



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo

VIOLETA FONSECA LINO

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA
COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DE GARANTIA
FÍSICA HÍBRIDA EM FONTES RENOVÁVEIS**

**DEVELOPMENT OF COMPUTATIONAL TOOL FOR
EVALUATION OF HYBRID FIRM ENERGY IN
RENEWABLE SOURCES**

CAMPINAS

2023

VIOLETA FONSECA LINO

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA
COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DE GARANTIA
FÍSICA HÍBRIDA EM FONTES RENOVÁVEIS**

Tese de Doutorado apresentada a Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp, como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título Doutora em Engenharia Civil, na área de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais.

Orientador (a): Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

**ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA PELA ALUNA VIOLETA FONSECA LINO
ORIENTADA PELO PROF. DR. ALBERTO LUIZ FRANCATO.**

CAMPINAS

2023

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

L649d Lino, Violeta Fonseca, 1985-
Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para avaliação de
garantia física híbrida em fontes renováveis / Violeta Fonseca Lino. –
Campinas, SP : [s.n.], 2023.

Orientador: Alberto Luiz Francato.

Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de
Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

1. Segurança energética. 2. Sazonalidade. 3. Fontes alternativas de
energia. 4. Energia - Regulamentação. I. Francato, Alberto Luiz, 1969-. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil,
Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Development of computational tool for evaluation of hybrid firm
energy in renewable sources

Palavras-chave em inglês:

Energy security

Seasonality

Alternative energy sources

Energy regulation

Área de concentração: Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais

Titulação: Doutora em Engenharia Civil

Banca examinadora:

Alberto Luiz Francato

Lia Toledo Moreira Mota

Frederico Fábio Mauad

Amaro Olímpio Pereira Junior

Tiago Zenker Gireli

Data de defesa: 03-02-2023

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Civil

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-4988-0841>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/4010779755111778>

Dedicatória

A Deus, minha família, aos amigos e ao orientador pelo apoio, força, incentivo e amizade. Sem eles nada disso seria possível.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela oportunidade.

Aos meus pais, Terezinha e Antônio Lino pelo apoio o incentivo em prosseguir estudando.

Agradeço ao meu maravilhoso amigo e companheiro William. Ele não apenas me apoiou, ajudou, mas também me incentivou a continuar minha jornada de pesquisa.

Agradeço a paciência e a confiança que sempre depositaram em mim, pois muito do meu esforço para a conclusão deste trabalho é dedicado a você.

Meu orientador e amigo, Dr. Alberto Luiz Francato, que tem se mostrado ser um grande mestre em cada detalhe. Agradeço a ele por sua força, coragem, orientação preciosa e sempre sincera. Gostaria de agradecer aos meus amigos especiais pelo carinho, amor e perseverança que direta ou indiretamente contribuíram para a elaboração deste trabalho.

Por fim, gostaria de agradecer à FECFAU-UNICAMP pelo maravilhoso aprendizado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 (88882.435142/2019-01)

RESUMO

LINO, VIOLETA FONSECA. DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA HÍBRIDA EM FONTES RENOVÁVEIS

É notável que não só o Brasil, mas o mundo passa por períodos de transformações em suas matrizes eletro energéticas, devido ao crescimento populacional, econômico, preocupações com o meio ambiente e por consequência pelo aumento da demanda de energia. Especialmente o Brasil, que é objeto de estudo deste trabalho, onde a estrutura de geração de energia elétrica, desde sua reestruturação nos anos 2000, foi desenvolvido e regulado para ter base de geração hidráulica com suprimento de déficits em usinas térmicas. Nos últimos dez anos dada a evolução da matriz, passando a contar com a expressiva participação de fontes renováveis intermitentes e ou sazonais como as energias eólica, solar e térmica a partir de biomassa, percebeu novos desafios no planejamento e operação do sistema, que por si só, já conta com um intensivo desafio por ser praticamente todo interligado eletricamente, de grandes dimensões geográficas e diferentes condições climáticas

Dada as novas variáveis que impactam o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), este trabalho visou desenvolver uma nova ferramenta para cálculo de Garantia física híbrida, diferente da atual metodologia regulada pelo SEB, na qual a Garantia física (GF) é calculada de forma sistêmica, individualizada e com diferentes normas regulatórias para cada tipo de fonte. É importante ressaltar que a Garantia física é o lastro de comercialização de energia para qualquer ativo de geração, portanto seus ganhos estão diretamente relacionados a sua GF. Faz-se então necessário estudar questões de âmbito regulatório e operacionais das diferentes fontes de energia utilizadas no Brasil, como trazer o conceito de GF híbrida e não somente a hibridização das fontes energéticas.

O trabalho teve início com o desenvolvimento de uma ferramenta computacional, após uma busca de literatura, pertinente ao assunto, tanto nacional quanto internacional. No que tange à organização de dados e informações, foram utilizados cenários estatísticos de geração solar, eólica e biomassa, uma vez que a base de dados ainda é pequena no que se refere ao tempo. Em seguida, procedeu-se às análises em conjunto com a geração hidroelétrica, cujas informações sobre disponibilidade de recursos hídricos já se encontram oficialmente disponíveis com registros históricos desde janeiro de 1931.

Como resultado, o trabalho apresenta e propõe pontos de vista pouco difundidos no setor elétrico e que podem ter impactos consideráveis na matriz brasileira. A larga inserção de fontes intermitentes, sem uma proposta que contemple as diversidades na continuidade de suprimento das fontes, pode minimizar os interesses em novos desenvolvimentos na geração de base, bem como tornar menos atrativo a operação de fontes hídricas, que responsáveis por grande parte do SEB.

Além de mitigar riscos, o trabalho apresenta resultados extremamente positivos, não somente no âmbito da Garantia física, mas também aspectos secundários que podem ser levantados em uma operação híbrida que favorecem a confiabilidade e segurança energética do sistema.

Palavras-chave: Garantia física híbrida. Energia assegurada. Intermitência. Sazonalidade. Fontes renováveis de energia.

ABSTRACT

It is notable that not only Brazil, but the world is going through a transformation in their electrical energy matrices, due to population and economic growth, concerns about the environment and, consequently, energy demand increase. Especially in Brazil, which is the focus of this study and where the power generation structure, since its reformulation in the 2000s, has been developed and regulated to have a hydraulic generation base with complementation by thermal plants. In the last ten years, the matrix evolution has shown a significant participation of intermittent and/or seasonal renewable sources such as wind, solar and thermal energy from biomass, it has been noticed new challenges in the system planning and operation, which already has an intensive challenge once it is practically all wired interconnected, of great geographical dimensions and different climatic conditions

Given the new variables that impact Brazilian Electric Sector (SEB – Sistema Elétrico Brasileiro in Portuguese), this thesis aims to develop a new tool for the hybrid Firm Energy calculation, different from the current methodology regulated by the SEB, where the Firm Energy is calculated in a systematic way, individualized and with different regulatory standards for each source type. It is important to point out that the Firm Energy is the energy ballast which any generation player can commercialize, therefore its earnings are directly related to its Firm Energy. Based on this it is necessary to evaluate regulatory and operational issues of the different energy sources in Brazil, how to bring the concept of hybrid Firm Energy and not just the hybridization of energy sources.

The thesis starts with the development of a computational tool, after a literature search, relevant to the subject, nationally and internationally. Regarding the data organization and information, statistical scenarios of solar, wind and biomass generation were used, since the database is still small in terms of time available. Then, analyzes were carried out combined with hydroelectric generation, which data of water resources are already officially available with historical information since January 1931.

As a result, the thesis presents and proposes points of view that are not very widespread in the energy field and that can have significant impacts on the Brazilian matrix. The wide insertion of intermittent sources, without a new proposal that includes the diversities of the continues sources

supply, can minimize the interests in new developments in the base generation, as well as make the operation of hydro sources less attractive, which are responsible for a large part of the SEB.

In addition to mitigate the risks, this thesis presents extremely positive results, in terms of not only the Firm Energy, but also aspects that can be raised in a hybrid operation in favor of system reliability and energy security.

Keywords: Firm energy. Hybrid firm energy. Capacity Credit. Assured Energy. Firm power. Variable. Intermittency.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Testes do modelo MA2CG	70
Tabela 2: Dados físicos UHE's Caconde, Euclides da Cunha e Limoeiro	81
Tabela 3: Simulações de GF híbridas	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa hidrográfico do Brasil.	24
Figura 2: Evolução de características de turbogeradores eólicos.	26
Figura 3: Potencial eólico brasileiro.	28
Figura 4: Potencial eólico brasileiro.	29
Figura 5: Cinturão solar brasileiro.	31
Figura 6: Mapa de Irradiação Solar Global Horizontal Brasileiro.	32
Figura 7: Processo geração de energia para aproveitamento em centrais de biomassa.	34
Figura 8: Análise comparativa de fontes de energia.	35
Figura 9: Capacidade Instalada 2010 Figura 10: Capacidade Instalada 2021.	37
Figura 11: Geração híbrida utilizando mesma subestação e ponto de conexão à rede.	42
Figura 12: Geração Híbrida com usinas interligadas entre elas antes do ponto de conexão à rede.	42
Figura 13: Usinas Adjacentes.	44
Figura 14: Usinas Associadas.	44
Figura 15: Usinas Híbridas.	45
Figura 16: Portfólios Comerciais.	45
Figura 17: Uso da complementaridade em diferentes áreas de pesquisa relacionadas à energia.	46
Figura 18: Exemplo de complementariedade ótima em Usinas Híbridas.	47
Figura 19: Funcionamento MRE.	52
Figura 20: Análise comparativa de impacto na Garantia física de acordo com diferentes fontes de energia.	62
Figura 21: Análise comparativa de impacto da Garantia física de acordo com fontes de energia e capacidade instalada.	63
Figura 22: Matriz energética da cidade de Jianxing, China.	64
Figura 23: Correlação de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada.	65
Figura 24: Análise de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada e índice de penetração.	65
Figura 25: Correlação de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada.	66
Figura 26: Análise de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada e índice de penetração.	66
Figura 27: Análise comparativa de capacidade firme fotovoltaica e eólica conforme aumento da capacidade instalada.	67
Figura 32: Localização UHE Caconde.	80
Figura 33: Localização UHE Euclides da Cunha e Limoeiro.	80
Figura 35: Localização EOL Bons Ventos, também chamado de Parque Eólico Do Cumbe.	83
Figura 36: Localização UFV Tauá.	83
Figura 37: Localização UFV Tanquinho.	84
Figura 38: Localização BIO Ester.	84
Figura 39: Estudo de Caso UHE Caconde aplicado no modelo MA ₂ CG.	86
Figura 40: Estudo de Caso UHE Euclides da Cunha aplicado no modelo MA ₂ CG.	87
Figura 41: Estudo de Caso UHE Limoeiro aplicado no modelo MA ₂ CG.	88
Figura 42: Configuração do estudo de caso de aplicação do modelo MA ₂ CG+ em cascata.	89
Figura 43: Resultado do estudo de caso do modelo MA ₂ CG+ aplicado na cascata de UHEs.	89
Figura 44: Curva de permanência na geração – Cascata do Rio Pardo – janeiro/1931 a dezembro/2019.	91
Figura 45: Estudo de caso com o modelo MA ₂ CG+ de forma híbrida.	93
Figura 46: Estudo GF híbrida, combinando cascata em conjunto com EOL Bons Ventos.	95
Figura 47: Estudo GF híbrida, combinando cascata em conjunto com UFV Tanquinho e Tauá.	95
Figura 48: Estudo GF híbrida, combinando cascata em conjunto com BIO Ester.	96
Figura 49: Geração média híbrida com acréscimo da geração UFV Tanquinho.	98
Figura 50: Geração média híbrida com acréscimo da geração UFV Tauá.	99
Figura 51: Geração média híbrida com acréscimo da geração EOL Bons Ventos.	99
Figura 52: Geração média híbrida com acréscimo da geração BIO Ester.	100
Figura 56: Volume médio do reservatório de Caconde ao final de cada mês com acréscimo da geração BIO Ester.	103
Figura 57: Comparativo entre volume final do reservatório de Caconde com e sem acréscimo de energia EOL Bons Ventos.	104
Figura 58: Comparativo entre volume final do reservatório de Caconde com e sem acréscimo de energia BIO Ester.	104

Figura 59: Comparativo entre energia de base na carga em geração tipicamente hídrica (isolada) e geração híbrida com usina BIO Ester.	107
Figura 60: Curva de vazão natural da cascata do Rio Pardo.	108
Figura 61: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração UFV Tanquinho média.	109
Figura 62: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração fotovoltaica.	109
Figura 63: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração UFV Tauá média.	109
Figura 64: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração fotovoltaica.	109
Figura 65: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração EOL Bons Ventos média.	109
Figura 66: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração eólica.	109
Figura 67: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração BIO média.	110
Figura 68: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração BIO.	110

SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CC	Credity Capacity
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Centrais de Geração Hidrelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CV	Credit Value
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenada
EF	Energia Firme
EH	Bloco de Energia hídrica
ELCC	Effective Load Carrying Capability
ENA	Energia Natural Afluente
EOL	Usina Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ET	Bloco de Energia Térmica
GEVAZP	Geração de Séries Sintéticas de Vazões e Energias
GF	Garantia física
GRG2	Generalized Reduced Gradient
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
INMET	Instituto Nacional de Meteorológica;
INPE	Instituto de Nacional de Pesquisas Espaciais
IP	Indisponibilidade Programada
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IRENA	International Renewable Energy Agency
KWh/KWp	Quilowatt hora por Quilowatt pico
MA ₂ CG	Modelo de Avaliação Alternativa da Capacidade de Geração
MA ₂ CG+	Modelo de Avaliação Alternativa da Capacidade de Geração Plus

MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia;
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia;
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
MW	Megawatt hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PDDE	Programação Dual Dinâmica Estocástica
PEN	Plano da Operação Energética
PLD	Preço Líquido das Diferenças
PMI	Ponto de Medição Interno
PMO	Programa Mensal de Operação
Rno	Rotação Nominal de Operação
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUIISHI	Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados
TEIF	Taxa de Equivalência de Indisponibilidade Forçada
TSO	Transmission System Operator
TW	Terawatt
TWh	Terawatt hora
UFV	Usina Fotovoltaica
UGH	Usina Geradora Híbrida
UHE	Usina Hidroelétrica
UNICA	União das Indústrias de Cana-de-açúcar e Bioenergia
UTE	Usina Termoelétrica
VBA	Visual Basic Application

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 MOTIVAÇÃO PARA O TRABALHO	17
1.2 OBJETIVO	20
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	21
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1 RECURSOS NATURAIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA	22
2.1.1 Água.....	23
2.1.2 Vento.....	25
2.1.3 Radiação Solar	30
2.1.4 Biomassa	33
2.1.5 Análise comparativa entre as fontes de geração estudadas	34
2.2 EVOLUÇÕES DA MATRIZ ELETROENERGÉTICA NO BRASIL	36
2.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SEB.....	39
2.4 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	41
2.4.1 Complementariedade Energética e as Usinas Híbridas	45
2.5 CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA NO BRASIL.....	47
2.5.1 Garantia Física Hidráulica	48
2.5.2 Garantia Física Eólica	52
2.5.3 Garantia Física Fotovoltaica	54
2.5.4 Garantia Física de UTE's não Despachadas Centralizadamente (biomassa)	55
2.5.5 Garantia Física Híbrida	56
2.6 EXPERIÊNCIAS NO EXTERIOR.....	59
3. METODOLOGIA	69
4. ESTUDO DE CASO	79
4.1 APRESENTAÇÃO SAS USINAS ESTUDADAS	79
5. RESULTADOS.....	85
5.1 PROCESSAMENTO DO MODELO MA₂CG+ PARA GARANTIAS FÍSICAS EM CASCATA.....	85
5.2 CURVAS DE PERMANÊNCIA DE GERAÇÃO EM CASCATA	90
5.3 PROCESSAMENTO DO MODELO MA₂CG+ DE FORMA HÍBRIDA.....	92

5.3.1 Análise da Garantia Física Híbrida	92
5.3.2 Análise da Geração Média	98
5.3.3 Análise do Volume de Reservatório	100
5.3.4 Análise da Segurança Energética	106
5.3.5 Análise de Complementariedade Híbrida	107
6. CONCLUSÕES	112
7. BIBLIOGRAFIA	115

1. Introdução

1.1 Motivação para o Trabalho

É inegável que o mundo esteja vivendo um período de transformação na matriz eletroenergética. De acordo com dados de 2022 da Global Wind Energy Council (GWEC), a indústria eólica desfrutou do seu segundo melhor ano de crescimento em 2021, apenas 1,8% atrás do recorde de 2020, com a capacidade instalada de quase 94 GW apesar do segundo ano da pandemia de COVID-19, significando um aumento de 12% quando comparado a capacidade instalada do ano anterior.

Neste mesmo período a energia solar fotovoltaica adicionou ao sistema global uma capacidade instalada de 156 GW (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2022). Ainda conforme IEA (2022), a capacidade solar global conectada à rede atingiu 837 GW de capacidade instalada seguida de um importante marco de 1 TW de capacidade eólica instalada em 2022.

Segundo matéria do Canal Energia (2020), um dos grandes sites brasileiros voltado para o Setor Elétrico, “o mundo caminha para um crescimento sem precedentes no uso de fontes renováveis”, desta forma o economista-chefe da britânica Lightsource BP, Spencer Dale, definiu a tendência global para o período dos próximos 30 anos em termos de expansão energética, enquanto para Aristóteles Chantavas, presidente da Solar Power Europe “O mundo entrou na era do “Terawatt solar” e deverá atingir a marca de 2 TW nos próximos três anos. Todos estão reconhecendo o imenso poder do Sol em assegurar autonomia energética, defender o clima e aliviar os preços de energia” (SOLAR POWER EUROPE, 2022).

Neste sentido, o Brasil que tradicionalmente apresentou uma base de geração renovável por contar com sua majoritária participação na geração hídrica, especialmente com grandes

reservatórios para tratar questões de oscilações dos regimes pluviais, desenvolveu um sistema elétrico baseado na geração de energia hídrica com reservatórios, com complementariedade em usinas termoelétricas acrescido de um sistema de transmissão interligado que possui abrangência nacional em quase toda sua totalidade – o Sistema Interligado Nacional (SIN), que vêm se transformando rapidamente nos últimos anos. Exemplos destas transformações ocorrem nas usinas hidrelétricas recentemente construídas que quase em sua totalidade são usinas a fio d’água. Ou seja, nestas usinas não existe capacidade de armazenamento de água suficiente para promover regularização, reduzindo a capacidade de fornecimento de energia constante nos meses mais secos do ano.

Somando-se a este fato e observando o crescimento eminente da geração eólica, principalmente na região nordeste, o Brasil, pela sua capacidade de geração e crescimento através de diversas fontes alternativas, segue sua transformação de um sistema elétrico que possuía sua essência baseada nas usinas hídricas com capacidade de regularização e complementariedade térmica para um sistema que segue cada vez mais o caminho do contínuo crescimento das gerações renováveis (eólica e solar) e utiliza a capacidade regularizadora de seu sistema hídrico para suprir déficits das gerações intermitentes (IEMA,2016).

A demanda por energia elétrica deve ser suprida continuamente, portanto é necessário que a modulação de carga seja acompanhada pela geração total do sistema afim de garantir suprimento ao consumidor. Por mais que este conceito de suprimento e demanda seja simples, possui uma árdua tarefa em ser cumprida e normatizada principalmente no Brasil, que é um caso peculiar no mundo, por contar com uma vasta extensão territorial, diferenças climáticas regionais e um sistema elétrico interligado, que deve suprir a carga mesmo em cenários climatológicos adversos, podendo em casos de uma falha no planejamento levar o sistema a um risco generalizado de racionamento de energia, que pode se prolongar por meses ou até mesmo anos. A transição na matriz elétrica do Brasil com a inserção das fontes renováveis traz impactos que precisam ser conhecidos e estudados de maneira mais aprofundada, e os modelos que realizam o planejamento da operação e expansão atualmente utilizados no Brasil precisam refletir esta nova realidade (CAVADOS, 2015).

Se a complementação da intermitência eólica e/ou solar for realizada por meio de termoelétricas, a operação pode causar ocorrências indesejadas devido a uma questão importante no país: a grande maioria das usinas térmicas não possui tempo de resposta rápida a carga do sistema, devido sua rampa de aceleração, o que leva a outro ponto, onde o “liga/desliga” é mais

oneroso e exige mais do que uma operação contínua. Devido a seus projetos e modos de operação, estas usinas perdem sua vida útil e eficiência. Portanto o Brasil possuiria um grande benefício com relação a grande maioria dos países devido a existência dos reservatórios das usinas hidroelétricas, capazes de realizar a modulação e geração ao longo do dia, que podem “suprir os déficits” de fontes intermitentes, como por exemplo durante a redução de geração eólica causada pela diminuição dos ventos, sendo eles previsíveis ou não, este “déficit” poderia ser compensado de forma rápida pela ampliação da geração hidráulica – que responde ao despacho praticamente de forma instantânea, com uma rampa de aceleração de alta velocidade, além de capacidade de armazenamento (STRANGUETO,2016). Porém sob uma outra perspectiva, as UHE’s (Usinas Hidroelétricas) também não foram projetadas para serem usadas como “grandes baterias”, despachando eletricidade apenas em picos de demanda ou “apagões de fontes intermitentes”, causando impactos para a operação do sistema e para o agente gerador que arca com altos custos de manutenção que poderiam ser evitados e ainda são impactados diretamente em sua renda – a Garantia física, ou seja, seu lastro para venda de energia no mercado, pois passam a apresentar uma geração média menor. Portanto para qualquer usina a Garantia física possui o papel de definir o montante de energia elétrica que a mesma está apta a comercializar com base nos padrões de suprimento.

É possível destacar no mundo outros países que vivenciaram experiências semelhantes, como a Dinamarca que possui majoritariamente em sua matriz elétrica uma geração eólica e necessita escoar parte de sua produção a outros países por possuir restrições operativas. Outro exemplo de destaque é a Espanha, que investiu fortemente para expandir a energia eólica em seu país, que frente à uma entrada em larga escala de geração eólica constatou um declínio no fator de capacidade de suas usinas de gás natural e carvão, podendo explicar a elevação das contas de energia no país (KLIMSTRA, 2011). Nações como Reino Unido e os Estados Unidos, frente a expansão de fontes renováveis intermitentes apresentaram demandas como o incremento da flexibilidade operativa (CAVADOS, 2015). Já o Brasil, que passa por uma situação que aparentemente outros países experienciaram recentemente com a chegada maciça de fontes renováveis intermitentes e seus impactos, mesmo possuindo uma matriz eletro energética diferente, os desafios que estão por vir devem ser estudados e prevenidos com a criação de novos mecanismos de operação e planejamento para o Setor elétrico, pois a disponibilidade de recursos que suprem usinas intermitentes pode variar de 0 a 100% ao longo do dia (PEREZ-ARRIAGA, 2011).

Afim de obter-se um melhor planejamento no SEB (Setor Elétrico Brasileiro) mantendo-se atratividade aos agentes de geração, especialmente aos “*players*” hidráulicos e térmicos despachados centralizadamente pelo ONS, é necessário que o Brasil não somente visualize e opere seus ativos de geração de forma integrada e cooperada, como já ocorre atualmente, mas também possua marcos regulatórios, como um possível cálculo de Garantia física de forma híbrida, que está diretamente relacionada a remuneração destes geradores. Pois atualmente o cálculo das GF’s são realizados com base em critérios distintos, de forma isolada e de acordo com cada tipo de geração, podendo favorecer mesmo que indiretamente algumas fontes de geração.

Portanto este trabalho visa a criação de uma proposta colaborativa entre os empreendimentos de geração de forma híbrida que englobe duas ou mais fontes de energia, tais como usinas hídricas, solares, eólicas e térmicas, de modo a obter seus respectivos lastros de forma coerente e relevante com um sistema que opere de forma confiável em sua geração de base, dada a potencial inserção de fontes renováveis que são intermitentes e sazonais. Tal contribuição é importante para fornecer regras de remuneração que garantam equilíbrio entre os ativos de geração.

1.2 Objetivo

- Objetivo Geral

Propor uma metodologia de cálculo de Garantia física diferente do modelo atual utilizado pelo Setor Elétrico Brasileiro, de forma híbrida com participação de fontes renováveis que possuem intermitência e sazonalidade sem capacidade de regularização com as formas tradicionais de geração de energia elétrica no Brasil (hidráulica e térmica).

- Objetivos Específicos

Construção de uma ferramenta de otimização que contemple UHE’s em cascata (com e sem capacidade de regularização) e outras usinas com fontes intermitentes e sazonais (fotovoltaica, hidráulica e biomassa), testando o modelo em diferentes configurações de hibridicidade energética e observando resultados possíveis como: ganhos de incremento de garantia física, potenciais de complementariedade e incrementos na segurança energética.

1.3 Organização do Trabalho

O Capítulo 2 apresenta revisões bibliográficas sobre a forma que a matriz eletroenergética brasileira evoluiu nos últimos anos e suas projeções futuras, bem como é realizado uma sucinta explanação com relação ao planejamento do Setor Elétrico Brasileiro. Ainda é possível verificar metodologias atuais de cálculo de Garantias físicas para usinas solares, eólicas e biomassa, seus respectivos recursos naturais para geração de energia e a interação entre eles.

O Capítulo 3 apresenta cálculos alternativos para definição de Garantias físicas, objeto deste trabalho.

O Capítulo 4 apresenta os estudos de caso em forma de cascata e de forma híbrida com demais fontes de geração renovável.

O Capítulo 5 apresenta os resultados das modelagens com suas respectivas análises e resultados.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Recursos Naturais para Geração de Energia

Por definição a eletricidade é a capacidade da transformação de energia em energia elétrica através de diversos recursos. Tais recursos são essenciais para que ocorra esta conversão, onde sem os mesmos a energia elétrica não poderia ser gerada. No caso de uma geração hídrica, por exemplo, a energia potencial existente na queda d'água é transformada em energia mecânica através de turbinas hidráulicas que por sua vez gera a eletricidade nos geradores.

Portanto é de extrema necessidade conhecer os recursos necessários para cada tipo de geração de energia elétrica, de forma aprofundada, afim de obter-se um maior aproveitamento e eficiência, bem como analisar seus impactos ambientais e sociais. Quando tais recursos são utilizados e necessitam ser compartilhados com outros propósitos, assim como ocorre com o uso múltiplo da água, um dos fatores é observar sua disponibilidade ao longo do tempo. Pois apesar de se tratar de uma fonte renovável que possui a capacidade de ser repostada naturalmente, não significa que seja inesgotável.

Desta forma, apresenta-se a seguir os recursos empregados na geração de energia elétrica abordados neste trabalho.

