac{\text{Número de Meses que } D_{c,m,h} \neq 0}{N * M}$	12
--	----

Onde:

P_{def} : Probabilidade de ocorrência de déficit em %.

$D_{c,m,h}$: Valor do déficit no cenário c, mês m e hora h.

N : Número de cenários.

M : Número de meses no horizonte de simulação.

2.7 Modelagem econômica

A análise econômica consiste em valorar o custo total do sistema no horizonte projetado. Ao considerar variáveis estocásticas como variabilidade solar, eólica e hídrica, a estimativa de custo total do sistema é feita através da cenarização e representada por estatística dos cenários definidos.

Na avaliação dos sistemas simulados serão definidas metodologias de cálculo para o Custo Esperado Total (CET) trazido a valor presente, o Custo Médio Mensal (CMM) e o menor *Conditional Value at Risk* (CVAR) mensal por semestre.

Conforme a Figura 20, os dados de geração calculados são utilizados, junto aos dados econômicos, para calcular o custo de operação e investimento em cada cenário. Do conjunto de resultados de custos por cenário são calculados o CTE, o CMM e o CVAR.

Nas seções seguintes são detalhados os cálculos para cada um dos componentes do custo de operação do sistema e dos custos de investimento, ambos mensalmente. Em seguida define-se como esses custos compõem o CET, o CMM e o CVAR.

Figura 20 – Fluxograma de entradas e saídas da análise econômica

Fonte: Autor.

2.7.1 Cálculo dos custos fixos do sistema

O sistema considera como custo fixo apenas os investimentos não amortizados de geração no sistema. Para o cômputo do investimento mensal nas fontes renováveis, aplica-se o conceito de Fator de Recuperação de Capital, com isso, o custo de investimento de qualquer uma das fontes consideradas tem seu valor projetado em parcelas de igual valor distribuídas durante a vida útil do equipamento.

$CIM_{PCH} = Pot_{PCH} * IU_{PCH} * FRC_{SA}$	13
$CIM_{SOL} = Pot_{SOL} * IU_{sol} * FRC_{SA}$	14
$CIM_{EOL} = Pot_{EOL} * IU_{eol} * FRC_{SA}$	15
$CIM_{SA} = Pot_{SA} * IU_{SA} * FRC_{SA}$	16
$CIM_{Term.} = Pot_{Term.} * IU_{Term.} * FRC_{Term.}$	17
$FRC_X = \frac{(t_{am_X}^{n_X}) * (t_{am_X} - 1)}{t_{am_X}^{n_X} - 1}$	18

Onde:

X : Índice indicativo da fonte: PCH, SOL, EOL, SA e Termoelétrico.

CIM_X : Custo de investimento mensal da fonte X em milhões de reais.

Pot_X : Potência instalada da fonte X.

IU_X : Custo de investimento da fonte X em milhões de reais por MW instalado.

FRC_X : Fator de recuperação de capital para fonte X.

n_X : Vida útil, ou tempo de investimento para fonte X em meses.

t_{am_x} : Taxa de juros ao mês para fonte X.

O custo de investimento mensal de uma fonte é calculado através da multiplicação da potência instalada da usina, pelo custo unitário de investimento, e pelo fator de recuperação do capital.

2.7.2 Cálculo dos custos variáveis do sistema

Os custos variáveis são custos intrinsicamente dependentes da simulação energética estocástica. Estes custos são representados pelo Custo Térmico (CT), o Custo de Importação (CI) e o Custo de Déficit (CD), decorridos do acionamento das fontes despacháveis, que atuam no sistema em cenários em que as fontes intermitentes não conseguem suprir totalmente a carga.

Por outro lado, existem momentos em que as fontes não despacháveis superam a geração necessária para o suprimento da carga, possibilitando dentro do limite estipulado uma venda da energia, gerando receita para o controlador do sistema.

Resumidamente, os custos variáveis e a receita são definidos:

- (i) o CT é dado pela curva da geração termoelétrica valorada pelo Custo Variável Unitário (Equação 19);
- (ii) o CI de energia é dado pela curva de importação valorada pela tarifa horária de compra (Equação 20);
- (iii) o CD é a valoração da curva de déficit pelo custo unitário do déficit do sistema, que pode representar o valor socioeconômico da falta de energia no sistema (Equação 21);
- (iv) a RI de energia é dada pela valorização das sobras do sistema à tarifa horária de venda (Equação 22).

Nota-se que a energia exportada é negativa, e a receita de exportação também assume valores iguais ou inferiores a zero.

$CT_{m,c} = 30 * \sum_{h=0}^{23} (GT_{c,m,h} * CVU_{Term.})$	19
$CI_{m,c} = 30 * \sum_{h=0}^{23} (EI_{c,m,h} * TI_h)$	20
$CD_{m,c} = 30 * \sum_{h=0}^{23} (D_{c,m,h} * CVU_{Def.})$	21
$RE_{m,c} = 30 * \sum_{h=0}^{23} (EE_{c,m,h} * TE_h)$	22

Onde:

$CT_{m,c}$: Custo de geração térmica no mês m e cenário c em reais.

$GT_{c,m,h}$: Geração térmica no cenário c, mês m e hora h em MWh.

$CVU_{Term.}$: Custo variável unitário em reais por MWh.

$CI_{m,c}$: Custo de importação de energia no mês m e no cenário c em reais.

$EI_{c,m,h}$: Energia importada da rede no cenário c, mês m e hora h em MWh.

TI_h : Tarifa de importação de energia na hora h em reais por MWh.

$CD_{m,c}$: Custo de déficit no mês m e cenário c em reais.

$D_{c,m,h}$: Déficit de energia no cenário c, mês m e hora h em MWh.

$CVU_{Def.}$: Custo variável unitário do déficit em reais por MWh.

$RE_{m,c}$: Receita de exportação de energia no mês m e no cenário c em reais.

$EE_{c,m,h}$: Energia exportada para a rede no cenário c, mês m e hora h em MWh.

TE_h : Tarifa de exportação de energia na hora h em reais por MWh.

2.7.3 Custo mensal por cenário, Custo Médio Mensal, Custo Esperado Total e CVAR

Após o cálculo dos custos fixos ($CFixo$) e custos variáveis ($CVar_{c,m}$), é possível calcular o custo mensal por cenário ($Custo_{c,m}$), definidos nas Equações 23 a 25 a seguir.

$Custo_{c,m} = CFixo + CVar_{c,m}$	23
$CFixo = CIM_{PCH} + CIM_{SOL} + CIM_{EOL} + CIM_{SA} + CIM_{Term.}$	24
$CVar_{c,m} = CT_{m,c} + CI_{m,c} + CD_{m,c} + RE_{m,c}$	25

Sendo composta por custos fixos ($CFixo$), a soma de todos os investimentos representa um Custo Fixo, enquanto a soma dos custos variáveis ($CVar_{c,m}$), composta pela soma do custo da fonte despachável, compra de energia, valor do déficit e venda de energia para cada mês e cenário simulado, representa um Custo Variável.

O Custo Esperado Total (CET) é dado como a média do Custo Esperado (CE_c) dos N cenários. O Custo Esperado em cada cenário é o Custo por mês e cenário ($Custo_{c,m}$) trazido a valor presente (Equações 26 e 27).

$CE_c = \sum_{m=1}^{No. Meses} \frac{Custo_{c,m}}{(1 + taxa)^{m-1}}$	26
$CET = \frac{\sum_{c=1}^N CE_c}{N}$	27

O Custo Médio Mensal (CMM) é a média dos custos mensais de todos os N cenários e M meses (Equação 28).

$CMM = \left(\frac{1}{M * N} \right) * \left\{ \sum_{m=1}^M \left[\sum_{c=1}^N Custo_{c,m} \right] \right\}$	28
--	----

Para medir a incerteza do custo da microrrede devido à variação da geração das fontes não controláveis, é utilizada a métrica do *Conditional Value at Risk* (CVAR). Com o objetivo de manter o risco controlado, o CVAR é calculado semestralmente, evitando que fluxos de caixa desfavoráveis no início do horizonte sejam negligenciados e, conseqüentemente, tenham impacto minimizado. O CVAR semestral é definido como a média dos 5% maiores custos mensais do semestre. O CVAR final considerado é o maior entre os semestres.

$CVAR = Máximo (CVAR_{1ºsem.} \dots CVAR_{10ºsem.})$	29
--	----

$CV@R_{X^{o_{sem}}}$: Média dos 5% piores custos mensais em todos os cenários para o semestre X	30
--	----

O cálculo do CET, CMM e CVAR finaliza o processo de simulação estocástica do sistema para uma configuração de potências instaladas definida.

2.8 Otimização de investimentos

Considerando o potencial do problema de otimização apresentado no início deste capítulo e, posteriormente, a formulação para simulação estocástica dos custos de microrredes, pode-se explorar um meio de reduzir os custos de atendimento da microrrede através da variação da potência considerada para as fontes de geração de energia. Serão explorados dois métodos de otimização para definição do portfólio com objetivo de encontrar a composição ótima de investimento para o SI:

- (i) método combinatório baseado em pesquisa exaustiva e;
- (ii) modelo de otimização usando a técnica de algoritmos genéticos.

Em muitos casos, as opções disponíveis para implementação são, na realidade, discretas, o que torna esse tipo (i) de abordagem indispensável. Todavia, visando a aplicação ampla da metodologia apresentada, inclusive para redes de maior demanda, onde a busca exaustiva pode se tornar inviável, faz-se necessário propor uma metodologia consistente para definição da quantia investida adequada em cada fonte e que consiga capturar potenciais sinergias, fator que pode ser determinante para a viabilidade econômica.

Com isso, propôs-se a utilização de um algoritmo evolutivo. Os principais fatores que levaram à escolha do desenvolvimento nessa direção foram: (i) a não linearidade do problema; (ii) a fácil implementação modular; e (iii) o baixo requerimento de poder computacional. Assim, define-se como função objetivo do problema de otimização:

$Função\ Objetivo = \text{Mín}(k_1 * CET + k_2 * CVAR)$	31
---	----

E como variáveis de decisão:

$Pot_{SOL}; Pot_{EOL}; Pot_{PCH}; Pot_{SA};$	32
--	----

A otimização será feita de maneira exógena aos cálculos energéticos e econômicos apresentados, portanto, o problema respeita as equações mostradas anteriormente de forma análoga a restrições. A simulação estocástica do sistema não apresenta problemas de inconsistência, sendo que qualquer conjunto de variáveis de decisão produzirá um conjunto de variáveis de saída (Função Injetora).

De maneira geral, a otimização pode ser definida através dos seguintes passos (Figura 21):

- (i) leitura dos dados de entrada;
- (ii) definição do conjunto de potências instaladas das fontes simuladas (variáveis de decisão) de acordo com o tipo de otimizador (análise combinatória ou algoritmos genéticos);
- (iii) cálculo do CET, CMM e CVAR;
- (iv) verificação da convergência:
 - a. se não for atingido o limite de iterações ou o critério de convergência, retorna a (ii);
 - b. se o critério de convergência for satisfeito ou o limite de iterações atingido, segue para (v);
- (v) apresentação do portfólio ótimo de investimentos, e seu respectivo CET.

Figura 21 – Fluxograma do modelo geral de otimização

Fonte: Autor.

2.8.1 Combinatório

A primeira alternativa apresentada para solucionar o problema de composição ótima do investimento é a análise combinatória. A simplicidade da solução ajuda na verificação dos resultados e na comparação com outras soluções, porém, este método exige a simulação de todas as combinações de potência, implicando um tempo computacional expressivo.

A análise combinatória consiste na formação de uma lista de possíveis valores para cada uma das 4 variáveis de decisão (Pot_{SOL} , Pot_{EOL} , Pot_{PCH} , Pot_{SA}) e na simulação de todas as combinações possíveis.