2.1.1 Água

Para caracterizar a água como recurso renovável é necessário instituir certos limites de seu uso, pois devido à crescente demanda, este recurso apresenta limitações. Quando tratamos a questão de reservas de água doce em níveis mundiais, o crescimento demográfico foi um dos principais agentes de mudança, no que tange a forma de utilização deste recurso, diminuindo entre os anos de 1970 e 1990 1/3 do percentual de água doce disponível (SOITO, 2019). Já o Brasil, com relação aos níveis globais de disponibilidade dos recursos hídricos, possui posição privilegiada referente à quantidade de água doce terrestre, contado com aproximadamente 12% (ANA, 2009). Embora o Brasil possua esta grande disponibilidade de recursos hídricos, sua distribuição pelo território nacional não ocorre de forma homogênea havendo uma grande variação desta disponibilidade em função do tempo e regiões geográficas, que gera simultaneamente cenários de abundância e escassez.

A gestão dos recursos hídricos brasileira é norteadada por bacias hidrográficas, possuindo 12 regiões hidrográficas, que são definidas pela Resolução nº32 de 2003 através do Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), conforme o mapa da Figura 1:



Figura 1: Mapa hidrográfico do Brasil.
Fonte: ANA, 2018

Quando considerada as vazões outorgadas¹ para usos consuntivos, os principais usos são a irrigação (67,2%), o abastecimento animal (11,1%) e o consumo industrial (9,5%), o que corresponde a quase 90% do total de água disponível no país. Entretanto a geração de energia por hidrelétricas, embora muito importante, não é considerada neste consumo. No ano de 2021, o Brasil possuía 1.373 ativos de geração hidroelétrica em operação, sendo 219 usinas hidrelétricas (UHE), 424 pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e 730 centrais de geração hidrelétrica (CGH) (ANA, 2021).

Portanto é possível verificar que uma característica peculiar do SEB, é que a geração hídrica está distribuída nestas diferentes bacias hidrográficas, onde a grande maioria das usinas apresentam-se em forma de cascata, ou seja, a vazão defluente da usina compostas pelas vazões

¹ Vazão declarada pelo Sistema Nacional de Gerenciamento dos Recursos Hídricos instituído pela Lei 9.433/97

turbinadas e vertidas serão utilizadas nas usinas a jusante, completando assim uma sequência sucessiva de aproveitamentos hídricos até a última usina do curso do rio (MILOCHI, 2016).

A partir da vazão natural afluyente dos rios é possível gerar eletricidade nos aproveitamentos hidrelétricos, esta vazão em um determinado tempo possui o nome de Energia Natural Afluyente (ENA), e representa a quantidade de energia que pode ser produzida, que é proporcional à sua vazão. Já o potencial de toda energia dos reservatórios que compõe o sistema à medida que são completamente esvaziados transformando a água em eletricidade (desde o armazenamento máximo até o mínimo) é chamada de Energia Armazenável Máxima (EAR_{máx}). Todas estas vazões estão diretamente relacionadas à ocorrência das chuvas em determinada região e volume, também conhecida como estocasticidade das chuvas, e por consequência as vazões naturais do rio. Portanto o número de usinas hidrelétricas (com ou sem potencial de acumulação – reservatório) que compõem o SEB o tornam único no mundo em virtude de suas características e dimensões territoriais, impondo ao sistema brasileiro um problema de difícil solução devido à estocasticidade das chuvas, onde a decisão de utilizar a água dos reservatórios das usinas ou não implicam no armazenamento de energia simples e barata, e o uso incorreto ou equivocado de tal recurso pode causar prejuízos à segurança energética do sistema ou gastos desnecessários. Este problema é de responsabilidade do ONS (FORTUNATO, 1990 e SILVA, 2001).

2.1.2 Vento

Há mais de três mil anos a energia cinética existente nos ventos vem sendo convertida em energia mecânica pela humanidade através de moinhos de grão e bombeamentos de água. A partir daí a energia proveniente dos ventos foi empregada na navegação e nos períodos de descobertas dos novos continentes (MARTINS *et al.*, 2008).

Em Gasch & Twele (2011) é possível verificar a ascensão desta tecnologia desde os moinhos de vento até a utilização dos tecnológicos aerogeradores. Desde então o aproveitamento de empreendimentos eólicos vem se expandindo como uma forma importante de geração de energia. Há aproximadamente 150 anos estudos neste quesito vêm sendo desenvolvidos (JOSELIN, 2007).

O desenvolvimento mundial da indústria eólica de componentes e aerogeradores são cada vez mais focados no mercado *offshore*² que utilizada cada vez mais, unidades geradoras mais potentes e maiores. Dados recentes evidenciam que a China lidera o mercado com sua nova turbina MySE 16.0-242 capaz de gerar 16MW/hora e incríveis 22 metros de diâmetro, desenvolvida pelo Mingyang Smart Energy Group (MINGYANG SMART ENERGY, 2021).

A Figura 2 ilustra a evolução e projeção das torres eólicas e suas diferentes características construtivas, tais como, diâmetro, potência e altura e nos mostra que o “futuro” já chegou, caminhando cada vez mais rumo às novas tecnologias.

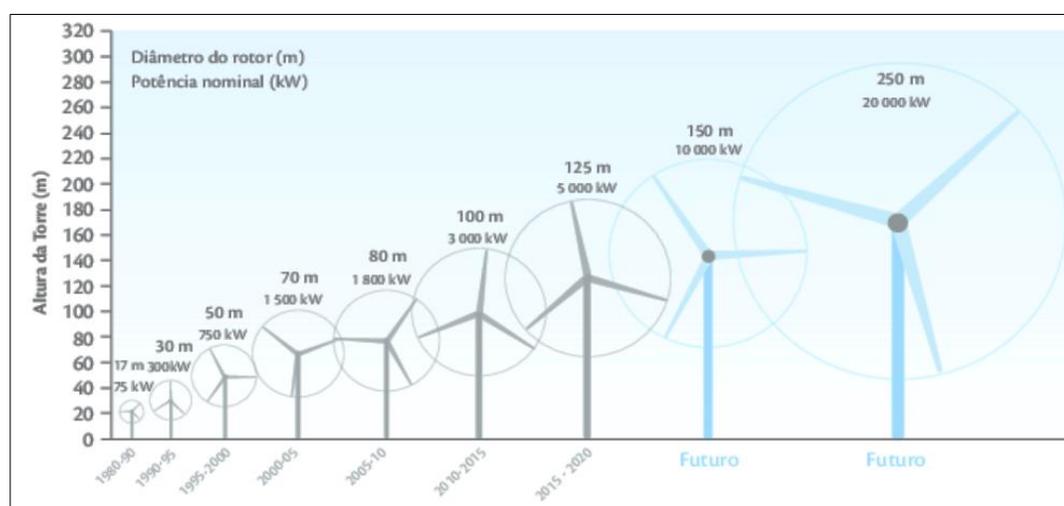


Figura 2: Evolução de características de turbogeradores eólicos.
Fonte: CGE (2015)

A designação “vento” é geralmente correlacionada com movimentos de partículas de ar na atmosfera horizontalmente, ou seja, paralelo a superfícies da Terra. Embora estas partículas possam se movimentar também na direção vertical.

A diferença de pressão que existe nas diferentes partes do globo terrestre é fundamental na produção dos ventos, esta variação de pressão se deve a diferentes fluxos de radiação incidentes nas superfícies da Terra (TAYLOR, 2004). Em Tubelis (1984) o vento é a movimentação do ar em relação à superfície da Terra, nos quais diferentes níveis de pressão atmosférica são responsáveis pela sua produção. O vento possui diversos fatores que influenciam diretamente suas características

² A energia eólica offshore ou energia eólica *offshore* é a geração de eletricidade através de parques eólicos em corpos d'água, geralmente no mar.

podendo causar modificações de seu movimento, como sua força, rotação do planeta e até mesmo as massas de ar que compõe o globo terrestre.

Para Custódio (2013), a energia produzida pelo vento nada mais é que a energia cinética que contêm no movimento das massas de ar da Terra. Um corpo de massa m que se desloca em uma determinada velocidade v , produz a energia cinética E_c em Joules, onde é obtida através fórmula a seguir:

$$E_c = \frac{mv^2}{2} \dots\dots\dots(1)$$

Uma determinada porção do vento que atravessa a área das pás do rotor de uma turbina eólica, transforma sua energia cinética em energia mecânica e que na sequência o gerador faz a conversão para energia elétrica. A velocidade do vento é cúbica e proporcional a potência elétrica gerada em Watts:

$$P(Watts) = \frac{1}{2} \rho \eta C_p V^3 A_r \dots\dots\dots(2)$$

Sendo:

ρ = densidade do ar em kg/m³;

$A_r = \pi.D^2/4$, em que D é o diâmetro do rotor;

C_p = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

η = eficiência do conjunto gerador/transmissão.

A fim de reduzir ruídos aerodinâmicos produzidos pelas pás das turbinas, a rotação já é determinada durante o projeto de forma otimizada, onde o diâmetro das pás é inversamente proporcional à velocidade do rotor. A fórmula a seguir demonstra a rotação nominal da turbina:

$$rno = 1150/D \dots\dots\dots(3)$$

Sendo:

rno = rotação nominal da turbina.

Com o passar do tempo, novas tecnologias proporcionaram aumento nas dimensões das turbinas, onde conforme sua rotação diminui proporcionalmente ao aumento de seu diâmetro, permite-se que pássaros em voo vejam suas pás e evitem contato com as mesmas (CEPEL - Atlas do potencial eólico brasileiro, 2013).

Até os anos 2000, a estimativa máxima da produção de energia eólica brasileira era de aproximadamente 60 GW, devido às limitações de medição para prever de forma adequada o potencial eólico existente em uma determinada região, somando-se com divergências nas metodologias utilizadas, as quantidades de energia advinda dos ventos capazes de produzir energia não eram estimadas corretamente (PEREIRA *et al.*,2017). Devido ao aprimoramento e avanços tecnológicos utilizados nas medições e no segmento computacional, em 2011, juntamente ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica publicou o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro para simulações com altura até 50m, conforme se pode verificar nas Figuras 3 e 4. Na revisão de 2013 novas simulações de estudos de velocidade média do vento com alturas até 200m. Em 2017 a atualização estimou um potencial no país em aproximadamente 500 GW *offshore* e mais 700 GW *onshore*³.

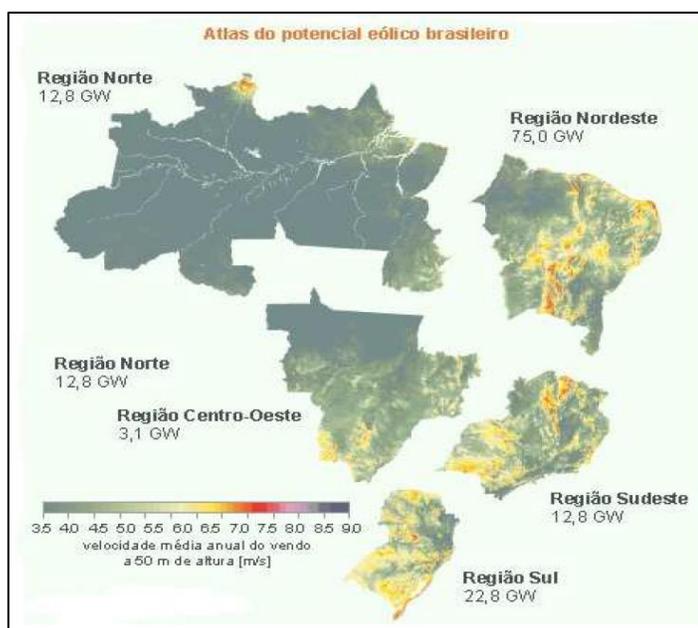


Figura 3: Potencial eólico brasileiro.
Fonte: CEPEL (2013)

³ O termo *offshore* é aplicado para empreendimentos que foram instalados em ambientes marítimos, muitas vezes longe da costa terrestre. Já o termo *onshore* por sua vez, é aplicado para instalações em terra firme.

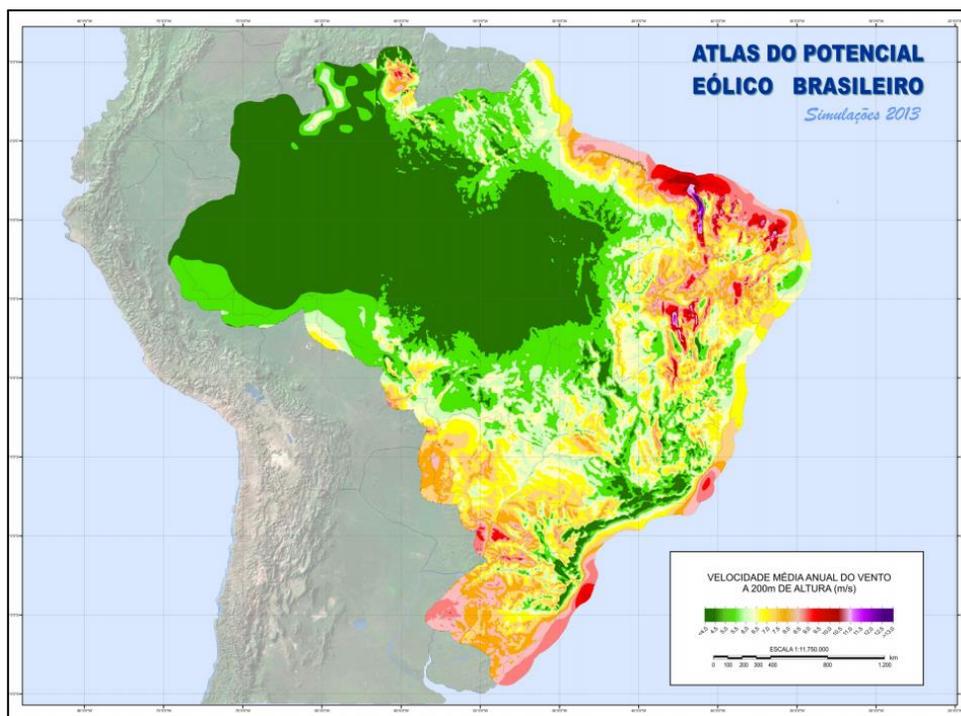


Figura 4: Potencial eólico brasileiro.
Fonte: CEPEL (2013)

Atualmente o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) é responsável pelas fontes públicas de dados anemométricos, comumente utilizado no Brasil para estimar o potencial eólico brasileiro e identificar o regime dos ventos em uma determinada localidade. Uma estação meteorológica é constituída de uma central de controle e armazenamento (*data logger*), também conhecida como unidade de memória central, que é conectada aos diversos sensores que captam características meteorológicas tais como, radiação solar, pressão atmosférica, velocidade e direção do vento, precipitação, umidade relativa do ar e temperatura (INMET, 2015).