Considerando que cada variável de decisão pode assumir os valores de 0 ou 10 MW, temos um espaço amostral de 2^4 configurações a serem simuladas; considerando 0,5 e 10 MW, este número salta para 3^4 . Logo, ao considerar K valores possíveis para cada variável de decisão, é necessária a simulação de K^4 configurações de portfólio (Figura 22).

Figura 22 – Crescimento do número de configurações simuladas para 4 variáveis de decisão

Fonte: Autor.

A equação genérica da dimensionalidade do problema é definida por:

$\text{Número de Simulações} = K_{SOL} * K_{EOL} * K_{PCH} * K_{SA}$	33
--	----

As configurações a serem simuladas por este método são definidas em função do valor de potência instalada máxima ($PotMax_x$), valor de potência instalada mínima ($PotMin_x$) e do número de passos (p_x); o número de valores possíveis é $K_x = (p_x + 1)$, e a variação em MW entre os valores é definida por $(PotMax_x - PotMin_x)/p_x$.

Após a definição de todas as configurações, aplica-se a metodologia de cálculo do CET, CMM e CVAR, sendo estes valores comparados para definir qual das configurações obteve a melhor avaliação.

2.8.2 Algoritmos genéticos

A segunda abordagem desenvolvida é a utilização de algoritmos genéticos (AG) especializados. Os algoritmos genéticos são algoritmos baseados na teoria da evolução de Darwin, elaborados por John Holland em 1975. Trata-se de uma técnica de otimização que mescla procedimentos de busca direcionada e aleatória [10].

Os algoritmos genéticos são amplamente utilizados devido à sua fácil implementação em diversos problemas. Seu funcionamento consiste em, partindo de um conjunto de indivíduos (população), avaliar o desempenho de cada um deles e, utilizando operadores genéticos, definir quais estão aptos a seguir para a próxima geração. Após um número específico de gerações, ou ao atendimento de um critério de parada, o algoritmo determina o indivíduo mais bem avaliado da última geração como solução do problema. Na Figura 23 é possível verificar o fluxograma das etapas de um AG.

2.8.2.1 Codificação

A codificação de um AG se dá por vetores através do armazenamento de bits, que representam as variáveis de decisão do problema. Conjuntos desses bits representam um indivíduo e, no caso em questão, o fenótipo associado a esse indivíduo.

Tomando como exemplo a

Figura 24, um indivíduo é composto por 24 bits (genes); neste caso, cada 6 genes compõem um cromossomo, que representa uma característica desse indivíduo. O conjunto dessas características compõe o fenótipo do indivíduo (expressão do material genético). Para calcular o fenótipo de um indivíduo, é necessário definir os valores máximos, mínimos e o número de representações possíveis para cada representação do cromossomo, sendo o cromossomo com todos os valores 0 atribuído ao valor mínimo, e o cromossomo com todos os valores 1 atribuído ao valor máximo da característica. O valor do passo é a resolução da representação, sendo essa a menor alteração possível entre indivíduos.

O número de bits, o valor mínimo e o máximo por característica são parâmetros do AG.

Figura 23 – Fluxograma do algoritmo genético

Fonte: Autor, modificado de Barione de Oliveira, Kagan, Kagan e Schmidt. [11]

Figura 24 – Codificação de um indivíduo

	Bite 1					Bite 2					Bite 3					Bite 4								
Bit:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Valor do Bit:	0	0	1	1	0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0	1	1	1	0
Valores Possíveis:	2^(número de bits) = 64					2^(número de bits) = 64					2^(número de bits) = 64					2^(número de bits) = 64								
Valor Máximo [MW]:	4					4					4					4								
Valor Mínimo [MW]:	0					0					0					0								
Passo [MW]:	0,0625					0,0625					0,0625					0,0625								
Valor Numérico:	13					15					12					46								
Fenótipo [MW]:	Pot. Eólica = 0,8125					Pot. Solar = 0,9375					Pot. PCH = 0,75					Pot. S. Arm. = 2,875								

Fonte: Autor.

2.8.2.2 População inicial

O algoritmo genético tem início com a definição da população inicial, em que um número predefinido de indivíduos tem seu conteúdo genético (bits) sorteado de forma aleatória. O conjunto dos indivíduos sorteados é denominado população inicial, que representa também a primeira geração do AG.

O tamanho da população afeta o desempenho e a eficiência do AG. Numa população pequena o desempenho pode cair, pois esta tem uma pequena cobertura do espaço de busca. Populações maiores são mais representativas do espaço de busca e previnem convergências prematuras para ótimos locais. Contudo, grandes populações exigem maiores recursos computacionais.

2.8.2.3 Avaliação

Os indivíduos guardam um conjunto de bits que se manifestam através de características formando um fenótipo. No AG, cada fenótipo representa uma solução para o problema e pode ter seu desempenho avaliado. No caso deste trabalho, a avaliação dos indivíduos é composta parcialmente pela redução do CET da microrrede e pelo CVaR da solução composta pelas características do indivíduo. As Equações 34, 35 e 36 definem a função de avaliação.

$F_{aval} = Pen * \frac{Fator_k - CET}{Fator_k}$	34
$Pen = \begin{cases} se\ CVaR < CVaR_{limite}: 100\%; \\ se\ não\ 90\% \end{cases}$	35
$Fator_k = 24 * 30 * n_{meses} * D_{max,ultimo\ ano} * CVU_{term.}$	36

Onde:

F_{aval} : Função de avaliação.

Pen : Penalidade aplicada aos indivíduos que não atendem ao critério de risco mínimo.

$CVaR_{limite}$: *Conditional Value at Risk* mínimo aceitável.

$Fator_k$: O fator k é o custo de referência do sistema, representado pelo valor do atendimento da demanda máxima durante todo o horizonte com custo unitário da geração térmica.

$D_{max,ultimo\ ano}$: Demanda máxima no último ano de simulação.

$CVU_{term.}$: Custo unitário da geração térmica.

O $Fator_k$ foi utilizado por dois motivos: (i) alterar a função objetivo do problema, transformando-a em uma maximização percentual de redução de custos, ao contrário de uma minimização do custo; e (ii) manter todos os valores positivos, uma vez que, dependendo da configuração da microrrede, pode-se ter uma alteração de sinal do custo com a venda de energia, e essa alteração impossibilitaria a aplicação de uma penalidade multiplicativa.

Após a avaliação de todos os indivíduos da população inicial, aplicam-se os operadores genéticos para definir o segundo conjunto de indivíduos (segunda geração), descendentes da população inicial.

2.8.2.4 Elitismo

O operador elitismo garante que a melhor solução encontrada em uma população seja passada adiante. Na Figura 25, o operador identifica o melhor indivíduo da geração N, indivíduo número 2, e passa seus genes sem alterações para a primeira posição da próxima geração.

Figura 25 – Codificação elitismo

Fonte: Autor.

2.8.2.5 Torneio

Esta técnica de seleção é responsável por escolher quais indivíduos transmitirão seu material genético para a próxima geração. O método de seleção por torneio consiste em selecionar aleatoriamente N indivíduos de uma geração e entre eles selecionar o campeão, indivíduo mais bem avaliado, para passar para a próxima geração. O método de torneio é repetido até que o número predefinido de indivíduos por geração seja atingido.

No exemplo da Figura 26, os indivíduos 4 e 0 foram selecionados aleatoriamente, e o indivíduo 4, melhor avaliado, vence o torneio indo para a próxima geração. Esse processo se repete até que todas as posições da nova geração sejam ocupadas.

Figura 26 – Codificação torneio

Fonte: Autor.

2.8.2.6 Cruzamento

Depois da seleção, o operador cruzamento realiza a troca de material genético entre os indivíduos da população. O operador consiste em escolher aleatoriamente indivíduos da população para efetuar a troca de informações entre eles, fazendo com que o algoritmo explore novas regiões do espaço de busca [10].

O cruzamento consiste em selecionar um ponto, de maneira aleatória, em que a informação genética de dois indivíduos será trocada. Na Figura 27, inicialmente dois indivíduos são sorteados; em seguida, o local do cruzamento também é sorteado – bit número 5, neste caso –, e com isso são gerados dois novos indivíduos: o primeiro contém o material do primeiro antigo indivíduo até o bit 5 e o material genético do segundo antigo indivíduo do bit 6 até o último; e o segundo tem o material genético do segundo antigo indivíduo até o bit 5 e o material genético do primeiro antigo indivíduo do bit 6 em diante.

Figura 27 – Codificação cruzamento

Fonte: Autor.

Quanto maior a probabilidade de cruzamento, maior a frequência em que novas estruturas são introduzidas na população. Taxas de cruzamento muito altas fazem com que toda a população seja substituída, acarretando possíveis perdas de indivíduos com alta aptidão; por outro lado, taxas muito baixas tornam a convergência lenta.

2.8.2.7 Mutação

Responsável por garantir a diversidade genética da população, a mutação evita que o algoritmo fique restrito a uma região do espaço de busca. A mutação consiste em alterar, eventualmente, um ou mais bits de um indivíduo.

Cada bit que compõe os indivíduos da população é percorrido, e para cada bit um número aleatório é sorteado; se este for menor que a taxa de mutação, o bit é invertido (se 1, é alterado para 0; se 0, é alterado para 1).

Uma alta taxa de mutação torna a busca essencialmente aleatória; uma baixa taxa de mutação pode acarretar uma restrição do espaço de busca estacionando em ótimos locais.

2.8.2.8 Evolução

Com a criação de novas gerações, a população evolui em direção ao resultado ótimo. Na Figura 29, pode-se observar um exemplo de acompanhamento entre gerações do melhor indivíduo e da função de avaliação média de todos os indivíduos da geração. Observa-se a evolução rápida do melhor indivíduo de cada geração nas 25 primeiras gerações, uma leve melhora na avaliação entre 25 e 75, e, após 75 gerações, o resultado fica estagnado.

Figura 28 – Codificação mutação

Fonte: Autor.

Figura 29 – Avaliação da população

Fonte: Autor.

O fenótipo do melhor indivíduo é acompanhado durante as gerações (Figura 30). A alternância é alta no início das iterações, em que novas estruturas constantemente assumem a posição de melhor indivíduo, sendo impactadas principalmente pela taxa de cruzamento. Após 30 iterações, observa-se que o melhor indivíduo tem valores próximos ao ótimo encontrado; nesta etapa, as melhorias do indivíduo são regidas principalmente pela taxa de mutação, em especial, nas mutações ocorridas nos bits menos significativos de cada característica, refinando o melhor indivíduo.

Figura 30 – Fenótipo do melhor indivíduo

2.8.2.9 Desempenho

O algoritmo genético configurado se mostrou eficiente ao fornecer uma solução para o problema proposto. A Figura 31 mostra o CET otimizado para um sistema em função do tempo computacional empenhado. Ao usar a análise combinatória, verifica-se um problema em que a variação de potência imposta na análise pode não estar próxima do ponto ótimo, como é visto na linha azul no ponto próximo a 7 minutos. Neste exemplo, esse foi um ponto crítico em favorecimento ao uso do AG. Esse efeito depende das variações previamente definidas e das características da microrrede analisada, por isso, o AG tem vantagem por apresentar mais adaptabilidade a diversas configurações das microrredes.

Figura 31 – Resultados da otimização por tempo de computação

Como exposto anteriormente, a forma de convergência do AG tem grande influência dos parâmetros predefinidos. Alterações de taxa de cruzamento, taxa de mutação e número de indivíduos na população podem acelerar o processo de convergência do problema. Na Figura 32, observa-se a sensibilidade da taxa de mutação; neste caso, a taxa de mutação em 20% se mostrou mais adequada, tanto para uma rápida evolução no início do processo iterativo, quanto para alcançar o indivíduo ótimo mais rápido.

Figura 32 – Sensibilidade da taxa de mutação do AG

Fonte: Autor.