Ultimamente, as análises realizadas sobre as características de velocidade do vento vêm se expandindo através de modelos computacionais probabilísticos que extrapolam os resultados e modelam curvas de frequência de velocidade com o propósito de obter um aproveitamento melhor do vento e uma redução de possíveis prejuízos inerentes à construção de empreendimentos eólicos em locais com baixa geração eólica.

2.1.3 Radiação Solar

A produção de energia elétrica através da radiação solar advém de longa data. A utilização de placas fotovoltaicas, é originada do fenômeno denominado efeito fotovoltaico, observado pelo físico francês, Edmond Becquerel, em 1839, que ao imergir dois objetos de latão em um líquido eletrólito, poderia obter eletricidade quando exposto em luz solar. Assim, em 1954 os cientistas da Bell Labs desenvolveram a primeira célula fotovoltaica a base de silício que possuía uma eficiência de apenas 6%. A partir deste momento, as pesquisas e tecnologias no setor evoluíram a cada dia (MACHADO, 2015).

A máxima irradiação que reflete em uma superfície, nada mais é que a soma das irradiações, refletida, difusa e direta da radiação solar sobre uma superfície receptora (TRAJANO, 2010). Destaca-se também que estas radiações necessitam ser conhecidas de forma confiável e precisa ao longo de um período mensal e anual, para que possa obter um sistema de energia solar concentrada. O foco principal deste sistema é a irradiação normal direta e em superfícies planas fotovoltaicas, que necessitam de previsões acuradas de níveis de radiação global tanto mensais como anuais, para que então seja possível o correto dimensionamento e obtenção de uma previsão mais confiável de sua capacidade após o início da geração (POLO, 2015). Para um melhor projeto, são realizadas medições de irradiação global ou direta através de pirômetros ou placas padrões localizados nas estações de medição meteorológicas, podendo ser aquisitadas em solo no local de instalação ou até mesmo através de dados de satélites (GRECORY & RIKUS, 2016). Por este motivo é de extrema importância ter conhecimento dos dados de irradiância solar do local do empreendimento para assim resultar em um projeto mais preciso dos sistemas fotovoltaicos. Tais dados são de extrema relevância podendo até ser consideráveis como indispensáveis para uma validação numérica do projeto através de modelos matemáticos (MOREIRA JUNIOR *et al.*, 2020).

Devido ao fato de que a maioria de seu território se localiza na faixa tropical, o Brasil possui um dos maiores coeficientes de irradiação solar do mundo, devido ao fato de não apresentar variações tão significativas ao longo do período iluminado do dia, principalmente nas regiões norte e nordeste (PEREIRA *et al.*, 2017). Para efeitos comparativos, a radiação solar global incidente no Brasil varia entre 1550 e 2400 kWh/m² e são muito maiores em comparação com outros países que utilizam desta fonte de energia, como a França que apresenta valores entre 900 e 1650 kWh/m² e Alemanha, com valores entre 900 e 1250 kWh/m² (ABINEE, 2012). Índices obtidos na Alemanha por exemplo, podem ser facilmente comparados com regiões brasileiras que possuem números de

radiação inferiores à média nacional, porém, mesmo assim, não podem ser consideradas como regiões de baixo potencial de aproveitamento deste recurso (PEREIRA *et al.*, 2017). Segundo o Global Solar Atlas, o continente asiático possui coeficiente próximo aos valores encontrados no Brasil, respectivamente com índices de 1424 kWh/kWp de potencial específico (PORTAL SOLAR, 2019). No Brasil, há uma região denominada “cinturão solar”, onde é a melhor localização geográfica para a geração de energia conforme Atlas Brasileiro de Energia Solar elaborado pelo INPE, 2017. Esta região vai do Pantanal até o Nordeste, onde os melhores índices são encontrados entre parte do estado de Minas Gerais e a região do sertão da Bahia (Figura 5), contando com uma irradiação solar superior à 5 kWh/m², mas com valores aquisitados de até 6,5 kWh/m² em um dia.

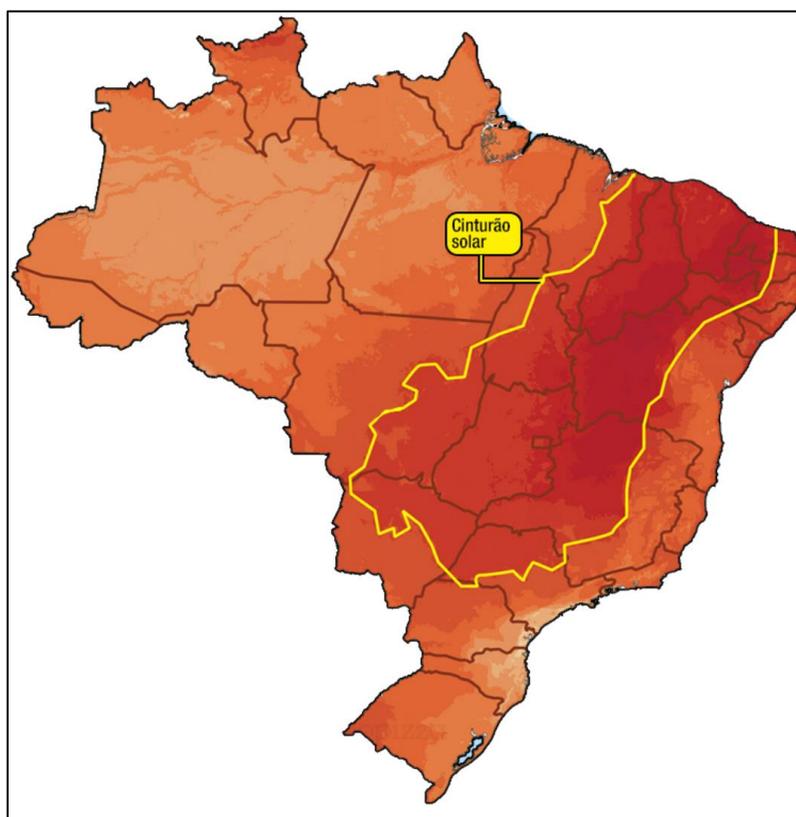


Figura 5: Cinturão solar brasileiro
Fonte: FAPESP (2017)

Devido ao fato de ser uma região com baixos índices pluviométricos ao longo do ano, significando menor quantidade de nuvens, este fato favorece uma maior incidência solar direta. Mesmo contando com uma incidência de radiação maior que muitos países desenvolvidos, o Brasil não possui uma energia solar tão difundida como nesses países. Um grande exemplo que suporta

essa informação, é o comparativo com a pequena quantidade de residências brasileiras que têm sistema de aquecimento solar quando comparadas com países europeus (MARTINS *et al.*, 2020).

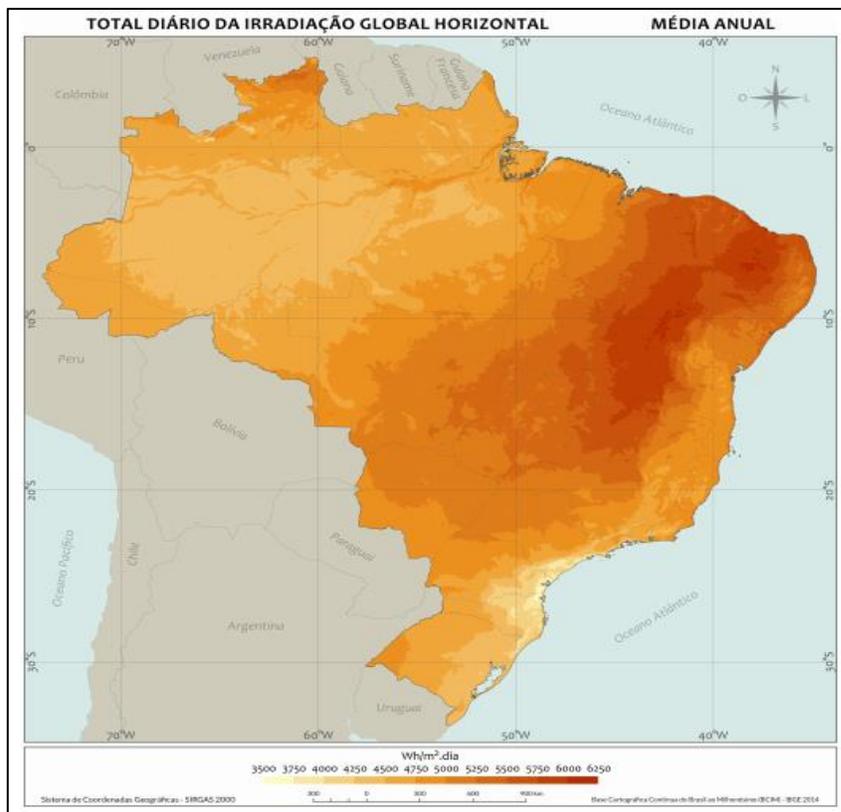


Figura 6: Mapa de Irradiação Solar Global Horizontal Brasileiro.
Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017)

É de extrema necessidade o conhecimento dos custos de instalação e manutenção dos equipamentos para a avaliação da atratividade da energia fotovoltaica. Assim são necessárias análises prévias como a carga a ser atendida e avaliação do prazo para retorno do investimento aplicado. Com os recentes avanços tecnológicos no desenvolvimento de componentes como semicondutores e a larga escala de produção das células fotovoltaicas, foi possível reduzir os valores necessários para investimento em sistemas solares, onde a redução dos preços é um dos principais motivos que alavancou o crescimento da geração fotovoltaica (IPEA, 2020).

2.1.4 Biomassa

Bioenergia é a denominação da energia resultante da biomassa, que é orgânica provenientes de origem vegetal e/ou animal, podendo ser empregada na produção de calor, eletricidade, e combustíveis, e é classificada como uma fonte alternativa e renovável de energia.

Segundo a União da Indústria de Cana-de-açúcar e Bioenergia – UNICA (2022), a produção de bioeletricidade a partir da cana foi de 20,2 GWh em 2021, que representa 79% da geração de biomassa do Brasil, sendo as demais fontes compostas por insumos florestais como a lenha de eucalipto, resíduos sólidos e restos vegetais. Ainda segundo o EPE (2022) a bioeletricidade direcionada para exportação (rede) possui um potencial de crescimento de mais de 55% até 2030, podendo chegar a um montante de 151 mil GWh com toda energia presente nos canaviais. Inicialmente a geração de energia advinda da biomassa de cana atendia as necessidades das próprias usinas sucroalcooleiras, mas devido a procura por sustentabilidade e descarbonização das economias, novas oportunidades vêm surgindo a partir de inovações tecnológicas conforme EMBRAPA (2016).

Quando comparada a produção de energia oriundas da biomassa de cana-de-açúcar, em relação ao uso de fontes termelétricas convencionais, como carvão mineral e petróleo, é possível verificar que esta oferece inúmeras vantagens como por exemplo: i) Elevação da competitividade com relação ao custo, uma vez que a cana-de-açúcar possui seu cultivo direcionada à produção do etanol e adicionando-se a ela o aproveitamento do bagaço para a produção de energia elétrica; ii) Complementariedade da sazonalidade nos períodos de escassez hídrica, uma vez que a energia resultante da biomassa da cana-de-açúcar pode fornecer eletricidade nos períodos de seca; iii) Diminuição dos gases do efeito estufa, pois a biomassa de fontes provenientes do bagaço da cana-de-açúcar é renovável e minimiza a poluição e aumento do efeito estufa; iv) Incremento na geração de empregos através da produção deste tipo de energia, por se tratar de um estímulo para a economia nacional, pois abrange áreas como lavoura, usinas e terminais de distribuição elétrica (SILVA, 2021).