Na Figura 33, a taxa de cruzamento do AG variada; o valor de 30% se mostrou adequado, fornecendo uma convergncia mais rpida que os demais valores.

Figura 33 – Sensibilidade da taxa de cruzamento do AG

Fonte: Autor.

Outro parmetro que pode ser ajustado no AG o nmero de indivduos na populao. Este nmero constante durante a evoluo, ressaltando-se que quanto maior o nmero de indivduos na populao, mais abrangente o espao de busca; contudo, o aumento impacta linearmente o tempo computacional.

Na Figura 35, verifica-se que, quanto menor o número de indivíduos na população, maior o tempo necessário para que o melhor indivíduo tenha alta aptidão. A curva de 5 teve um disparo nas gerações iniciais, sendo um argumento contrário ao apresentado, entretanto, isso pode acontecer devido à natureza aleatória do AG; mas ainda se nota que, após essa aceleração em direção ao ponto ótimo, esta curva permanece estagnada, sendo superada por outras.

Figura 34 – Sensibilidade da taxa de cruzamento do AG

Fonte: Autor.

Além da calibragem correta do AG, algoritmos similares podem ser implementados de forma semelhante a fim de melhorar o desempenho da otimização do problema, de que são alguns exemplos: algoritmos meméticos [12], colônia de formigas [13] e enxame de partículas. Em Medeiros [10], podem-se encontrar exemplos de aplicação e comparação do desempenho desses algoritmos.

2.9 A implementação computacional

A versão inicial da implementação da metodologia se deu utilizando os programas Excel e VBA. Em seguida, com a adição da modelagem do sistema de armazenamento, foi necessária a alteração da linguagem computacional.

A segunda versão, com a metodologia completa, foi desenvolvida em Python. Na implementação foi utilizada, principalmente, a biblioteca de *big data* (Pandas), a biblioteca matemática numpy, em ambiente de desenvolvimento Jupyter Notebook. Também foram utilizadas bibliotecas auxiliares de plotagem de gráficos, sorteio de número aleatórios, leitura de arquivos tipo json e manipulação de datas.

Como consequência do trabalho, foram desenvolvidas duas bibliotecas computacionais programadas na linguagem Python:

(i) `sim_sistemas.py`

(ii) `ag_v3.py`

A primeira contém a classe desenvolvida para a simulação energética, com toda a implementação da metodologia apresentada para representação da microrrede.

A segunda contém a classe desenvolvida para otimização do problema utilizando algoritmos genéticos.

Mais detalhes das classes criadas e seus métodos, assim como a definição dos arquivos de entrada necessários para simulação e otimização do investimento em microrredes, podem ser vistos no Apêndice A.

3 APLICAÇÃO

Essa seção tem como objetivo explorar a metodologia apresentada para a solução de problemas práticos encontrados no planejamento energético de sistemas. Devido ao direcionamento dessa seção à adequação e aplicabilidade da metodologia dos problemas apresentados, os dados de entradas utilizados são fictícios; contudo, a ordem de grandeza foi devidamente considerada (Tabela 5). Nestas aplicações o fator de capacidade médio para a PCH a Eólica e a Solar são respectivamente de 85%, 57% e 24%. Os dados de variabilidade detalhados das fontes e a demanda horária são apresentados no Apêndice B.

Tabela 5 – Dados base para exemplo de aplicações

Nome do Estudo:		Aplicacao1		Número de Meses:	60	Número de Cenários	63	
Carga	Demanda Máxima	1,00	[MW]			Potência Instalada	-	[MW]
	Crescimento Anual	3,00%				Eficiência	80,00%	
Eólica	Potência Instalada	1,00	[MW]			Tempo de Carga	3	[horas]
	Custo de Investimento	4,00	[Milhões de R\$/MW]			Tempo de Descarga	3	[horas]
	Taxa	12,00%	[a.a.]			Custo de Investimento	0,10	[Milhões de R\$/MW]
	Tempo	10,00	[Anos]			Taxa	12,00%	[a.a.]
Solar	Potência Instalada	5,00	[MW]			Tempo	20,00	[Anos]
	Eficiência Total	10,29%						
	Watt Pico	897,00	[W/m²]			Potência Instalada	1,00	[MW]
	Custo de Investimento	5,00	[Milhões de R\$/MW]			CVU	900	[R\$/MWh]
	Taxa	12,00%	[a.a.]			Custo de Investimento	-	[Milhões de R\$/MW]
	Tempo	20,00	[Anos]			Taxa	0,00%	[a.a.]
PCH	Potência Instalada	1,50	[MW]			Tempo	-	[Anos]
	Fator de Capacidade	60,00%						
	Custo de Investimento	6,00	[Milhões de R\$/MW]			Importação Máxima	-	[MW]
	Taxa	12,00%	[a.a.]			Tarifa Média de Importação	500,00	[R\$/MWh]
	Tempo	10,00	[Anos]			Exportação Máxima	-	[MW]
						Tarifa Média de Exportação	500,00	[R\$/MWh]
Déficit	Custo de Déficit	4.000	[R\$/MWh]					

Fonte: Autor.

3.1 Aplicação 1: Análise energética horária

Aplicando a metodologia de simulação, pode-se estimar o despacho das fontes consideradas no sistema, em cada hora dos dias típicos por mês e por cenário. A Figura 35 e a

Figura 36 mostram a saída do balanço energético horário para o sistema anteriormente definido em dois momentos diferentes, sendo o primeiro no início do período de simulação, e o segundo no final do período de simulação.

Figura 35 – Aplicação 1: saída balanço energético série 1 e mês 1

Figura 36 – Aplicação 1: saída balanço energético série 63 e mês 53

Em ambas as figuras, pode-se concluir que a utilização apenas de fontes intermitentes (desconsiderando a operação diária da PCH) implicaria uma lacuna entre a curva da carga e a soma das gerações, sendo que esta lacuna deve ser atendida por soluções com custo variável – geração termoeletrica e importação – ou soluções com custo de investimento – PCH e sistema de armazenamento. Verifica-se também um sobredimensionamento da fonte solar, que na Figura 35 faz com que o sistema tenha geração excedente durante 10 das 12 horas com radiação solar, e na

Figura 36, em 10 das 11 horas de radiação, o que sugere uma investigação quanto à viabilidade da venda desse excedente para a rede.

Nota-se também o impacto da decisão de despacho da PCH, que inicialmente prioriza a geração nas horas em que a geração solar e a eólica não conseguem atender a carga; em um segundo momento, a geração é alocada em função das tarifas de exportação (quando a exportação não é especificada, o valor da exportação pode ser usado como um auxiliar de prioridades para atendimento). Como neste caso a tarifa é constante ao longo do dia, o despacho secundário ocorre em ordem horária.

3.2 Aplicação 2: Inserção de novas fontes no sistema

Partindo do sistema anterior sem nenhuma fonte de geração (características na Tabela 5), será analisado o benefício sistêmico de investimento das fontes, inicialmente de maneira isolada, e em seguida da combinação duas a duas. É possível quantificar o benefício no sistema no cenário médio e nos piores cenários ao considerar as variações no CET, CMM e CVAR.

A Figura 37 apresenta o caso em que a potência instalada da usina eólica foi aumentada gradualmente, passando de 0 MW (Configuração original) para 4 MW com passos de 0,2 MW.

A curva do CET em função da potência eólica instalada no sistema tem característica convexa, sendo o vale – ponto ótimo – situado por volta de 1,8 MW e reduzindo o CET em 46%; por outro lado, ao analisar a curva do CVAR em função da potência eólica instalada no sistema, observa-se uma reta ascendente, logo, para qualquer ponto analisado, o CVAR é maior que o CVAR original (sistema operando somente com a geração termoelétrica), o que significa que nos cenários críticos (com pouca geração eólica) o operador deve arcar com os custos de geração termoelétrica e/ou déficit somados ao novo custo de investimento.

Neste caso, a decisão de investimento na nova fonte deverá ser baseada no apetite a risco do investidor, que, ao utilizar uma função convexa, ponderando risco e retorno, teria informações adicionais para apoiar o processo de tomada de decisão. Ao se aplicar a mesma lógica para a usina solar (

Figura 38), verifica-se que tanto o CET quanto o CVAR, em função da potência instalada solar, têm característica convexa. Considerando um investidor com alto apetite a risco, o ponto ótimo encontrado é por volta de 1,2 MW instalados, que ocasiona uma redução de CET de 24%. Ao fazer a mesma análise para um investidor avesso ao risco, o ponto ótimo tem uma

potência solar instalada de 1,8 MW, que, apesar de ter uma redução de CET de 19% (5% menos que os 24% verificados para 1,2 MW), apresenta uma redução do CVAR de 14%, contra os 10% da redução de CVAR proporcionada por 1,2 MW.

Logo, a potência ótima para o sistema caracterizado deve necessariamente estar entre 1,2 MW e 1,8 MW, pois a ponderação por qualquer valor de apetite a risco na função convexa estará localizada nesse intervalo.

Figura 37 – Inserção de usina eólica no sistema

Fonte: Autor.

Figura 38 – Inserção de usina solar no sistema

Fonte: Autor.

Na Figura 39 e na Figura 40, tem-se a mesma avaliação para a potência solar com armazenamento e para a usina hidroelétrica: em ambas o CET tem característica convexa, com pontos ótimos em 2,4 MW + 2,4 MW[†] de potência solar e 1,4 MW de potência hidroelétrica, com uma redução de CET de 44% e 57% respectivamente.

Não obstante, é a análise do CVAR que traz a diferenciação dessas duas alternativas de investimento com as duas anteriores. As duas novas curvas de CVAR têm início descendente: à medida que as duas fontes são inseridas, o CVAR diminui, o que acontece até que o CVAR se iguale ao CMM – depois desse ponto, assumem os mesmos valores. Esse efeito decorre das características controláveis dessas fontes. O primeiro ponto em que as curvas de CVAR e CMM são iguais também é o ponto ótimo do CVAR. Antes desse ponto, cada incremento de potência proporciona redução de CET e redução do risco; ao chegar nesse ponto de igualdade entre CVAR e CET, pode-se afirmar que as fontes têm capacidade para suprir o sistema considerando a modulação mesmo nos piores cenários de radiação e hidrologia, tornando o custo, independentemente do cenário, o valor do investimento. Apesar de parecer uma situação ideal, em que as características intermitentes não influenciam o custo do sistema, nestes casos existe uma sobreoferta de energia que pode gerar vertimento ou “*cut-off*” da geração solar.

Figura 39 – Inserção de usina solar com armazenamento no sistema

[†] 2,4 MW de potência solar instalada e sistema de armazenamento com potência de 2,4 MW.

Figura 40 – Inserção de usina hidroelétrica no sistema

Esse vertimento pode ser verificado mesmo em meses de vazões baixas, como na Figura 41, em que a vazão do mês amostrado é de 34% da vazão média, e o sistema foi simulado com a potência hidroelétrica ótima da curva de CVAR (3,4 MW). Nesta foto do sistema, verifica-se o vertimento de 15 MWh alocados nas primeiras horas do dia.

Figura 41 – Balanço energético do sistema em mês com vazão de 32% da vazão média

Também é possível, variando a combinação de duas fontes, construir uma superfície de custos. A Tabela 6 contém os CET para a variação da potência instalada das duas fontes: as linhas são variações da potência solar, e as colunas, da potência eólica.

Os valores de CET em milhões de reais variam de vermelho, para os mais elevados, a verde para os menos. É possível verificar que a maior redução de CET ocorre para a combinação de 1,85 MW de potência eólica e zero de potência solar (valores marcados em amarelo), indicando que, em um sistema em que as duas fontes são opção, a maior redução de custo acontecerá alocando todo o investimento somente para a fonte eólica.