A maior parte da produção da biomassa é gerada nas próprias usinas de açúcar e etanol que utilizam o bagaço da cana como fonte de energia provenientes de sua queima. Segundo Gomes, 2017, o bagaço possui uma natureza lignocelulósica (estruturas compostas principalmente por celulose e é submetido ao processo na Figura 7:

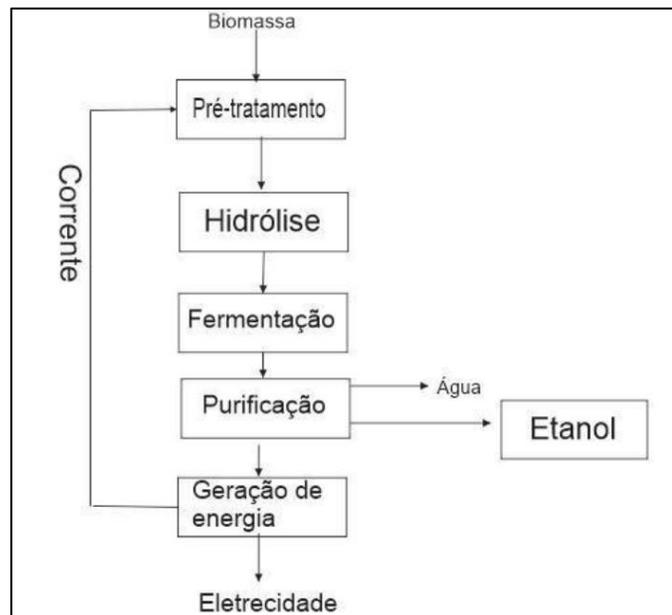


Figura 7: Processo geração de energia para aproveitamento em centrais de biomassa
Fonte: Gomes, 2017

O processamento do bagaço da cana-de-açúcar, consiste primeiramente na etapa de destruição mecânica da estrutura celular da cana. Após este processo, ocorre a hidrólise enzimática onde a celulose é convertida em glicose por uso de enzimas. No processo de fermentação ocorre a conversão dos açúcares presentes na solução resultante da hidrólise, utilizando a levedura. Neste momento se obtém o etanol combustível. A produção de energia elétrica decorrente da biomassa acontece quando o bagaço é utilizado como material combustível para a fornalha que tem o propósito de aquecer o fluido (em geral água) à condição de vapor superaquecido e girar uma turbina a vapor (DE OLIVEIRA, 2014).

Contudo é válido levar em consideração os períodos de safra que ocorrem na região Centro-Sul a partir de abril até o mês de novembro, e na região nordeste entre os meses de novembro e abril, onde existe uma correlação entre o período de seca proeminente presente na região Centro-Sul no qual situam-se a maior parte das UHE's e o período de safra desta mesma região. Tal fato é bastante interessante na composição da matriz eletroenergética brasileira.

2.1.5 Análise comparativa entre as fontes de geração estudadas

Estudar a Garantia física em instalações geradoras de energia elétrica, em particular os sistemas híbridos que consideram mais de um tipo de fontes de geração, requer o conhecimento de

características intrínsecas de cada uma das fontes, tais como intermitência, disponibilidade da natureza, estabilidade nos sistemas, incertezas, rampa de aceleração, viabilidade e capacidade de armazenamento, entre diversos outros fatores. Quando inseridos na ferramenta computacional apresentada nos estudos de caso desta tese, os benefícios dependem das configurações e análises a serem estudadas.

Na Figura 8 as setas verdes representam de maneira simplista condições favoráveis e as vermelhas condições desfavoráveis das principais características que farão parte do sistema híbrido. Quando verificado mais de uma seta o aspecto do recurso demonstra a relevância do mesmo.

Característica	Hídrica	Eólica	Fotovoltaica	Biomassa (Bagaço de Cana)
Armazenamento de Recurso				
Prioridade de Despacho				
Rampa de Aceleração				
Área de Instalação				
Disponibilidade de Recurso (sazonalidade anual)				
Intermitência				

Figura 8: Análise comparativa de fontes de energia.
Fonte: Próprio autor

Atentar-se a estas características é importante quando analisadas situações que ocorrem também fora do Brasil, onde a matriz elétrica possui suas bases em gerações não hídricas, predominantemente a carvão ou a gás. Para estes casos possíveis combinações de usinas térmicas somadas a hídricas e eólicas, ou hídricas e solares seriam interessantes por questões variadas como: (i) possuírem energia firme na base, realizadas pelas térmicas, enquanto uma parcela de usinas hídricas entrasse na modulação da intermitência das gerações renováveis com rápida rampa de aceleração, (ii) integração do sistema com fontes renováveis, como eólicas e fotovoltaicas que possuem menores impactos ambientais e (iii) prioridade de despacho eólico e solar para evitar grandes queimas de combustíveis fósseis.

Quando tratada a questão de inserção de fontes renováveis e a hibridicidade que pode proporcionar ao sistema, também é necessário observar que determinados patamares de introdução de fontes intermitentes podem decorrer em incremento nos custos operacionais, tanto pela necessidade de ampliação de redes elétricas, ou pela necessidade do aumento de reserva operativa proveniente de fontes de geração estáveis e de base. Portanto, chegar a um arranjo ótimo, ou seja, um balanceamento ideal de aproveitamentos de forma híbrida e eficiente ainda exige muito estudo. Segundo Luna-Rubio *et al.* (2012), o projeto correto dos equipamentos que compõem um sistema híbrido é essencial para atingir sua viabilidade econômica e técnica.

Sob um outro aspecto, a hibridicidade pode permear questões ambientais dos impactos causados por qualquer tipo de fonte de geração de energia, mesmo que consideradas renováveis. A geração hídrica há muito tempo tem sido pauta de inúmeros debates sob as problemáticas que constituem a construção de suas barragens, principalmente para hidroelétricas de reservatório, que vão desde a interferência dos fluxos dos rios, migração e perda de biodiversidade a grande alagamentos e perda de comunidades ribeirinhas. Na atualidade, temas como impactos gerados pelos parques fotovoltaicos perpassam o descarte das placas que ainda são complexos, enquanto parques eólicos têm de administrar a influência que os aerogeradores possuem no fluxo migratório de aves regionais e a mudança das paisagens onde são instalados. Enquanto a produção de energia proveniente da Biomassa, que apesar de ser considerada limpa, pode levar a contaminação dos solos e rios, desencadeamento de erosões e até mesmo chuvas ácidas.

Por isto, a questão da exploração de recursos energéticos em novos negócios, sejam eles de forma híbrida ou não, necessitam da mitigação adequada, não somente da perspectiva de eficiência energética, mas também da redução de aspectos ambientais para que, de forma globalizada, o mundo viva uma transição energética com menores impactos.

2.2 Evoluções da Matriz Eletroenergética no Brasil

Desde o período da Revolução Industrial, a energia possui grande influência no bem-estar social e na competitividade econômica dos países, que foram sucessivamente vencendo paradigmas e ganhando espaço tecnológico para a crescente utilização de combustíveis fósseis. Onde é interessante verificar que 80% da demanda energética no ano de 2014 foi suprida por carvão, petróleo e gás natural (IEA, 2016).

Em busca de novas alternativas e fontes de energia limpa a custos menores, o Brasil juntamente com o mundo, teceu seu caminho no crescimento da disponibilidade energética. Toda a evolução da indústria e economia, juntamente com questões de âmbito ambiental culminaram nos avanços tecnológicos de recursos energéticos limpos e renováveis, tornando-os prioridade na expansão da matriz elétrica. Desde 2012, o acréscimo de capacidade instalada de geração renovável superou a implantação da geração não renovável. Em 2021 a energia renovável gerada ultrapassou a marca de 3.064 GW em capacidade instalada, representando 38% do montante mundial (IRENA, 2021).

A hidroeletricidade se tornou, há décadas, essencial na geração de eletricidade no SEB, devido ao seu protagonismo econômico e a vasta disponibilidade dessa fonte de energia. O Brasil desfruta de um parque de geração elétrica com cerca de 181,6 GW de capacidade instalada, principalmente hidrelétrica (EPE, 2022). O SEB é constituído majoritariamente por fontes renováveis existindo a relevância para geração hídrica, que corresponde a 60,2% da oferta interna total, enquanto 2,6% possuem origem solar e 11,4% em energia eólica. (EPE, 2022).

As Figuras 9 e 10 demonstram a rápida transformação e evolução de fontes de energia elétrica, que apesar de continuarem predominantemente hídrica, já tem seu papel sendo abordado por outras fontes de energia renovável.

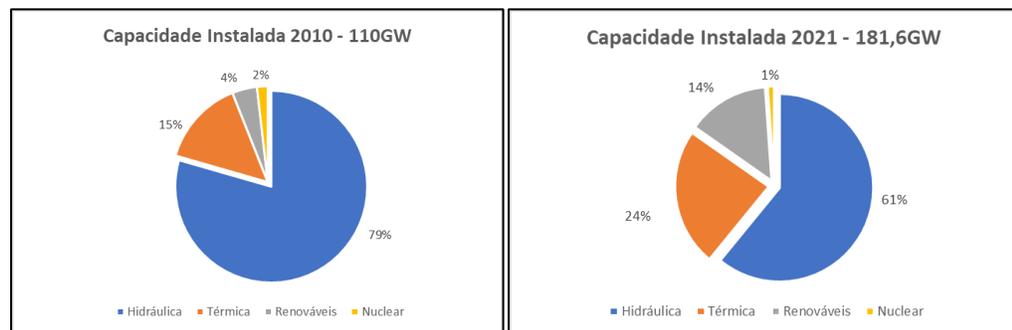


Figura 9: Capacidade Instalada 2010
Fonte EPE 2010

Figura 10: Capacidade Instalada 2021
Fonte EPE 2022

A geração de energia proveniente de usinas eólicas atingiu 72 TWh em 2021, correspondendo a aproximadamente 20 GW de capacidade instalada e a uma expansão de 21,2%, já a produção de geração solar atingiu 16,8 TWh considerando tanto a geração centralizada como a distribuída representando um avanço de 55,9% em relação ao ano anterior em ambos os casos (BEN 2022) (EPE, 2022).

Segundo o Plano da Operação Energética – PEN, 2010/2024 (ONS, 2022), pode-se observar que a previsão da potência instalada brasileira até 2024 e que os investimentos do setor elétrico são focados em geração hidráulica, eólica e solar. A $EARM_{\max}$ (energia armazenada máxima hídrica) do SIN permanece inalterada de 2010 a 2024, isso porque a expansão hidrelétrica neste período é dada por usinas com pouco ou níveis inexistentes de regularização, ou seja, usinas a fio d'água. Além disso, é importante ressaltar que o SIN possui uma das maiores capacidades de armazenamento do mundo.

Neste contexto, o Brasil possui peculiaridades interessantes e únicas por já contar com uma matriz energética renovável ampla quando comparada à média mundial. Embora fontes tradicionais de energia renovável (biomassa e hidrelétrica), estejam fortemente presentes no SEB, a introdução da geração eólica e solar vem alterando as características da produção de energia nacional. Pois variações pertinentes dos recursos hídricos e de biomassa se sucedem em longos períodos (sazonais e anuais), enquanto as fontes alternativas de geração (eólica e solar) apresentam grandes variações em períodos muito curtos (intradiária).

Segundo Hallack (2017) e Losekann (2013), a matriz eletroenergética brasileira possui privilégios para adaptação a uma inserção maciça de fontes intermitentes, como a energia eólica e solar, podendo ser pontuado como um sistema dinâmico, que permite ajustes necessários a esta expansão. Porém é necessário levar em consideração que: *i*) o sistema dispõe de uma alta flexibilidade devido a predominância hidráulica, contanto com 60,2% da capacidade instalada; *ii*) a capacidade máxima potencial de armazenagem dos reservatórios de 291 GW/mês, equivale a uma carga anual de aproximadamente cinco meses de geração; e *iii*) o sistema de transmissão do SIN, atende através de seu intercâmbio elétrico-energético, 98% da demanda nacional.

Devido a estes atributos, a expansão de fontes renováveis brasileira, em tese, poderia acontecer com custos de integração reduzidos, pois os reservatórios que antes eram utilizados como base para geração hoje já vêm sendo utilizados como grandes “baterias” que podem fornecer flexibilidade operativa frente a geração intermitente, evitando o deslocamento de energia armazenada na forma de água. Fato este, que necessita de um ponto de atenção, pois a queda de demanda hídrica, prejudicaria os geradores hidráulico em curto e médio prazo (BICALHO,2017).

Portanto para o Brasil, os próximos anos podem apresentar desafios e oportunidades, uma vez que dispõe de muitos recursos energéticos e tecnologia para galgar mais espaço no quesito da energia renovável, mas que exigirá inovações e ajustes regulatórios para incluir as oscilações

sistêmicas advindas das fontes de energia solar e eólica e ainda assim garantir seu alto nível de segurança e sustentabilidade energética.

2.3 Planejamento da Operação do SEB

A estrutura elétrica do Brasil possui inúmeras particularidades que não são vistas em outros países. A geração, transmissão e distribuição ocorrem de forma interligada em praticamente todo o país em distintos níveis de operação devido as diferentes características geográficas e climáticas do território nacional (FONSECA, 2013). Em linhas gerais, o Brasil possui diferentes órgãos, setores e empresas que atuam de diferentes maneiras em sua regulação técnica e econômica, possuindo como protagonistas de operação os agentes de distribuição, agentes de transmissão e agentes de geração, além dos autoprodutores e comercializadores de energia.

A complexidade do SEB, no entanto, vai além de realizar o planejamento e monitoramento da segurança energética realizado pelo MME (Ministério de Minas e Energia). O ONS, órgão responsável no Brasil pela operação do SEB, foi concebido como uma organização privada em 1998 sem fins lucrativos e de direito civil, para realizar o gerenciamento e controle da operação das centrais geradoras e transmissoras do SIN, além de operacionalizar sistemas isolados no Brasil (ONS, 2004).

É função do ONS assegurar o fornecimento contínuo de energia elétrica no território nacional. Isso é feito analisando padrões técnicos e critérios de confiabilidade, que quando realizado de maneira centralizada, objetiva-se a otimização de todo o sistema eletroenergético do país.

Para garantir o suprimento contínuo da demanda elétrica, incluindo condições futuras de fornecimento, são realizados estudos de planejamento e otimização mensais, que visam a segurança operativa da operação pelo ONS, utilizando insumos como os cenários de carga, restrições elétricas, armazenamento dos reservatórios, cronogramas de expansão da geração e transmissão, previsão de carga por patamar, condições hidrológicas, entre outros. Através desses estudos criam-se estratégias de utilização dos recursos energéticos disponíveis.

A operação e o planejamento do SEB, por se tratar de um sistema complexo, é dividido em etapas, e dispõe de vários modelos matemáticos que atuam em conjunto. De forma simplificada, o modelo NEWAVE é utilizado para médio e longos prazos, em um horizonte de planejamento com

discretização mensal de até cinco anos. O NEWAVE realiza o planejamento da operação de sistemas compostos por usinas hídricas e térmicas que estão interligadas assumindo que todo parque hídrico e térmico são representados por dois grandes blocos que é calculado através de modelagem em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)⁴. O objetivo principal é obter a chamada “política de operação” através da valoração da água ao longo de cada intervalo de tempo baseada nos níveis de armazenamento dos reservatórios, utilizando funções de custo futuro. O modelo retrata todos os reservatórios e seus afluentes que compõe cada subsistema do SIN como um único reservatório e sua afluição, dando origem respectivamente aos termos técnicos conhecidos como “reservatório equivalente” e “afluição energética equivalente”. O modelo determina a diretriz operacional com menor custo para cada subsistema, considerando a operação destes sistemas em diversos cenários hidrológicos futuros, conforme o risco de não atendimento, falha de equipamentos, montante de energia não fornecida, custo de operação e alteração dos patamares de carga imputados ao modelo (CEPEL, 2019; MILOCHI, 2016).

No curto prazo, as metas individuais de geração de energia hídrica, térmica e os intercâmbios de energia entre os subsistemas, divididos em norte, nordeste, centroeste-sudeste e sul, são definidas com discretização semanal e mensal, em um intervalo máximo de 12 meses. Ao término do horizonte de planejamento, considera-se a função de custo futuro proveniente da fase de médio prazo. Nesta fase considera-se, em geral, uma série de cenários para previsão das vazões de cada usina hídrica, bem como as gerações das usinas intermitentes.

Existem mecanismos no modelo que buscam minimizar o risco de déficit, com a CAR (Curva de Aversão ao Risco), ou seja, um mecanismo que visa estabelecer ao longo de um determinado período o nível mínimo de armazenamento dos reservatórios das Usinas do SIN. Assim o objetivo é definir a geração unitária de cada integrante que compõe o sistema hidrotérmico, que por sua vez está sujeito às variações de afluições, mas que atenda à demanda imposta e reduza o custo da operação ao longo do horizonte de planejamento. O modelo fornece os valores do custo da água com base no CMO (Custo Marginal da Operação), que condiz com a sensibilidade dos custos operacionais ao aumento dos valores de demanda em cada nível de carga e submercado. A otimização considera, individualmente, as características físicas e as restrições operacionais de cada usina hidrelétrica. A afluição aleatória no tempo é obtida por cenários sintéticos de afluições

4 Processo sequencial de tomada de decisão baseado em eventos futuros incertos.

às usinas que compõe o sistema elétrico, gerados pelo modelo GEVAZP (Geração de Séries Compostas de Vazões e Energia) (CEPEL, 2019).

Através da Programação Dinâmica Dual que soluciona o problema decompondo-o em inúmeros subproblemas para cada condição, chega-se à solução ótima. Neste momento, ou seja, ao final do horizonte de planejamento obtido através do NEWAVE em médio e longo prazo, o modelo DECOMP utiliza como dado de entrada, a função de custo futuro (CEPEL, 2019).

O DECOMP considera os doze meses subsequentes com discretização do primeiro mês em semanas através da otimização, ou seja, o modelo visa despachar, de forma ótima, cada usina térmica e hidráulica em seu respectivo submercado com o intuito de reduzir o custo total da operação durante este horizonte de planejamento. Para isto o NEWAVE fornece informações de vazões, carga, limite de transmissão entre os subsistemas, disponibilidades e a função de custo futuro, que deve, portanto, ser processada previamente. Um de seus resultados de saída é o CMO para cada nível de carga (pesada, média e leve), resultando no PLD com a limitação dos valores máximo e mínimo (CCEE, 2018).

A partir da obtenção da função de custo futuro para cada cenário, particularmente para o final da primeira semana, a estratégia de solução é de que a função de custo futuro seja utilizada no modelo DESSEM para determinação da programação da operação intradiária pelo ONS e pela CCEE. O modelo favorece a redução dos custos operacionais e calcula o valor do CMO semi-horário e do PLD horário, além de realizar a previsão da carga e das vazões afluentes bem como considera a intermitência na geração de energia provenientes de usinas eólicas e solares (CEPEL, 2019).

Todas estas etapas compõem o planejamento operacional do sistema e a precificação da energia elétrica.

2.4 Sistemas Híbridos de Geração de Energia

Notoriamente, não somente no cenário internacional, mas também no âmbito nacional, a produção de eletricidade por meio de sistemas híbridos vem ganhando popularidade (JURASZ *et. al.*, 2020). Quando se observa na literatura os tipos de disposições ou arranjos que uma usina híbrida pode possuir, de forma genérica em contexto mundial, define-se que tais usinas são: (a) compostas por distintos métodos de geração ou armazenamento de energia elétrica, e (b) perante o mercado

seus sistemas são tratados como um único recurso (AHLSTROM *et al*, 2021). Nota-se então que sistemas compostos por uma fonte de energia somada a um sistema de armazenamento, como baterias já podem ser considerados híbridos.

De forma generalista é possível classificar sistema híbrido de energia, aqueles que possuem o intuito de reduzir a volatilidade da geração intermitente e otimizar a distribuição e produção de energia elétrica, podendo assim realizar, de maneira mais eficaz, a utilização da infraestrutura de transmissão e diminuir riscos associados a interrupção do fornecimento de energia. Fontes de geração de energia, sistemas de controle compartilhado e sistemas de armazenamento são geralmente o que constitui um sistema híbrido, onde é possível otimizar o funcionamento de tais fontes (GE, 2017; DALWADI & MEHTA, 2012; PINHO, 2008; FONSECA, 2017). Já para WINDEUROPE, 2019 a definição de usinas híbridas está diretamente relacionada a uma unidade geradora de energia primária que transforma em energia elétrica com mais de um modo de produção e que estejam conectados a uma rede em um ponto de conexão, onde as usinas compartilham a mesma subestação conforme Figuras 11 e 12.

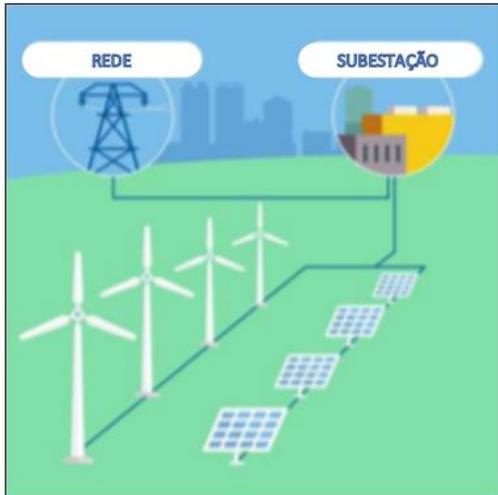


Figura 11: Geração híbrida utilizando mesma subestação e ponto de conexão à rede.

Fonte: Adaptação do Autor - WINDEUROPE,2019

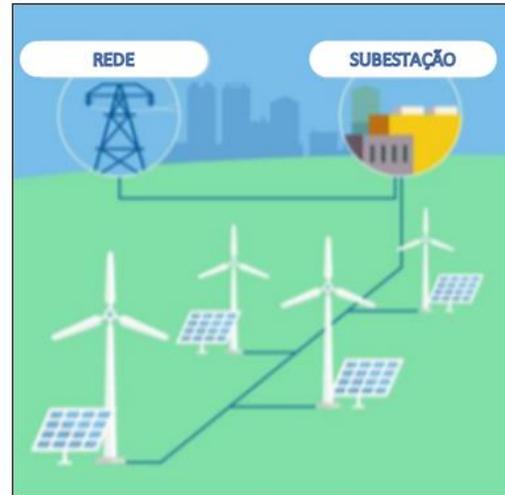


Figura 12: Geração Híbrida com usinas interligadas entre elas antes do ponto de conexão à rede.

Fonte: Adaptação do Autor - WINDEUROPE,2019

Estes sistemas híbridos de geração compreendem então a união de aspectos tanto econômicos quanto técnicos complexos com propósito de se obter soluções satisfatórias que permitam um aumento da geração de eletricidade com menor custo. Assim, inúmeros trabalhos que visam o estudo da hibridicidade vêm sendo desenvolvidos globalmente com intuito de definir quais

as capacidades ótimas de geração, as mais econômicas e mais confiáveis diante do atendimento das cargas. (PÉREZ NAVARRO, 2016), (TINA *et.al.*, 2006), (XU *et al.*, 2013) e (YANG, 2009) (ZAPPA,2018).

No trabalho de Busaidi *et. al.* (2016)

“A necessidade de um método prático para o dimensionamento e otimização da configuração de sistemas híbridos se torna um fator relevante na medida que a incerteza das fontes renováveis, com suas características não lineares e de complexidade elevada, busca atender às incertezas da demanda de uma carga.
”

Estas iniciativas têm avançado mundo afora e é possível observar um grande compartilhamento de informações sobre modelos de projetos híbridos, como por exemplo a realização de um workshop de sistemas elétricos híbridos que teve sua sexta edição em abril de 2022 (ENERGYNAUTICS;2022).

Nações como Estados Unidos, Índia, China e Austrália vêm se despontando com estudos e experiências no desenvolvimento de plantas de geração híbridas de grande porte ao redor do mundo (INDIA, 2018; ARENA; 2022; OSTI.GOV; 2022; CHINA ENERGYPARTNERSHIP, 2021).

No Brasil, a geração híbrida comumente tem perpassado discussões relacionadas a complementariedade oriundas da exploração da sinergia entre as fontes de energia, do que de fato sobre o tema de inclusão de sistemas de armazenamento. Segundo EPE (2018) sob a nota técnica nº 11, o estudo apresentava possíveis configurações de usinas híbridas com diversas combinações tecnológicas tais como eólica + fotovoltaica, hidráulica + fotovoltaica, heliotérmica + biomassa, biomassa + gás natural, entre outras.

Dentre as possíveis combinações tecnológicas, tendo como objeto de estudo 4 diferentes tipologias genéricas de arranjos possíveis:

- Usinas Híbridas: onde as fontes de energia associam-se na produção, sendo considerada uma única central geradora, com apenas um contrato de uso do sistema.
- Usinas Associadas: formadas pela associação de duas ou mais tecnologias de geração distintas que compartilham fisicamente o acesso e o ponto de conexão à

rede de distribuição, sendo possível realizar a distinção das fontes por se tratar de pontos de medição independentes.

- Usinas Adjacentes: de forma diferente, as usinas podem utilizar o mesmo terreno e compartilhar as instalações, porém cada usina contrata de forma individualizada o uso do sistema.
- Portfólios Comerciais: são projetos compostos por diferentes fontes de energia, não necessitando a obrigatoriedade do compartilhamento de equipamentos ou proximidades físicas. Com essência comercial-contratual, especialmente para fins de complementariedade e diversificação de riscos dos ativos associados.

As Figuras a seguir representam as configurações estudadas pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) ao longo destes anos.