Tabela 6 – Custo Esperado Total × Potência Eólica × Potência Solar

CET [MM de R\$]		Potência Eólica [MW]													
		-	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,62	1,85	2,08	2,31	2,54	2,77	3,00
Potência Solar [MW]	-	16,34	14,48	12,89	11,39	10,24	9,54	9,14	8,93	8,88	8,95	9,12	9,34	9,62	9,94
	0,23	15,47	13,60	12,02	10,71	9,84	9,32	9,05	8,95	8,98	9,12	9,33	9,61	9,92	10,28
	0,46	14,59	12,72	11,25	10,29	9,64	9,26	9,09	9,08	9,18	9,38	9,65	9,96	10,32	10,71
	0,69	13,71	11,91	10,80	10,09	9,61	9,35	9,29	9,35	9,52	9,76	10,07	10,43	10,82	11,24
	0,92	12,90	11,42	10,64	10,13	9,79	9,64	9,66	9,78	10,00	10,28	10,62	11,00	11,42	11,85
	1,15	12,47	11,35	10,80	10,44	10,19	10,11	10,18	10,34	10,58	10,89	11,25	11,65	12,07	12,52
	1,38	12,49	11,61	11,20	10,92	10,73	10,69	10,79	10,97	11,23	11,56	11,93	12,33	12,76	13,22
	1,62	12,80	12,06	11,73	11,49	11,34	11,33	11,44	11,64	11,91	12,24	12,62	13,03	13,47	13,93
	1,85	13,26	12,60	12,32	12,12	11,99	12,00	12,12	12,33	12,61	12,94	13,33	13,74	14,18	14,65
	2,08	13,80	13,20	12,95	12,78	12,67	12,68	12,81	13,03	13,31	13,65	14,04	14,46	14,90	15,37
	2,31	14,39	13,84	13,61	13,45	13,35	13,37	13,51	13,73	14,02	14,37	14,76	15,18	15,63	16,10
	2,54	15,02	14,49	14,28	14,13	14,04	14,07	14,22	14,45	14,74	15,09	15,48	15,91	16,36	16,83
	2,77	15,67	15,16	14,96	14,83	14,75	14,78	14,93	15,17	15,46	15,81	16,21	16,64	17,09	17,56
3,00	16,34	15,84	15,65	15,53	15,45	15,50	15,65	15,89	16,19	16,54	16,94	17,37	17,82	18,29	

Fonte: Autor.

Na Tabela 7 é apresentada a mesma análise para a combinação de fontes hidroelétrica e eólica. Neste caso, é verificada uma sinergia entre as fontes, uma vez que a maior redução de custo ocorre ao considerarmos 0,92 MW de potência hidroelétrica e 0,46 de potência eólica (valores em amarelo).

Tabela 7 – Custo Esperado Total × Potência Hidroelétrica × Potência Eólica

CET [MM de R\$]		Potência Hidroelétrica [MW]													
		-	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,62	1,85	2,08	2,31	2,54	2,77	3,00
Potência Eólica [MW]	-	16,34	14,05	11,87	9,72	7,94	7,11	6,96	7,22	7,73	8,38	9,14	9,96	10,80	11,66
	0,23	14,48	12,27	10,11	8,09	6,78	6,55	6,84	7,39	8,07	8,83	9,65	10,49	11,35	12,22
	0,46	12,89	10,72	8,65	6,97	6,37	6,60	7,13	7,81	8,55	9,35	10,19	11,05	11,92	12,80
	0,69	11,39	9,32	7,60	6,56	6,49	6,93	7,56	8,28	9,06	9,89	10,75	11,62	12,50	13,38
	0,92	10,24	8,50	7,22	6,64	6,81	7,35	8,03	8,79	9,60	10,45	11,32	12,20	13,09	13,97
	1,15	9,54	8,11	7,18	6,89	7,20	7,81	8,54	9,33	10,16	11,03	11,91	12,79	13,68	14,57
	1,38	9,14	7,98	7,32	7,22	7,64	8,30	9,06	9,88	10,74	11,61	12,49	13,38	14,27	15,16
	1,62	8,93	8,02	7,56	7,61	8,12	8,82	9,61	10,45	11,32	12,20	13,09	13,97	14,86	15,75
	1,85	8,88	8,17	7,87	8,04	8,62	9,36	10,18	11,03	11,91	12,79	13,68	14,57	15,46	16,35
	2,08	8,95	8,40	8,23	8,51	9,14	9,92	10,75	11,62	12,50	13,38	14,27	15,16	16,05	16,94
	2,31	9,12	8,69	8,64	9,00	9,69	10,48	11,33	12,20	13,09	13,97	14,86	15,75	16,65	17,54
	2,54	9,34	9,03	9,08	9,52	10,24	11,06	11,91	12,79	13,68	14,57	15,46	16,35	17,24	18,13
2,77	9,62	9,41	9,55	10,06	10,81	11,64	12,50	13,39	14,27	15,16	16,05	16,94	17,84	18,73	
3,00	9,94	9,82	10,04	10,60	11,38	12,22	13,09	13,98	14,87	15,76	16,65	17,54	18,43	19,32	

Fonte: Autor.

Na Tabela 8 é apresentada novamente a análise para a combinação de fontes hidroelétrica e solar – assim como na Tabela 6, não foram encontradas sinergias entre as fontes, visto que a maior redução de CET ocorreu ao considerar o investimento apenas na fonte hidroelétrica. Entretanto, se o direcionamento de investimento considerar o risco (Tabela 9), a combinação ótima passará a ser de 1,62 MW de potência hidroelétrica e 1,32 MW de potência solar, podendo-se concluir que a sinergia neste caso ocorre nos piores cenários, e não no cenário médio.

Tabela 8 – Custo Esperado Total × Potência Hidroelétrica × Potência Solar

CET		Potência Hidroelétrica [MW]													
[MM de R\$]		-	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,62	1,85	2,08	2,31	2,54	2,77	3,00
Potência Solar [MW]	-	16,34	14,05	11,87	9,72	7,94	7,11	6,96	7,22	7,73	8,38	9,14	9,96	10,80	11,66
	0,23	15,47	13,17	10,99	8,96	7,53	6,99	7,13	7,59	8,23	8,98	9,79	10,64	11,49	12,37
	0,46	14,59	12,29	10,15	8,42	7,29	7,07	7,46	8,07	8,81	9,63	10,47	11,34	12,21	13,09
	0,69	13,71	11,43	9,51	8,10	7,26	7,34	7,92	8,65	9,46	10,31	11,18	12,05	12,94	13,83
	0,92	12,90	10,73	9,19	8,07	7,48	7,78	8,49	9,30	10,15	11,02	11,90	12,79	13,68	14,57
	1,15	12,47	10,55	9,29	8,36	7,93	8,35	9,14	9,99	10,87	11,75	12,64	13,53	14,42	15,31
	1,38	12,49	10,77	9,72	8,90	8,54	9,02	9,85	10,72	11,60	12,49	13,38	14,27	15,16	16,05
	1,62	12,80	11,24	10,30	9,55	9,23	9,73	10,58	11,45	12,34	13,23	14,12	15,01	15,90	16,79
	1,85	13,26	11,82	10,95	10,24	9,94	10,46	11,32	12,19	13,08	13,97	14,86	15,75	16,65	17,54
	2,08	13,80	12,45	11,62	10,95	10,66	11,19	12,06	12,94	13,82	14,71	15,61	16,50	17,39	18,28
	2,31	14,39	13,10	12,30	11,67	11,39	11,93	12,80	13,68	14,57	15,46	16,35	17,24	18,13	19,02
	2,54	15,02	13,77	13,00	12,40	12,13	12,67	13,54	14,42	15,31	16,20	17,09	17,98	18,88	19,77
2,77	15,67	14,45	13,70	13,13	12,86	13,41	14,28	15,16	16,05	16,94	17,84	18,73	19,62	20,51	
3,00	16,34	15,14	14,42	13,86	13,60	14,15	15,02	15,91	16,80	17,69	18,58	19,47	20,36	21,25	

Fonte: Autor.

Tabela 9 – Risco × Potência Hidroelétrica × Potência Solar

CVAR [MM de R\$]		Potência Hidroelétrica [MW]													
		-	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,62	1,85	2,08	2,31	2,54	2,77	3,00
Potência Solar [MW]	-	0,391	0,387	0,384	0,380	0,376	0,373	0,369	0,365	0,362	0,358	0,354	0,350	0,346	0,337
	0,23	0,384	0,371	0,367	0,363	0,360	0,356	0,352	0,349	0,345	0,341	0,338	0,332	0,322	0,270
	0,46	0,376	0,357	0,351	0,347	0,343	0,339	0,336	0,332	0,328	0,325	0,316	0,307	0,267	0,285
	0,69	0,369	0,344	0,336	0,331	0,326	0,323	0,319	0,315	0,311	0,302	0,292	0,263	0,282	0,301
	0,92	0,361	0,332	0,323	0,316	0,311	0,306	0,302	0,296	0,286	0,241	0,259	0,278	0,297	0,317
	1,15	0,354	0,320	0,310	0,302	0,297	0,291	0,282	0,273	0,237	0,256	0,275	0,294	0,313	0,333
	1,38	0,347	0,311	0,301	0,295	0,290	0,282	0,272	0,234	0,252	0,272	0,291	0,310	0,329	0,349
	1,62	0,339	0,309	0,302	0,297	0,293	0,282	0,271	0,250	0,268	0,288	0,307	0,326	0,346	0,365
	1,85	0,338	0,315	0,309	0,305	0,301	0,290	0,278	0,265	0,284	0,304	0,323	0,342	0,362	0,381
	2,08	0,344	0,324	0,320	0,316	0,308	0,298	0,287	0,281	0,301	0,320	0,339	0,358	0,378	0,397
	2,31	0,352	0,336	0,332	0,328	0,320	0,308	0,279	0,297	0,317	0,336	0,355	0,375	0,394	0,413
	2,54	0,362	0,349	0,345	0,338	0,331	0,320	0,295	0,314	0,333	0,352	0,371	0,391	0,410	0,430
	2,77	0,374	0,361	0,357	0,350	0,344	0,333	0,311	0,330	0,349	0,368	0,388	0,407	0,426	0,446
3,00	0,386	0,375	0,370	0,364	0,358	0,347	0,327	0,346	0,365	0,384	0,404	0,423	0,442	0,462	

Fonte: Autor.

Na Tabela 10, as combinações são compostas por variações da fonte solar e de um sistema de armazenamento. A combinação ótima é verificada para potência solar de 2,31 MW com um sistema de armazenamento de 1,85 MW.

Tabela 10 – Custo Esperado Total $\times$ Potência Solar $\times$ Potência Sistema de Armazenamento

CET [MM de R\$]		Potência Solar [MW]													
		-	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,62	1,85	2,08	2,31	2,54	2,77	3,00
Potência Sistema de Armazenamento [MW]	-	16,34	15,47	14,59	13,71	12,90	12,47	12,49	12,80	13,26	13,80	14,39	15,02	15,67	16,34
	0,23	16,36	15,45	14,54	13,63	12,73	12,01	11,76	11,93	12,37	12,92	13,53	14,17	14,82	15,49
	0,46	16,37	15,46	14,55	13,64	12,75	11,93	11,42	11,35	11,62	12,11	12,69	13,32	13,98	14,65
	0,69	16,39	15,48	14,57	13,66	12,76	11,94	11,25	10,96	11,01	11,36	11,88	12,48	13,13	13,80
	0,92	16,40	15,49	14,58	13,67	12,78	11,96	11,23	10,71	10,57	10,72	11,13	11,67	12,29	12,95
	1,15	16,42	15,51	14,60	13,69	12,79	11,97	11,24	10,59	10,20	10,13	10,33	10,74	11,27	11,89
	1,38	16,43	15,52	14,61	13,70	12,81	11,99	11,25	10,57	9,98	9,73	9,74	10,00	10,46	11,03
	1,62	16,45	15,54	14,63	13,72	12,82	12,00	11,27	10,59	9,89	9,43	9,28	9,35	9,68	10,20
	1,85	16,46	15,55	14,64	13,73	12,83	12,02	11,28	10,60	9,90	9,36	9,15	9,19	9,48	9,99
	2,08	16,48	15,57	14,66	13,75	12,85	12,03	11,30	10,62	9,91	9,38	9,16	9,20	9,49	10,00
	2,31	16,49	15,58	14,67	13,76	12,86	12,05	11,31	10,63	9,93	9,39	9,18	9,22	9,51	10,01
	2,54	16,51	15,60	14,69	13,78	12,88	12,06	11,33	10,65	9,94	9,41	9,19	9,23	9,52	10,03
	2,77	16,52	15,61	14,70	13,79	12,89	12,08	11,34	10,66	9,96	9,42	9,21	9,25	9,54	10,04
	3,00	16,54	15,63	14,72	13,81	12,91	12,09	11,36	10,68	9,97	9,44	9,22	9,26	9,55	10,06

Fonte: Autor.

Ao compilar a informação da Tabela 10 considerando a variação em relação ao caso sem nenhum investimento, podem-se classificar as combinações em três fases:

- (i) Fase A – Ociosidade: para valores de potência solar instalada até 0,92 MW, a adição de um sistema de armazenamento não acarreta ganhos (variação dentro da coluna menor que 1%). Nestas faixas de potência solar, os valores de geração solar são inferiores à carga, acarretando que não existe excedente de geração para carregar o sistema de armazenamento.
- (ii) Fase B – Máximo benefício: para valores de potência solar instalada entre 1,15 e 2,08, o valor ótimo para a potência do sistema de armazenamento aumenta com o aumento da potência solar. Nesta faixa, a energia excedente da geração solar é utilizada para carregar o sistema de armazenamento de maneira eficiente.
- (iii) Fase C – Saturação: para valores de potência solar instalada maiores que 2,31 MW, a potência do sistema de armazenamento ótima se mantém. Esta característica se manifesta porque (i) a potência do sistema de armazenamento é suficiente para atender a carga do sistema nas horas sem radiação; e (ii) a geração solar excedente é suficiente para carregar o sistema de armazenamento.

Tabela 11 – Variação do Custo Esperado Total × Potência Solar × Potência Sistema de Armazenamento

CET [VAR.%]		Potência Solar [MW]													
		-	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,62	1,85	2,08	2,31	2,54	2,77	3,00
Potência Sistema de Armazenamento [MW]	-	Ref.	-5,4%	-10,7%	-16,1%	-21,1%	-23,7%	-23,6%	-21,7%	-18,9%	-15,6%	-11,9%	-8,1%	-4,1%	0,0%
	0,23	0,1%	-5,5%	-11,0%	-16,6%	-22,1%	-26,5%	-28,0%	-27,0%	-24,3%	-20,9%	-17,2%	-13,3%	-9,3%	-5,2%
	0,46	0,2%	-5,4%	-11,0%	-16,5%	-22,0%	-27,0%	-30,1%	-30,5%	-28,9%	-25,9%	-22,3%	-18,5%	-14,5%	-10,4%
	0,69	0,3%	-5,3%	-10,9%	-16,4%	-21,9%	-26,9%	-31,1%	-32,9%	-32,6%	-30,5%	-27,3%	-23,6%	-19,7%	-15,5%
	0,92	0,4%	-5,2%	-10,8%	-16,3%	-21,8%	-26,8%	-31,3%	-34,5%	-35,3%	-34,4%	-31,9%	-28,6%	-24,8%	-20,8%
	1,15	0,5%	-5,1%	-10,7%	-16,2%	-21,7%	-26,7%	-31,2%	-35,2%	-37,6%	-38,0%	-36,8%	-34,3%	-31,0%	-27,2%
	1,38	0,5%	-5,0%	-10,6%	-16,2%	-21,6%	-26,7%	-31,1%	-35,3%	-38,9%	-40,4%	-40,4%	-38,8%	-36,0%	-32,5%
	1,62	0,6%	-4,9%	-10,5%	-16,1%	-21,6%	-26,6%	-31,0%	-35,2%	-39,5%	-42,3%	-43,2%	-42,8%	-40,8%	-37,6%
	1,85	0,7%	-4,8%	-10,4%	-16,0%	-21,5%	-26,5%	-31,0%	-35,1%	-39,4%	-42,7%	-44,0%	-43,8%	-42,0%	-38,9%
	2,08	0,8%	-4,7%	-10,3%	-15,9%	-21,4%	-26,4%	-30,9%	-35,0%	-39,3%	-42,6%	-43,9%	-43,7%	-41,9%	-38,8%
	2,31	0,9%	-4,7%	-10,2%	-15,8%	-21,3%	-26,3%	-30,8%	-35,0%	-39,3%	-42,5%	-43,8%	-43,6%	-41,8%	-38,7%
	2,54	1,0%	-4,6%	-10,1%	-15,7%	-21,2%	-26,2%	-30,7%	-34,9%	-39,2%	-42,4%	-43,8%	-43,5%	-41,7%	-38,6%
2,77	1,1%	-4,5%	-10,0%	-15,6%	-21,1%	-26,1%	-30,6%	-34,8%	-39,1%	-42,4%	-43,7%	-43,4%	-41,6%	-38,5%	
3,00	1,2%	-4,4%	-10,0%	-15,5%	-21,0%	-26,0%	-30,5%	-34,7%	-39,0%	-42,3%	-43,6%	-43,3%	-41,5%	-38,5%	
<div><div></div><div></div><div></div></div>															

Fonte: Autor.

3.3 Aplicação 3: Comportamento da composição ótima com a variação do CVAR

Os resultados das otimizações estão diretamente ligados ao máximo risco que o investidor aceita correr, representado pelo CVAR. Com isso, uma das possíveis aplicações do modelo é a análise da variação da composição ótima em função do CVAR aceitável.

Utilizando o CVAR de referência para comparação, será apresentada a composição ótima de investimento para o sistema. O CVAR de referência será o CVAR do sistema sem adição de novas fontes, neste caso, sendo atendido unicamente pelo gerador termoeletrico.

Em cada simulação, alterou-se o CVAR máximo aceitável de 50% do CVAR de referência até 100%. Na Figura 42 são apresentados os resultados otimizados. O modelo não encontrou solução para CVARs inferiores a 55% do CVAR de referência; também se observou que, após 85% do CVAR de referência como CVAR máximo, a restrição deixa de interferir nos resultados da otimização.

Podem-se ainda observar alguns pontos importantes:

- (i) O ponto de maior restrição de CVAR (55%) proporcionou uma redução de 44% do CET, com um CVAR de 199 mil reais e um CMM de 197 mil reais, indicando um sistema de custo pouco variável, com maior previsibilidade; por outro lado, um sistema com maior previsibilidade implicou uma maior potência instalada, de 4 MW, considerando a soma das fontes.

Figura 42 – Potência instalada em função do máximo CVAR aceitável

Fonte: Autor.

- (ii) Nos casos em que o limite do CVAR não foi atingido (85% ou maiores), verifica-se uma potência instalada total de 2,1 MW. Nestes casos, o CVAR foi de 318 mil reais, e o CMM de 127 mil reais, mostrando que, apesar da melhor redução de CET (64%), o operador corre o risco de desembolsar em um mês de pouco vento, radiação e vazão, 2,4 vezes mais do que em um mês médio.
- (iii) A otimização do portfólio com um CVAR muito restritivo indica alto investimento, impondo uma potência instalada maior; com o sobredimensionamento, aumenta o número dos cenários que essas fontes estão gerando acima da carga do sistema.
- (iv) Por outro lado, nos casos sem restrição de CVAR, os cenários médios têm o atendimento da carga sem excedentes, porém, cenários de déficit (cenários de alto custo) passam a ser aceitáveis.

3.4 Aplicação 4: Subsídios na energia solar

Novas tecnologias têm o custo de instalação inicialmente mais elevado quando comparado ao de tecnologias já consolidadas e com uma cadeia de suplementos bem estabelecida. No Brasil é evidente a evolução da geração eólica, desde os primeiros leilões voltados para esse tipo de energia até hoje, em que já é possível presenciar esse tipo de tecnologia ofertando contratos no mercado livre de energia (ACL).

De maneira similar, observa-se o mesmo fenômeno com a energia solar fotovoltaica, ainda que em um estágio anterior. Diferentemente da energia eólica, a energia solar tem maior capilaridade e, por isso mesmo, é facilmente empregada como geração distribuída, já muito bem consolidada em países como Alemanha.

Nesta aplicação, será explorado o conceito de subsídio através da comparação de dois casos: um caso considerando o *net metering*, e outro o *feed-in tariff*. Considerando a mesma microrrede, porém sem a geração termoeletrica, serão consideradas três configurações:

1. Capacidade de importação de 1,2 MW com custo variável de 500 reais por MWh.
2. Capacidade de importação e exportação de 1,2 MW, ambas com custo variável de 500 reais por MWm.
3. Capacidade de importação e exportação de 1,2 MW, sendo o custo da energia de 500 reais por MWm, e tendo a venda uma valorização de 25%.

Nos três casos, a potência solar será gradualmente acrescentada ao sistema. Será gerado um quarto caso em que, no sistema do caso 1, será acrescentado à geração solar um sistema de armazenamento de igual potência, com armazenamento suficiente para 3 horas na potência máxima.

Ambos os casos apresentam inicialmente uma curva descendente ao adicionar até 1 MW de potência solar ao sistema (Figura 43), que neste ponto representa uma redução de CET de 7%. A partir deste ponto, observa-se que o custo passa a aumentar para o Caso 1, indicando que o sistema começa a ter um excedente de energia em alguns cenários (*vide* Figura 44) que é desperdiçado.

No Caso 3, o ponto ótimo se encontra em 2,5 MW; neste caso, a capacidade de exportação da rede absorve a energia excedente.

Figura 43 – Custo médio mensal nos 4 casos simulados

Fonte: Autor.

Figura 44 – Série 1, Mês 9 (setembro), Caso 1

Fonte: Autor.

Figura 45 – CVaR nos 4 casos simulados

Fonte: Autor.

4 ESTUDO DE CASO

Esta seção aplica a metodologia apresentada na forma de estudo de caso de uma microrrede. Trata-se de uma atualização do estudo de caso publicado por Balan, Ramos, Guarnier e Camargo [19] utilizando a primeira versão da implementação da metodologia.

4.1 Dados de entrada

A qualidade dos resultados apresentados pelo modelo de simulação de microrredes é diretamente dependente da qualidade dos dados de entrada, uma vez que a busca de sinergia entre fontes é baseada em correlações entre as séries de geração utilizadas. O caso analisado é de uma microrrede com características reais e similares aos estudos do SI Tapauá apresentados por Wilke, Lora e Venturini [20]. Para definição das séries de recursos renováveis disponíveis na microrrede remota analisada, considerou-se um ponto onde estavam disponíveis dados de vazão, velocidade de vento e radiação. A decisão de simular essa microrrede em um ponto em que os dados estão disponíveis e já analisados por Witzler [21] e Machado [22], toma como base o fato de que se está almejando demonstrar a possibilidade de sinergia entre as fontes.

4.2 Caracterização da microrrede

A microrrede definida tem consumo de energia de 1.894,2 kWm e demanda máxima de 2.247,9 kWm no primeiro ano de simulação. Também foi simulado um crescimento médio de 2,92% para todos os anos, sendo os valores adotados expostos na Tabela 12. A modulação diária em torno da demanda média foi definida conforme a

Figura 46, sendo essa modulação a modulação média das distribuidoras da região norte. Para considerar a sazonalidade da carga, utilizou-se a sua variação mensal observada na Região Norte a partir dos dados de projeção de carga do Planejamento Mensal de Operação [23], apresentados na

Figura 47.