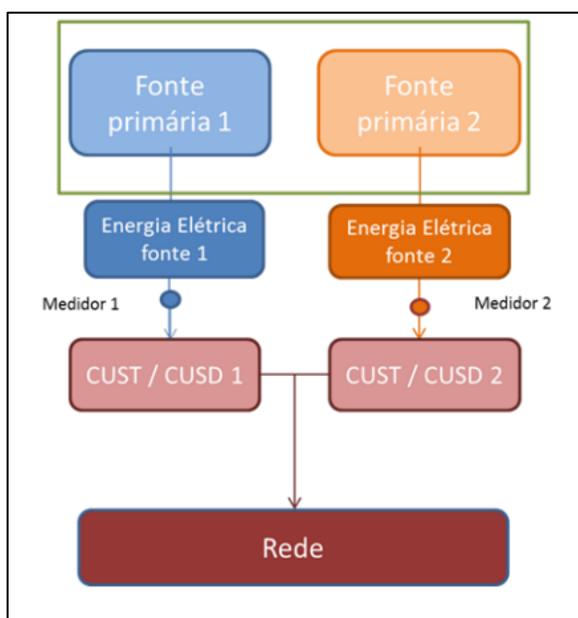


Figura 13: Usinas Adjacentes
Fonte: EPE, 2018

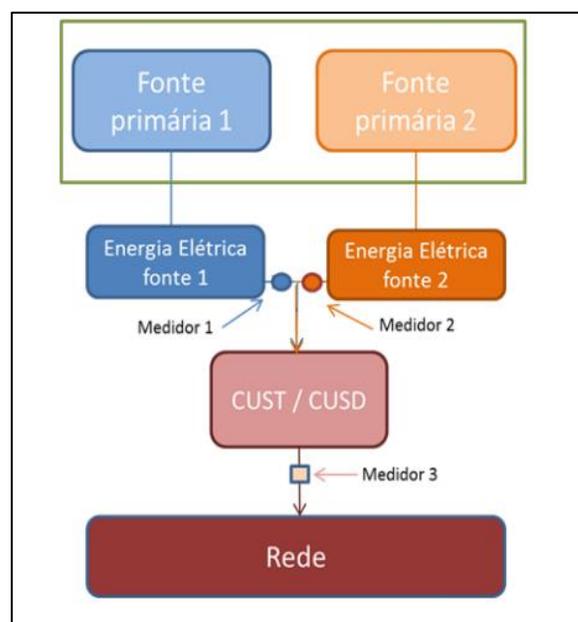


Figura 14: Usinas Associadas
Fonte: EPE, 2018

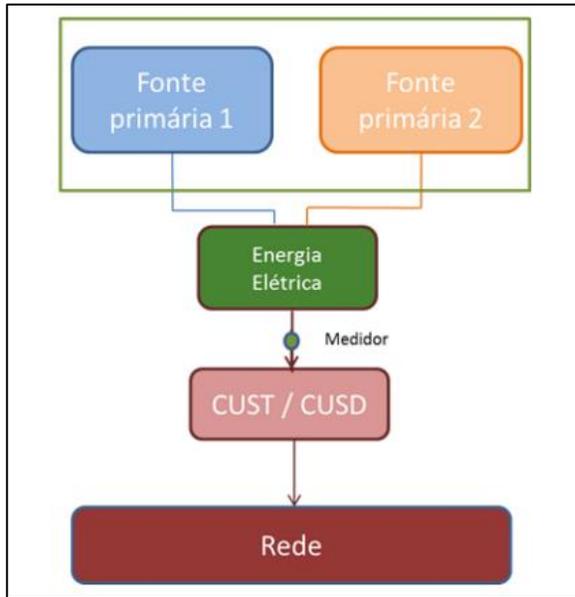


Figura 15: Usinas Híbridas
Fonte: EPE, 2018

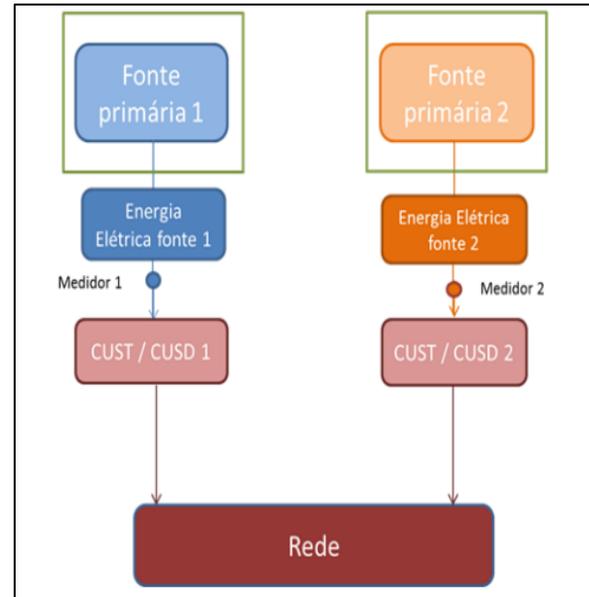


Figura 16: Portfólios Comerciais
Fonte: EPE, 2018

Diante dos estudos realizados pela EPE, os potenciais benefícios nas combinações de usinas, ou seja, na hibridicidade seriam: (i) maior aproveitamento de carga no sistema de transmissão e/ou distribuição, (ii) otimização do uso do terreno disponível, (iii) colaboração de logística e projetos de implantação, (iv) sinergias operativas, (v) associação dos ativos do sistema, (vi) redução nas tarifas de CUST (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição) e (vii) compartilhamento de equipamentos de geração. Porém, segundo o resultado do levantamento realizado pela EPE, um longo caminho de discussões com relação às limitações físicas e operativas ainda são objetos de estudo, uma vez que mesmo quando constatado os benefícios existentes nas configurações de usinas híbridas, ainda há grandes obstáculos, principalmente no âmbito regulatório e comercial.

2.4.1 Complementariedade Energética e as Usinas Híbridas

Quando temas que permeiam a questão de usinas híbridas são abordados, surge comumente a palavra complementariedade que no segmento energético, é a característica complementar entre disponibilidade de duas ou mais fontes de geração dentro de um período ou região geográfica, podendo atribuir benefícios aos sistemas que empregam duas ou mais fontes de geração, de se obter uma geração segura (PAIVA, 2022).

Na literatura, estudos sobre a complementariedade de geração entre fontes, sobretudo no âmbito de energias renováveis, ressaltam os potenciais benefícios financeiros que suas associações podem propiciar tanto em aspectos comerciais que vão da minimização de riscos a maximização de retorno, quanto técnicos no que dizem respeito ao compartilhamento de custos e infraestrutura (KLONARI et al., 2019; MACEDO, 2019).

O conceito de complementariedade é um tópico de muita relevância para qualquer sistema elétrico quando relacionados os recursos energéticos. Salienta-se o uso de geração híbrida, com a intenção de reduzir os custos de geração e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico, aproveitando a disponibilidade de um determinado recurso durante um determinado tempo, minimizando o consumo de uma outra fonte essencial no sistema (JURASZ J., 2020). A Figura 17 apresenta exemplos de estratégias do uso da complementariedade relacionadas a energia em diferentes áreas de pesquisa.

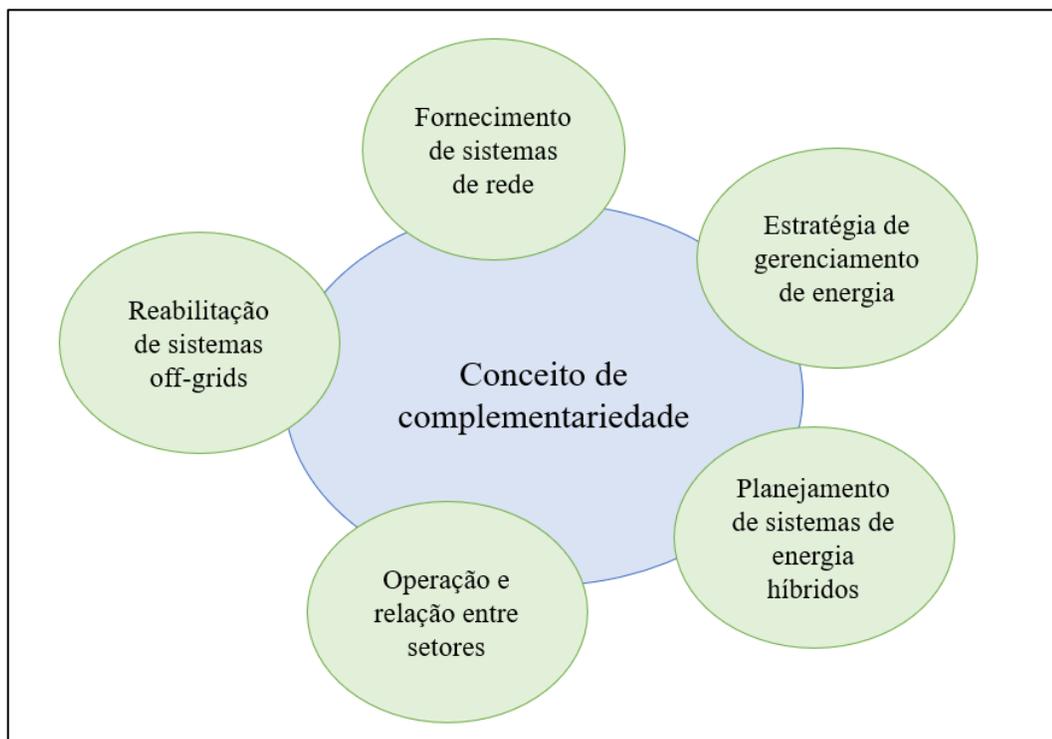


Figura 17: Uso da complementariedade em diferentes áreas de pesquisa relacionadas à energia.

Fonte: Adaptado pelo Autor - Jurasz, 2020

Pode-se definir complementariedade entre fontes energéticas como espacial, temporal e espaço-temporal. A complementariedade espacial se dá em situações em que os recursos energéticos se complementam em uma determinada região, onde a escassez de um recurso é complementada

pela disponibilidade de outro na região ao mesmo tempo. A complementariedade temporal refere-se à sazonalidade dos recursos energéticos que são comuns no domínio tempo, como por exemplo os padrões anuais de disponibilidade de energia eólica e solar na Europa, onde o primeiro é abundante no outono-inverno enquanto o último é abundante no período primavera-verão. Já a complementariedade espaço-temporal é considerada para uma ou mais fontes de energia, cuja natureza complementar é simultânea tanto no espaço como no tempo, onde um bom exemplo se dá no SEB pois os recursos hídricos do subsistema norte-nordeste se interconectam com o subsistema sudeste. Com intuito de exemplificar um caso de complementariedade perfeita, a Figura 18 ilustra duas senoides que demonstram dentro de uma escala anual a complementariedade entre a disponibilidade de recursos de duas fontes, apresentando uma complementariedade perfeita, pois no período de disponibilidade mínima de uma fonte, a disponibilidade da outra apresenta na mesma amplitude seu valor máximo (DURING FO *et al*, 2018).

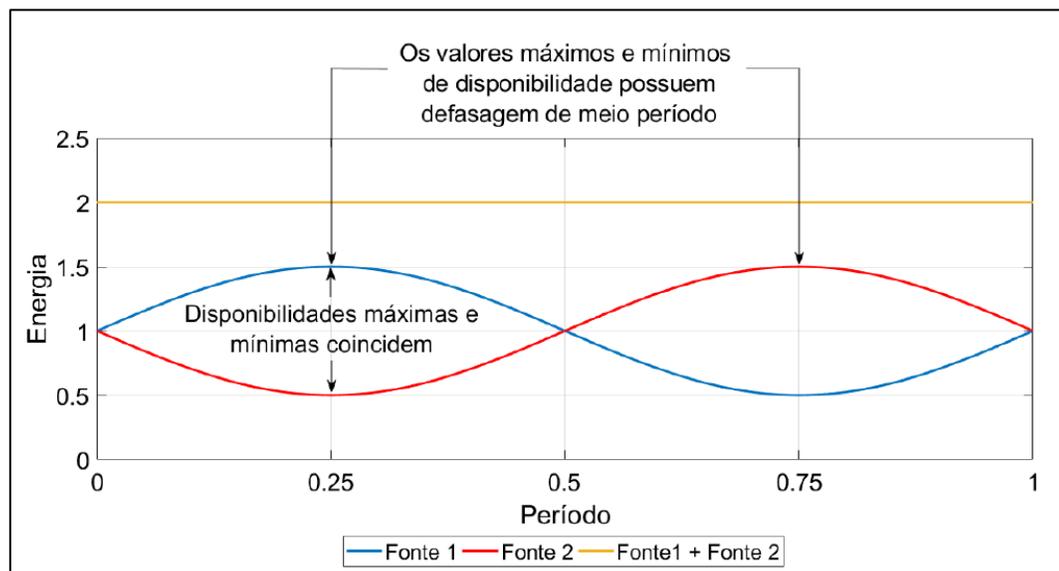


Figura 18: Exemplo de complementariedade ótima em Usinas Híbridas
Fonte: Beluco,2001

2.5 Cálculo de Garantia Física no Brasil

A Garantia física, segundo EPE (2017) é o montante de energia onde um sistema de equipamentos geradores consegue fornecer segundo um critério de suprimento. No Brasil, a

Garantia física é utilizada para definir o montante de energia permitida para comercialização de um equipamento de geração. Para usinas hidroelétricas, a Garantia física também serve para estabelecer a parcela de presença no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia). É imprescindível limitar a quantidade de energia comercializada de um equipamento, pois a sua capacidade de fornecimento não pode ser considerada a sua capacidade instalada (geração máxima em condições ideais). Isto se deve ao fato da geração depender de elementos naturais que variam em função do tempo, como por exemplo, a disponibilidade de vazão para turbinar em uma hidroelétrica ou a disponibilidade de irradiação solar no caso de usinas fotovoltaicas. Além disso, existem momentos em que não se atinge a geração máxima, pois, durante a vida útil de um equipamento de geração, se realiza a manutenção para prevenir acidentes e garantir o funcionamento adequado.

A definição de Garantia física (GF), portanto, possui a função de criar o lastro para venda de potência e energia, permitindo aos empreendimentos de geração não estabelecerem um contrato de venda com quantias maiores do que efetivamente possam suprir com determinada confiabilidade. Assim, a GF deve ser meticulosamente calculada para também não limitar de maneira excessiva a venda de energia de um equipamento para não o tornar subutilizado.

O cálculo da Garantia física segue metodologias definidas por regulamentações específicas e diferentes para cada tipo de empreendimento, mas a ação dos cálculos e revisões são de responsabilidade da EPE.

2.5.1 Garantia Física Hidráulica

Em 2004 surge o conceito de Garantia física onde o MME determina os valores de energia e potência máxima que uma central geradora está autorizada a utilizar como lastro de comprovação ao atendimento da carga e conseqüentemente a quantia máxima que a usina pode comercializar (MME,2004).

A última revisão ordinária no cálculo de Garantia física foi definida pelo MME por meio da Portaria N°406, de 16 de outubro de 2017, para todas UHEs despachadas centralizadamente pelo ONS, como:

- definição da oferta total de Garantia física do SIN;

- rateio da oferta total (ou Garantia física do SIN) em dois blocos: oferta de energia hidráulica – EH e oferta de energia térmica – ET;
- rateio da oferta hidráulica entre todas as UHE proporcionalmente às suas energias firmes;
- rateio da oferta térmica entre as usinas termoeletricas UTE, limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE's, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina (EPE, 2008).

A metodologia utiliza dois modelos de simulações energéticas; o NEWAVE, já mencionado, e o SUIISHI, ambos desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).