4.3 Disponibilidade eólica

Para os dados de energia eólica disponíveis, aplicou-se a metodologia de reconstrução de séries apresentada por Witzler [21] e MRTS Consultoria [24] nas séries:

NOAA: velocidade de vento diária no período de 1949 a 2017 [25].

Vortex: velocidade de vento horária no período de 1983 a 2017 [26].

Tabela 12 – Demanda anual do SI

Ano	Demanda (kWm)
A	1.894,18
A+1	1.949,58
A+2	2.006,60
A+3	2.065,29
A+4	2.125,70

Fonte: Autor.

Figura 46 – Modulação horária média da carga simulada

Fonte: Autor.

Figura 47 – Sazonalidade em p.u. da carga simulada

Fonte: Autor.

Com a série reconstruída, emulou-se uma turbina comercial de 2 MW de potência, com altura de torre de 120 metros. Para fins de simulação, utilizaram-se os fatores de capacidade calculados para a estimativa de geração em função da potência desejada. Com a série de geração horária em função da potência, pôde-se calcular a modulação média em p.u. (Figura 48).

Na Figura 49 apresenta-se a análise das 83 séries anuais reconstruídas, mostrando a sazonalidade e a variabilidade mensal dos dados utilizados. A série utilizada tem um fator de capacidade médio para todos os anos e cenários de 21%.

Figura 48 – Modulação horária típica de cada mês da série de vento utilizada

Fonte: Autor.

Figura 49 – Variação mensal da série de vento utilizada

Fonte: Autor.

4.4 Disponibilidade solar

Para a reconstrução da série de radiação solar, foram utilizados dados do banco de dados [27], que possui séries de radiação horária de 15 anos. Com isso, assumiu-se uma correlação com a ENA histórica obtida por SolarGis [27] e, partindo de anos semelhantes de ENA, os anos conhecidos de radiação foram reordenados para a reconstrução de 84 anos de série de radiação, sendo que o valor de radiação horária máxima do local é de 866,5 W/m².

A Figura 50 demonstra a modulação da radiação horária em função do Watt Pico que se utilizou em cada um dos meses na simulação, e a

Figura 51 representa a variação da geração em relação à média do mês em todas as séries. Para a estimativa de geração solar, foram utilizados os coeficientes horários mensais da Figura 50 e da

Figura 51, adotando-se uma eficiência média do conjunto painel e inversor de 13,72%.

Figura 50 – Modulação horária típica de cada mês da série de radiação utilizada

Fonte: Autor.

Figura 51 – Variação mensal da série de radiação utilizada em relação ao mês médio

Fonte: Autor.

4.5 Disponibilidade hídrica

Para simulação de geração de PCH ou CGH, utilizou-se a série de geração histórica a fio d'água de SolarGis [27] para o subsistema, que contém a localidade de dados de radiação e velocidade de vento. Para chegar ao fator de capacidade genérico a ser utilizado no aproveitamento hidráulico, dividiu-se a série pela capacidade instalada a fio d'água do subsistema. O fator de capacidade médio encontrado para todas as séries foi de 43%, e as características sazonais das séries podem ser verificadas na Figura 52.

4.6 Definição de custos

Após a definição das variáveis energéticas, é necessário determinar o CVU do gerador Diesel, o custo de déficit do sistema, os custos unitários por implantação das fontes, além de taxa de desconto e prazo para financiamento das novas fontes.

Figura 52 – Fator de capacidade mensal médio, mínimo, máximo, percentil 5% e percentil 95 das séries de geração hidráulica utilizadas

Fonte: Autor.

O CVU para geração a Diesel da microrrede simulada foi assumido com base no CVU médio dos Sistemas Isolados analisados pela Empresa de Pesquisa Energética [28], fixando-se o valor de R\$ 1.467,00/MWh.

O custo de déficit é uma variável importante, pois seu valor muito elevado, comparado às alternativas para atendimento da carga, direcionam a otimização para investimentos que evitem a falta de suprimento. Também se faz importante a definição do valor do custo de déficit devido ao valor social vinculado à falta de energia [29], uma vez que o déficit pode ocorrer, e todas as consequências da ocorrência devem estar internalizadas devidamente no valor de custo utilizado. No caso apresentado, o valor do custo de déficit utilizado foi de R\$ 5.249,34/MWh[†] [23], valor hoje também utilizado no PMO.

Para os investimentos em novas fontes, foram considerados contratos de 15 anos [28] e taxa de 13% ao ano para todas as fontes, enquanto para o custo do sistema fotovoltaico sem bateria utilizou-se R\$ 4,0/Wp, valor do leilão de energia solar de 2018 [36]. O custo eólico utilizado foi de R\$ 5,6/W [30]. Já para o custo unitário da PCH, utilizou-se uma média dos custos de PCH apresentados por Tolmasquim [30] no valor de R\$ 6,3/W.

O custo da bateria foi adotado R\$ 4,5/Wh [**Erro! Fonte de referência não encontrada.**], equivalente a R\$ 13,5/W para bateria com tempo de descarga de 3 horas.

[†] O valor utilizado representa uma aproximação, porque o custo social do não suprimento de energia em cada microrrede remota da Região Norte depende intrinsecamente da consequência causada pela falta de energia na comunidade local.

4.7 Resultados

Após a definição dos dados de entrada, primeiramente simulou-se a microrrede sem fontes renováveis, que será considerada como caso-base, em que opera apenas o gerador a Diesel com capacidade instalada para suprir a microrrede no primeiro ano de simulação.

Nessa configuração, o sistema teve um CET de R\$ 97 milhões para o período de 5 anos; um CMM de R\$ 2,13 milhões; e um CVAR de R\$ 2,49 milhões. O CVAR neste caso é próximo ao CMM, pois os cenários em todo o horizonte de simulação são próximos a menos do déficit acarretado pelo crescimento de 2,92% da carga.

Também é interessante notar a relação CVAR/CMM, que representa o fator multiplicativo de custos que pode afetar o SI na hipótese de ocorrência dos 5% dos casos representados pelo CVAR, observando-se que, neste caso-base, essa relação é de 1,17, isto é, em 5% do tempo o SI poderia custar mensalmente 1,17 vezes o CMM.

A primeira sensibilidade para comparação com o caso-base é da penetração das fontes de maneira isolada, em que foi utilizada a função de simulação do sistema com análise combinatória usando apenas uma fonte de cada vez e considerando valores de 0 a 8 MW para cada uma delas.

Na Figura 53, verificam-se os resultados da instalação de uma PCH no SI. A energia hídrica foi a fonte com maior capacidade de redução de custos no sistema, chegando ao ponto ótimo de 6 MW com uma redução de 70% no CET. A PCH também foi a que apresentou o maior índice de CVAR/CMM, o que implica maior variabilidade de custo mensal, apresentando situações em que a despesa mensal do SI atingiria mais de 3 vezes o valor médio.

Na Figura 54, a mesma análise é apresentada para a energia eólica. Verifica-se que esta, diferentemente das outras fontes, não apresentou um “vale” dentro do intervalo, indicando que o SI acomodaria potências maiores que 8 MW, gerando ainda ganhos na redução de custos; porém, o valor máximo já contemplaria um conjunto de 3 a 4 máquinas considerando um parque de relativa complexidade para o SI e implicando, para grande parte do tempo, desperdício de energia, considerando a relação capacidade instalada sobre carga do sistema, em especial durante a noite, em que os valores de geração são maiores, e os de carga, menores.

Na Figura 55, apresenta-se o desempenho da implementação da energia solar fotovoltaica, que teve seu ponto mais eficiente com a instalação de 5 MW. É interessante notar que a variação mensal do custo devido à variabilidade da fonte é relativamente baixa, principalmente devido à pouca variabilidade anual da fonte.

Figura 53 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia hidroelétrica na microrrede analisada

Fonte: Autor.

Figura 54 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia eólica na microrrede analisada

Fonte: Autor.

Por fim, na

Figura 56, considerou-se um sistema de armazenamento acoplado à fonte solar, utilizando o mesmo inversor e com capacidade de manter a potência nominal da fonte solar por 3 horas. Todos os casos implicaram aumento do custo na rede, sendo a melhor opção neste caso não investir e os resultados individuais mostram que as fontes renováveis são competitivas frente à utilização de geração a Diesel, em especial nos sistemas que conseguem manter o Diesel como opção de back-up para o suprimento de energia. Também se verifica que o custo dos sistemas de armazenamento inviabiliza sua participação na microrrede.

Figura 55 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia solar fotovoltaica na microrrede analisada

Fonte: Autor.

Figura 56 – Variação do CET e RISCO (CVAR/CMM) em função da utilização de energia solar fotovoltaica e sistema de armazenamento na microrrede analisada

Fonte: Autor.

4.8 Alocação ótima de investimentos

Nesta etapa otimizou-se a composição de investimento para a microrrede em questão, considerando todas as fontes em tela.

O resultado da composição de portfólio ótima implicou reduzir em 75% o custo total do SI no período de 5 anos simulado (*vide* simulação OTM AG na Tabela 13), e foi selecionada uma solução com 2,8 MW de investimento em PCH, 2,8 MW em energia eólica, e 1,9 MW em energia solar.

Mais importante do que a redução de custo, que foi próxima ao apresentado pelo ponto ótimo da PCH sozinha, é a redução do risco (CVAR), que foi de 53% utilizando as três fontes, contra uma redução de 14% com a PCH. Os resultados completos podem ser vistos na Tabela 13. Também foi investigada a possibilidade do corte de suprimento de Diesel da microrrede. Para tal, desconsidera-se a geração a Diesel existente e otimiza-se novamente o problema.

O resultado, indicado como OTM AG* na Tabela 13, caracteriza que o sistema poderia ser suprido considerando apenas gerações renováveis de maneira otimizada. Isso ocorreria se fosse feito investimento na construção de 2,1 MW de fotovoltaica, 3,7 MW de eólica, e 2,8 MW de PCH; com isso, a redução no custo comparado ao caso-base seria de 73%. A redução do risco também foi significativa (61%), porém, é importante notar que o investimento necessário é maior, uma vez que esta configuração ótima possui 3 MW a mais que a configuração utilizando a geração termoeletrica.

Tabela 13 – Resultados compilados das simulações

Simulação	Solar Pot [MW]	Eol Pot [MW]	PCH Pot [MW]	Bat Pot [MW]	CET [MMR\$]	CMM [MMR\$]	CVAR [MMR\$]	Red. CET	Red. Risco
Original	-	-	-	-	97,36	2,13	2,50	0%	0%
Melhor PCH	-	-	6,0	-	28,46	0,63	2,15	71%	14%
Melhor Eol	-	8,0	-	-	43,36	0,95	1,88	56%	25%
Melhor Sol	5,0	-	-	-	65,80	1,44	1,73	32%	31%
OTM AG	1,9	2,8	2,8	-	23,99	0,52	1,18	75%	53%
OTM AG*	2,1	3,7	2,8	0,0	26,19	0,57	0,99	73%	61%

Fonte: Autor.

Apesar das indicações do modelo por soluções considerando PCH, de maneira geral a construção destas tem enfrentado cada vez mais problemas ambientais, visto isso é importante analisar de maneira específica para cada localidade a disponibilidade de da utilização de biomassa que apresenta um nível de controle e despacho comparável aos de uma PCH com regularização diária, porem são soluções onde as tecnologias a serem empregadas são altamente dependentes das características tecnas e sociais da microrrede remota.

5 CONCLUSÃO

Inicialmente, na seção 1.1, foi exposta a existência das microrredes remotas, primeiro no mundo, de maneira sucinta, e em seguida no Brasil, com a caracterização das microrredes. Fez-se evidente que as políticas empregadas ao Sistema Interligado Nacional não são, ou não podem ser, empregadas nessas localidades. Assim, ficam justificados os esforços para melhorar a qualidade da geração elétrica nesses sistemas e o investimento de forma eficiente, aproveitando o avanço da geração de energia renovável.

Mais especificamente, o trabalho delimitou o escopo a auxiliar o planejamento de atendimento de microrredes remotas, colocando em foco a viabilidade de fontes renováveis como alternativa ao gerador a Diesel.

Nas seções 2.1 a 2.4, iniciou-se a discussão da representação computacional das fontes para a finalidade de planejamento dessas microrredes, optando por uma visão simplificada que conseguiu capturar a sinergia entre as fontes, possibilitando uma simulação num horizonte de 5 anos ou mais, de forma estocástica para aplicação adequada de métrica de risco. Com isso, a metodologia definida propiciou a estimativa do Custo Esperado Total do sistema e do *Conditional Value at Risk*.

Na seção 2.5, o problema de otimização envolvendo a microrrede foi discutido e formatado, evidenciando as variáveis de decisão e a função objetivo a serem implementadas. Em seguida, a formulação proposta para o problema foi definida nas seções 2.6 e 2.7.

Na seção 2.8, o problema de otimização foi novamente definido considerando a formulação proposta. Neste ponto, discutiu-se a metodologias solução do problema, favorecendo a escolha do algoritmo genético, principalmente em função de sua fácil adequabilidade a diversos problemas.

Na seção 3, foram explorados os potenciais aplicações da metodologia. Neste ponto constatou-se a capacidade da metodologia para calcular de forma adequada os valores horários típicos para o sistema, e verificou-se também a capacidade da operação do reservatório no caso de utilização de geração hidroelétrica. Em seguida, avaliou-se a capacidade da metodologia para detectar a sinergia entre fontes, e mostrou-se sua eficiência ao obter uma redução maior de custos com a seleção de investimento em duas fontes simultaneamente.

Ainda no capítulo 3, a metodologia se mostrou consistente para avaliação da composição ótima, considerando valores limítrofes de risco e com capacidade de avaliar o impacto de possíveis subsídios em microrredes conectadas.

Ao final do trabalho, o capítulo 4 apresenta um estudo de caso de uma microrrede com características semelhantes às encontradas na Região Norte do País. Neste estudo de caso foi possível aplicar a metodologia de forma a reduzir 75% do Custo Esperado Total do sistema quando feitos investimentos em 8,6 MW onde o aumento da capacidade instalada seria 24% em de fotovoltaica, 43% MW de eólica e 33% MW de PCH, considerando ainda o total descomissionamento da geração termoelétrica na microrrede. O risco neste caso também foi considerado e comparado aos valores da microrrede, que operando apenas com geração termoelétrica teve uma redução de 61%. Esta proporção entre novos investimentos pode, com alguns avanços, embasar as diretrizes de novos investimentos nas micro-redes remotas.

A metodologia sugerida, assim como sua implementação computacional, mostrou-se consistente e, apesar das simplificações assumidas, pode servir como ferramenta de avaliação de microrrede para o planejador, possibilitando uma visão eficiente e um melhor direcionamento dos investimentos feitos, especialmente nas microrredes remotas, numa expectativa de melhorar o atendimento de suas comunidades.

A metodologia, ainda, mostrou empregabilidade em microrredes conectadas, em que, de maneira semelhante à aplicação 4 do capítulo 3, a avaliação poderia representar uma pequena unidade consumidora almejando a instalação de micro ou minigeradores.

Ao decorrer da dissertação também foram identificados pontos a serem melhorados, que no momento não foram considerados essenciais para a evolução do trabalho e ficam aqui registrados dois testes pontos para avanços futuros da comunidade científica.

O primeiro é quanto ao tratamento da modulação da carga, neste trabalho todos os dias do mês são considerados iguais para redução do tempo computacional, porem é importante notar que uma simulação considerando dois tipos de dias (uteis e não uteis) poderiam alterar algumas percepções do trabalho devido a modulação diferente em relação a carga.

O segundo ponto notável a se desenvolver é a retirada da premissa de que a PCH ou o sistema de armazenamento não consegue transferir energia de um dia para o outro. Esta premissa também foi considerada com intuito de diminuir os tempos computacionais da simulação.

Como solução para os dois pontos mencionados a simulação horária de uma semana típica por mês, resolveria o problema da modulação diferente entre dias uteis e não úteis e amenizaria a premissa do não acoplamento temporal dos sistemas com armazenamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ONS. **Histórico da operação:** capacidade instalada de geração. 2020. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 20 fev. 2020.
- 2 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica no. 005/2018-r1:** sistemas isolados: planejamento do atendimento aos sistemas isolados horizonte 2023 – Ciclo 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019.
- 3 ENERDATA. **Global Energy Statistical Yearbook 2020:** electricity domestic consumption: global power consumption slowed down noticeably in 2019 (+0.7%). Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>.
- 4 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Population without access to electricity falls below 1 billion.** Paris: IEA, 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/october/population-without-access-to-electricity-falls-below-1-billion.html>.
- 5 BERTHEAU, P. **Global analysis of the utilization of Diesel generators for remote power supply.** Berlin: Reiner Lemoine Institut, 2013. Disponível em: <https://reiner-lemoine-institut.de/en/global-analysis-of-the-utilization-of-Diesel-generators-for-remote-power-supply/>.
- 6 SK, S.; JAIN, S.; AHUJA, T.; SHARMA, Y.; PATHAK, N. Study for reduction of pollution level in Diesel engines, petrol engines and generator sets by bio-signal ring. **Research & Development in Material Science**, Delhi, v. 7, n. 3, Department of Environmental Engineering, 2018. Disponível em: <https://crimsonpublishers.com/rdms/fulltext/RDMS.000662.php>.
- 7 DEL CARPIO HUAYLLAS, T. E. **Micro-redes elétricas:** estado da arte e contribuição para o dimensionamento, aplicação e comercialização da energia produzida. 2015. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. DOI: 10.11606/T.3.2016.tde-21072016-10362. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-21072016-103624/en.php>.
- 8 ELETROBRÁS. **Sistemas isolados.** 2017. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Sistemas-Isolados.aspx>.
- 9 BELICO DOS REIS, L.; SANTOS, E. C. **Energia elétrica e sustentabilidade:** aspectos tecnológicos, socioambientais e legais. 1. ed. Barueri: Editora Manole, 2015.
- 10 MEDEIROS, T. S. **Meta-heurísticas bio-inspiradas para otimização multiobjetivo do controle Volt/VAr no contexto das redes elétricas inteligentes.** 2018. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018. DOI: 10.11606/D.3.2018.tde-04092018-134916. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-04092018-134916/pt-br.php>.

- 11 BARIONE DE OLIVEIRA, C. C.; KAGAN, H.; KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2009.
- 12 MOSCATO, P. **On evolution, search optimization, genetic algorithms and martial arts – toward memetic algorithms**. Caltech Concurrent Computation Program 158-79. Pasadena: California Institute of Technology, 1989.
- 13 GASPAR-CUNHA, A.; TAKAHASHI, R.; ANTUNES, C. H. Colônia de formigas. In: GASPAR-CUNHA, A.; TAKAHASHI, R.; ANTUNES, C. H. **Manual de computação evolutiva e meta-heurística**. Belo Horizonte: UFMG, 2013. p. 87-106.
- 14 ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf. Acesso em: 4 abr. 2019.
- 15 INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Acesso aos serviços de energia elétrica nas comunidades isoladas da Amazônia**: mapeamento jurídico-institucional. São Paulo, 2016. Disponível em: <https://iema-site-staging.s3.amazonaws.com/2018.06.17-NT-SISOL.pdf>.
- 16 AHMED, N. A.; MIYATAKE, M. A stand-alone hybrid generation system combining solar photovoltaic and wind turbine with simple maximum power point tracking control. In: INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE, 5th, 2006, Shanghai. **Proceedings**. Shanghai: IEEE, 2006. DOI: 10.1109/IPEMC.2006.4777984.
- 17 MENDEZ, L.; NARVARTE, L.; MARSINACH, A. G. Centralized standalone PV system in microgrid in Morocco. In: WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 3rd, 2003, Osaka. **Proceedings**. Osaka: IEEE, 2003. v. 3. p. 2326-2328.
- 18 SAURY, F.-X.; TOMLINSON, C. **Hybrid microgrids: the time is now**. 2016. Disponível em: <http://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/C10868274>.
- 19 BALAN, M. H.; RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; CAMARGO, L. A. S. Optimal investment allocation for supplying isolated systems by renewable energy plants. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION – CLAGTEE, 12th, 2017, Mar Del Plata. **Proceedings** [...]. Mar del Plata: FDCT, 2017.
- 20 WILKE, H.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J. Redução de consumo de Diesel em usinas termelétricas em sistemas isolados utilizando ORC e energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7, 2018, Gramado. **Anais**. Gramado: ABENS, 2018. Disponível: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/405/405>.
- 21 WITZLER, L. T. **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional**. 2014. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.
- 22 MACHADO, R. C. **Geração de cenários hidroeólicos para o planejamento da operação energética de médio prazo via modelo autorregressivo periódico**. 2016. Dissertação

(Mestrado em Sistemas de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

23 CCEE. **NEWAVE – 27_L 01/2020**: conjunto de arquivos para cálculo do Newave. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_ccc?_afLoop=105658189872119&_adf.ctrl-state=11hx7i4qwu_1#!%40%40%3F_afLoop%3D105658189872119%26_adf.ctrl-state%3D11hx7i4qwu_5.

24 MRTS CONSULTORIA. Análise da complementaridade entre duas ou mais fontes de energia constituindo projetos híbridos para otimização do uso dos sistemas de escoamento e ajustes dos processos regulatórios, visando a evolução sustentável da matriz energética brasileira. São Paulo: [s.n.], 2019.

25 NOAA-NCAR. WindPRO Meteo Data Export version 4 (Set. 22, 2016).

26 VORTEX. (www.vortex.es) - Computed at 3km resolution based on CFSR data (designed for correlation purposes)” (Mai 05, 2014).

27 SOLARGIS. "Output from the climate database SolarGIS v2.0: data calculated from GOES satellite data ((c) 2014 NOAA) and from atmospheric data ((c) 2014 ECMWF and NOAA) by SolarGIS method," <https://solargis.info/> (Nov. 23, 2014).

28 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica no. 091/2016-r0**: energia solar para suprimento de sistemas isolados do Amazonas: avaliação de atratividade econômica de solução híbrida em sistema do Grupo B do Projeto de Referência da Eletrobrás Distribuição Amazonas. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

29 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica no. 014/2016-r0**: atualização do valor do patamar único de custo de déficit. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

30 TOLMASQUIM, M. T. (coord.). **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016. ISBN 978-85-60025-06-0.

31 MARKOWITZ, H. M. Portfolio Selection. **The Journal of Finance**, New York, v. 7, n. 1, p. 77–91, 1952. DOI:10.2307/2975974. JSTOR 2975974.

32 CCEE. **Conta Consumo de Combustíveis (CCC)**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_ccc?_afLoop=105658189872119&_adf.ctrl-state=11hx7i4qwu_1#!%40%40%3F_afLoop%3D105658189872119%26_adf.ctrl-state%3D11hx7i4qwu_5.

33 WILKE, H.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J. Redução de consumo de Diesel em usinas termelétricas em sistemas isolados utilizando ORC e energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7, 2018, Gramado. **Anais**. Gramado: ABENS, 2018. Disponível: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/405/405>.

34 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica no. 027/2014-r0**: sistemas isolados: avaliação de alternativa de suprimento em sistemas isolados do Acre: avaliação de

sistemas híbridos com energia fotovoltaica para o Lote III do Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Acre. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

35 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica no. 017/2020-r0**: projetos eólicos nos leilões de energia: evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. Atualização leilões 2018-2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

36 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica no. 091/2018-r0**: projetos fotovoltaicos nos leilões de energia: características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

37 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**: micro e minigeração distribuída & baterias. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

38 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica no. EPE-DEE-DEA-NT-001/2019-r1**: Planejamento do atendimento aos sistemas isolados horizonte 2024- Ciclo 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

39 CAMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Infocontassetorias dez/2020**. São Paulo: CCEE, 2020. Disponível: www.ccee.org.br

40 A. R. SILVA, A. ESTANQUEIRO, **Optimal Planning of Isolated Power Systems with near 100% of Renewable Energy**, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, pp. 1274-1283, March 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2943058.

APÊNDICE A – Bibliotecas Computacionais

Neste apêndice são exploradas características das bibliotecas computacionais desenvolvidas.

1 Simulador de microrredes

A biblioteca de simulação de microrredes é constituída de uma classe principal – “simulação” – e métodos que atuam sobre objetos dessa classe.

1.1 Requisitos

Para importar a biblioteca de simulação em um ambiente Python, é necessário que as seguintes bibliotecas estejam disponíveis neste ambiente:

- openpyxl
- numpy
- pandas
- matplotlib.pyplot
- copy
- datetime
- json
- tabulate

1.2 Iniciando objeto simulação (leitura de dados de entrada)

Ao criar um objeto do tipo simulação, é necessário indicar o arquivo de configuração no formato json e, vinculado a este, o arquivo de cenários em formato xlsx.

O arquivo json deve conter as chaves conforme a Figura A-1.

Quadro A-1 – Configuração do xlsx de entrada

Tabela	Informação	Tipo
Carga_Mod	Informação de Modulação da Carga	1 (12 meses × 24 horas)
Carga_Cen	Informação de Sazonalização e Cenarização da Carga	2 (meses simulados × cenários)
Sol_Mod	Informação de Modulação da Geração Solar	1 (12 meses × 24 horas)
Sol_Cen	Informação de Sazonalização e Cenarização da Geração Solar	2 (meses simulados × cenários)
Eol_Mod	Informação de Modulação da Geração Eólica	1 (12 meses × 24 horas)
Eol_Cen	Informação de Sazonalização e Cenarização da Geração Eólica	2 (meses simulados × cenários)
PCH_Sazo	Informação de Sazonalização da Geração Hídrica	3 (meses simulados)
PCH_Cen	Informação de Cenarização da Geração Hídrica	2 (meses simulados × cenários)

Fonte: Autor.

Tabela A-1 – Tabela tipo 1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	Mês	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2	jan	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
3	fev	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
4	mar	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
5	abr	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
6	mai	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
7	jun	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
8	jul	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
9	ago	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
10	set	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
11	out	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
12	nov	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%
13	dez	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	61%	74%	80%	76%	82%	88%	81%	86%	88%	83%	76%	85%	100%	98%	0%	0%

Fonte: Autor.

Tabela A-2 – Tabela tipo 2

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Mês\Cenário	1	2	3	4	5	6	7
2		1	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3		2	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4		3	100%	100%	100%	100%	100%	100%
5		4	100%	100%	100%	100%	100%	100%
6		5	100%	100%	100%	100%	100%	100%
7		6	100%	100%	100%	100%	100%	100%
8		7	100%	100%	100%	100%	100%	100%
9		8	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10		9	100%	100%	100%	100%	100%	100%
11		10	100%	100%	100%	100%	100%	100%
12		11	100%	100%	100%	100%	100%	100%
13		12	100%	100%	100%	100%	100%	100%
14		13	100%	100%	100%	100%	100%	100%
15		14	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Autor.

Tabela A-3 – Tabela tipo 3

	A	B
1	Mês	Sazo
2	1	100%
3	2	100%
4	3	100%
5	4	100%
6	5	100%
7	6	100%
8	7	100%
9	8	100%
10	9	100%
11	10	100%
12	11	100%
13	12	100%
14	13	100%
15	14	100%

Fonte: Autor.

Ao criar um objeto simulação corretamente, o usuário recebe uma mensagem via terminal sobre isso – “Variáveis base criadas com sucesso!” – e também sobre o tempo de criação – “Tempo leitura e configuração inicial: 0:00:05.381717”.

1.3 Simulando a microrrede

Após criar o objeto simulação, o usuário tem acesso a dois métodos: (i) CalcSimInput e (ii) CalcSim.

Em (i), o sistema é simulado com os valores de potência instalada informados no arquivo de entrada.

Em (ii), o usuário pode informar novos valores de potência para realizar a simulação. Os valores devem ser informados na seguinte ordem: potência eólica, potência solar, potência PHC e potência S.A., todos em MW.

Estes métodos retornam ao usuário uma tupla de 3 valores: CMM, CET e CVAR.

Também é possível acionar o salvamento detalhado, em que o método devolve um dicionário contendo todas as informações do sistema (Quadro A-2).

Quadro A-2 – Informações detalhadas da simulação

Chave do Dicionário	Informação	Tipo
Carga	Demanda	Pandas DataFrame (Linha=(mês, hora), Coluna=(Cenário))
Sol	Geração Solar	
Eol	Geração Eólica	
BatOpr	Consumo/Geração S.A.	
BatArm	Energia Armazenada no S.A.	
PCH	Geração PCH	
Dsl	Geração Termoeletrica	
Imp	Importação de Energia	

Chave do Dicionário	Informação	Tipo
Exp	Exportação de Energia	
Dft	Déficit de Energia	
Req	Matriz Requisito Final	
CstDsl	Custo Variável Geração Termoeletrica	
CstDft	Custo Variável Déficit	
CstImp	Custo de Importação de Energia	
CstExp	Receita de Exportação de Energia	
CstTot	Custo Total do Sistema	
CstMedMesCen	Custo Médio Mensal do Sistema por Cenário	

Fonte: Autor.

Ao salvar as informações detalhadas da simulação, é possível aplicar o método “Plot_dia”, que, ao informar o cenário e o mês, permite acessar de maneira gráfica as informações da simulação (Figura A-2).

Figura A-2 – Acesso às informações detalhadas por cenário e mês

Fonte: Autor.

1.4 Análise combinatória

A biblioteca de simulação dispõe de um montador para simulação combinatória, onde é criada uma lista das possibilidades em função dos valores máximo, mínimo e do passo predefinido pelo usuário. Esta lista então pode ser inserida em um ciclo de simulações.

Os resultados são apresentados ao usuário em forma de tabela:

Tabela A-4 – Resultados simulação combinatória

Tempo total: 0:30:38.541835

Tempo por rodada: 0:00:00.765740

Eol	Sol	PCH	Bat	CMM	CET	CVR
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	R\$	R\$	R\$
0.00	0.00	0.00	0.00	358659.29	16343082.99	390930.19
0.00	0.00	0.00	0.67	359592.28	16386019.13	391863.17
0.00	0.00	0.00	1.33	360525.26	16428955.26	392796.15
0.00	0.00	0.00	2.00	361458.24	16471891.40	393729.13
0.00	0.00	0.00	2.67	362391.22	16514827.53	394662.11
0.00	0.00	0.00	3.33	363324.20	16557763.67	395595.09
0.00	0.00	0.00	4.00	364257.18	16600699.81	396528.08
0.00	0.00	0.67	0.00	219095.32	9951899.74	380302.72
0.00	0.00	0.67	0.67	220028.30	9994835.88	381235.70
0.00	0.00	0.67	1.33	220961.28	10037772.01	382168.68
0.00	0.00	0.67	2.00	221894.26	10080708.15	383101.66
0.00	0.00	0.67	2.67	222827.24	10123644.28	384034.64

Fonte: Autor.

Com os resultados da tabela, o usuário pode analisar o CMM, CET e CVAR em cada um dos casos simulados e, inclusive, plotar superfícies da combinação de inserção de fontes no sistema.

Figura A-3 – Superfície de CET em função da potência eólica e solar instalada no sistema

Fonte: Autor.

2 Algoritmos genéticos

A biblioteca de algoritmos genéticos é composta pela classe geração, suas subclasses, métodos de operadores evolutivos, métodos de acesso e métodos de plotagem.

2.1 Requisitos

Para importar a biblioteca de AG em um ambiente Python, é necessário que as seguintes bibliotecas estejam disponíveis neste ambiente:

- openpyxl
- numpy
- pandas
- matplotlib.pyplot
- copy
- datetime
- json
- tabulate
- random

2.2 Classe geração

A classe geração é composta por uma lista de indivíduos, pelos parâmetros do AG e pelo resultado da função de avaliação de cada indivíduo. A criação de um objeto geração é realizada informando o número de indivíduos da população, um vetor de máximos e mínimos para cada característica dos indivíduos e o número de bits utilizados para a representação.

Internamente, a classe gerencia o número de indivíduos, o número de características de cada indivíduo (cromossomos) e os bits alocados para cada cromossomo.

Ao criar o objeto geração, a população inicial é sorteada de maneira aleatória.

2.3 Evolução

Ao criar uma geração, todos os indivíduos devem ser avaliados, e seu desempenho gravado na Classe Geração. Com todos os indivíduos, o método “get_best” informa ao usuário qual o fenótipo do melhor indivíduo daquela geração.

Após todos os indivíduos serem avaliados, é possível criar uma nova geração aplicando os operadores evolutivos (Métodos da Classe Geração) com o método “Create_next_gen”. Para isso, deve ser informada a taxa de cruzamento, a taxa de mutação e o número de indivíduos considerados no elitismo. Este método automaticamente aplica os operadores evolutivos considerando os parâmetros informados e retorna a nova geração.

Esta nova geração deve ser avaliada e submetida à criação de uma segunda nova geração. A etapa se repete até que o número de iterações máximo seja atingido.

Ao fim das iterações, é informado ao usuário o passo (resolução do bit menos significativo em porcentagem), o número de indivíduos avaliados durante o processo, a combinação possível considerando todos os genes de todos os indivíduos, o percentual da amostra avaliada, o tempo total do processo, o tempo por avaliação (rodada de simulação da microrrede), a solução encontrada (fenótipo do melhor indivíduo da última geração) e sua avaliação.

Figura A-4 – Saída terminal otimização AG

```
Passo; 0.39215686274509803 %
Num. Ind. Avaliados: 400
Num. Ind. Possiveis: 4294967296
Percentual: 0.0 %
```

```
Tempo total: 0:05:18.950834
Tempo por rodada: 0:00:00.797377
```

```
Melhor Indivíduo: (0.6588235294117646, 0.18823529411764728, 0.7215686274509805, 3.1058823529411765)
Avaliacao: 0.8612227749490083
```

Fonte: Autor.

O usuário pode armazenar a informação de todas as gerações e utilizar os métodos “Plot_ger_evo” e “Plot_best_evo” para visualizar graficamente o valor da função de avaliação do melhor indivíduo em cada geração (Figura A-5) e o fenótipo do indivíduo em cada geração (Figura A-6).

Figura A-5 – Evolução do AG melhor indivíduo avaliado por geração e avaliação média da população

Fonte: Autor.

Figura A-6 – Evolução AG fenótipo do melhor indivíduo da geração

Fonte: Autor.

A classe de AGs foi desenvolvida separadamente da simulação da microrrede de maneira a ser flexível para utilização na otimização de outros problemas implementados em Python.

APÊNDICE B – Dados de entrada aplicação

Neste apêndice são apresentadas a sazonalização e a modulação das fontes usadas nas aplicações.

1 Dados eólica

Figura B-1

Figura B-2

2 Dados solar

Figura B-3

Fonte: Autor.

Figura B-4

Fonte: Autor.

3 Dados hidroelétrica

Figura B-5

Fonte: Autor.

4 Dados demanda

Figura B-6

Fonte: Autor.