O modelo NEWAVE define a GF de todo o Sistema Interligado Nacional, com o objetivo de determinar a oferta total de energia. Para isso, é feita a simulação estática levando em conta todas as centrais geradoras contempladas no sistema. É necessário, porém, eliminar a interferência das condições de armazenamento inicial e final dos reservatórios, o que é feito considerando-se um período estático no início e outro no final da simulação, onde tais períodos são determinados em portaria específica. O processo é iterativo e considera-se convergido quando os critérios de Custo Marginal de Operação e Custo Marginal de Expansão são atendidos, respeitando o máximo déficit de energia permitido pelo SIN. A GF é calculada pelo rateio de oferta hidráulica (EH) dentre todas as usinas hidroelétricas do conjunto, conforme Equação 4.

$$GF_{local} = EH \times \frac{EFh}{\sum_{h=1}^{nh} EFh} \dots\dots\dots(4)$$

Sendo:

GF_{local}: Garantia física de energia local, em MW médio;

EH: oferta hidráulica, em MW médio;

EF: energia firme, em MW médio;

h: usina hidroelétrica; e

nh: número de usinas hidroelétricas na configuração.

O rateio é proporcional à energia firme de cada usina e é calculado através do modelo SUIISHI. A energia firme ou assegurada é definida pelo EPE considerando um sistema inteiramente

hidrelétrico através da produção média de energia nos meses de período seco obtidos pela simulação das usinas de forma individual. Nessas simulações são utilizadas a MLT (Média de Longo Termo) das vazões afluentes limitando-se à disponibilidade máxima de geração contínua ($D_{máxh}$) da UHE, conforme Equação 5.

$$D_{máxh} = Pot_{inst} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \dots \dots \dots (5)$$

Sendo:

$D_{máx}$: disponibilidade máxima de geração contínua da usina, em MW médio;

Pot_{inst} : potência instalada total da UHE, em MW;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade – pu;

IP : indisponibilidade programada, por unidade - pu.

A $TEIF$ é a taxa de não funcionamento de uma usina e leva em conta: as horas de desligamento forçado, as horas em que a unidade opera com potência nominal limitada, as horas operadas sincronizadas ao sistema, horas em que a unidade não funciona por interesses do sistema mesmo possuindo disponibilidade de geração e horas desligadas por condições externas às suas instalações. A IP é calculada para cada usina e leva em conta as horas de desligamento programado, horas em que a unidade opera com potência nominal limitada e as horas totais do mês.

2.5.1.1 Remuneração dos Geradores de Energia Elétrica Hídrica

Tratando-se de um sistema elétrico operado de forma centralizada com predominância hídrica, os agentes geradores de energia elétrica não possuem controle na sua produção e consequentemente nem sobre o seu faturamento. Para isso foi criado o MRE que objetiva uma remuneração adequada para cada gerador baseado em sua Garantia física (ZUNIGA, 2018).

As unidades geradoras são despachadas objetivando-se minimizar os custos operacionais, considerando as vazões afluentes, o nível dos reservatórios, a oferta de preços das centrais térmicas e as restrições operativas. Assim, não há controle do montante de geração pelos agentes proprietários, independentemente dos compromissos firmados com base em suas garantias físicas, pois seu despacho está sujeito ao controle centralizado do ONS (CCEE, 2020).

O MRE é, portanto, um instrumento concebido para dividir os riscos financeiros relacionados à energia comercializada e despachada de modo centralizado e otimizado pelo ONS entre seus associados (usinas). Esses riscos financeiros estão estreitamente ligados aos riscos hidrológicos, ou seja, ao volume de precipitação e ao nível dos reservatórios. Esse mecanismo busca a situação em que todas as usinas que participam do SIN atinjam o nível de garantia física, pelo menos do ponto de vista contábil. Por isso, mesmo produzindo quantidades inferiores de energia à sua GF, a energia é realocada para as usinas de forma que estas atinjam, no mínimo, a sua GF. No entanto, essa situação vale somente no caso em que a geração de energia total dos participantes MRE está acima da totalidade da GF do sistema elétrico, que é a soma das GF das usinas do mecanismo.

O MRE funciona basicamente da seguinte forma:

- Quando o conjunto das usinas gera energia superior à Garantia física do sistema, o “excesso” é chamado de Energia Secundária.
- A energia secundária é realocada primeiramente dentro dos submercados (regiões do SIN) de forma que as usinas que produziram abaixo de sua GF atinjam, no mínimo, essa medida.
- Caso necessário, ocorre a realocação de energia entre submercados até que todas as usinas atinjam sua GF.
- Se mesmo após essa realocação, ainda tiver um “excesso” de energia, esta será distribuída de forma proporcional entre as usinas com base em suas GF's (conforme Figura 19).

Dessa maneira, o MRE está atrelado às transações de pagamento realizados pelos agentes geradores, e associado às suas Garantias físicas, pois havendo energia excedente, ela é precificada pelo PLD e transferida para todos os associados em quantidade proporcional às suas GF (ZANFELICE, 2007).

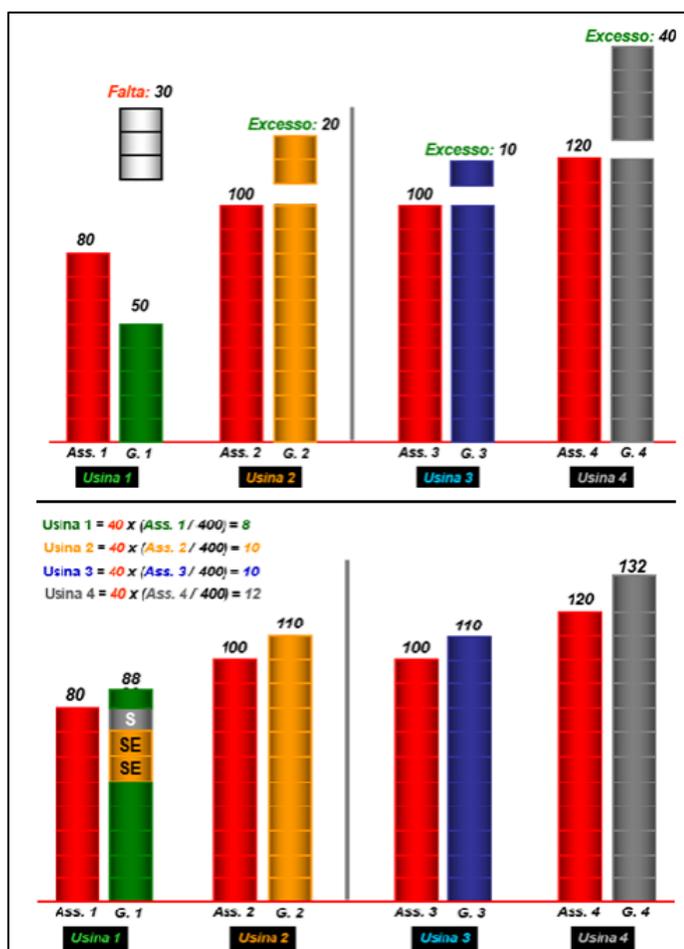


Figura 19: Funcionamento MRE.
Fonte: Zanfelice, 2007

2.5.2 Garantia Física Eólica

Conforme verificado anteriormente, a definição da Garantia física segue critérios elétricos onde o proprietário não possui atuação na garantia física de sua instalação, que por sua vez é determinada em estudos que definam seu montante para o sistema.

A Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008 estabelecia que a GF de empreendimentos eólicos era semelhante ao valor médio do “compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente”. Dessa forma, considerava-se a Produção Garantida mensal declarada em MWh, que representava o máximo comprometimento no fornecimento de energia ao sistema, no ponto de conexão da usina. Ela foi anulada pela Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, tendo a metodologia alterada somente no que diz respeito à consideração das perdas elétricas e do consumo interno, não a essência do cálculo.

Ou seja, garantia física é calculada por meio de uma equação que considera: a geração certificada de energia anual em MWh, refere-se à quantia anual de energia com probabilidade de ocorrência igual ou superior à 90%; a indisponibilidade programada (IP); a taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF); e a estimativa do consumo interno e perdas elétricas até o PMI (ponto de medição individual) da usina anual, conforme equação 6.

$$GF = \frac{[P90_{ac} \times (1-TEIF) \times (1-IP) - \Delta P]}{8760} \dots\dots\dots(6)$$

Sendo:

GF: Garantia física de energia da usina eólica [MW médio];

P90_{ac}: produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos, que deve constar no documento de certificação de medições anemométricas e de produção anual de energia [MWh];

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade – pu;

IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;

ΔP : estimativa do montante de consumo interno mais as perdas internas até o ponto de conexão [MWh];

8760: número de horas por ano.

Em uma distribuição normal, para o valor de *P90_{ac}* a fórmula a seguir refere-se à Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia:

$$P90_{ac} = P50_{ac} \left(1 - \left(1,28155 \times \frac{\text{Incertezapadrão}}{100} \right) \right) \dots\dots\dots(7)$$

Sendo:

P50_{ac}: Produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de 50% para um período de variabilidade futura de 20 anos, conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica [MWh/ano];

Incerteza Padrão (σ): valor conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica [%].

2.5.3 Garantia Física Fotovoltaica

O cálculo de GF para usinas fotovoltaicas, é feito a partir da produção de energia certificada anual, com acontecimento provável igual ou superior que 50%, tendo em consideração a Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia inalterada.

Nas usinas solares fotovoltaicas, a GF é definida pela Portaria N°101, de 22 de março de 2016, do Ministério de Minas e Energia. A metodologia de cálculo nessa situação é simplificada em relação às usinas hidroelétricas e é mostrada na Equação 8 a seguir:

$$GF = \frac{[P50_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \dots\dots\dots(8)$$

Sendo:

GF: Garantia física de energia, em MW médio;

P50_{ac}: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento, constante da Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia;

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade - pu;

IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;

ΔP : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição individual da usina, em MWh; e

8760: número de horas por ano.

A energia anual certificada produzida necessita ponderar os descontos das perdas relacionadas aos aspectos técnicos da geração solar fotovoltaica, como a temperatura, que gera variação de tensão, sujeira, sombreamentos angulares e espectrais, degradação dos módulos, que consiste na perda de eficiência ao longo do tempo, *mismatch*, que é a incompatibilidade dos equipamentos, a eficiência do inversor, o nível de irradiância, entre outros.

O fator de capacidade de um empreendimento é determinado como a proporção da Garantia física atribuída a uma central de geração e a sua capacidade instalada, ou seja, a razão da produção de energia efetiva em determinado intervalo e o que poderia ser produzido se ela operasse de forma contínua em sua capacidade nominal. (ONS, 2018).

$$Fator\ de\ Capacidade = \frac{Garantia\ Física}{Capacidade\ Instalada} \dots\dots\dots(9)$$

2.5.4 Garantia Física de UTE's não Despachadas Centralizadamente (biomassa)

As usinas térmicas a biomassa não despachadas centralizadamente, em particular as usinas movidas pela queima do bagaço de cana, possuem disponibilidade de geração de energia conforme o período da safra de seu combustível. Para o caso específico do bagaço de cana, a geração é despachada para o SIN em aproximadamente sete ou oito meses do ano, onde em tais meses a disponibilidade é igual à inflexibilidade (EPE, 2021).

Segundo a portaria MME nº101 de 22 de março de 2016, para o caso das usinas térmicas que não são despachadas centralizadamente pelo ONS, inflexíveis e com CVU (Custo Variável Unitário) igual à zero, os princípios básicos para determinação da GF são: definição da quantidade de energia disponível para o sistema elétrico informada pelo gerador através de valores mensais em MWh, considerando os descontos de perdas elétricas até o PMIda instalação, onde é possível verificar individualmente a geração e o consumo da usina; CVU nulo em virtude de sua total inflexibilidade; e geração completamente inflexível. Sendo assim o responsável pelo empreendimento deve informar toda a capacidade instalada e os dados técnicos de seus equipamentos, tais como:

- a) Número de máquinas e potência unitária, para definir a Potência Instalada do empreendimento;
- b) Fator de capacidade máxima – FC_{max} ;
- c) Taxa equivalente de indisponibilidade forçada - $TEIF$; e
- d) Indisponibilidade programada – IP

De maneira semelhante ao realizado nas demais usinas térmicas, estes dados são utilizados para calcular, através da Equação 10, a Disponibilidade Máxima Energética da usina (em MW médios):

$$Disp_m = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \dots \dots \dots (10)$$

Onde:

Pot: potência nominal da usina em MW;

FC_{max}: percentual da potência nominal que a usina consegue gerar continuamente no local onde será instalada;

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP: indisponibilidade programada.

O empreendedor se torna o responsável por definir a disponibilidade de energia que será fornecida ao SIN, reportando-as através das gerações mensais em MWh. Assim a GF da usina possui a disponibilidade mensal informada igual à inflexibilidade de seu empreendimento conforme representada pela Equação 11:

$$GF = \frac{\sum_m^{12} Disp_m}{8760} \dots \dots \dots (11)$$

Onde:

GF: Garantia física de energia, em MW médio;

Disp_m: disponibilidade energética mensal da usina, para o SIN, declarada pelo agente gerador, em MWh; e

8760: número de horas por ano.

2.5.5 Garantia Física Híbrida

Em dezembro de 2020, a EPE lançou a nota técnica n° 084/2020 com objetivo de contribuir para o debate acerca do assunto e subsidiar a tomada de decisão pelo MME, embasando o procedimento de cálculos de Garantia física em usinas associadas (eólica-fotovoltaicas). No cálculo

é levado em consideração: a importância da discretização temporal dos dados de produção eólica e solar frente à utilização de séries de prazo mais longo para ambas as fontes; e a necessidade de estimativa de corte de geração decorrente das restrições da capacidade de escoamento (*curtailment*), bem como um melhor aproveitamento do uso dos sistemas de escoamento, os respectivos montantes de MUST e MUSD (Montante de Uso do Sistema de Transmissão e Montante do Usos do Sistema de Distribuição) .

Em 06 de dezembro de 2021, foi publicada pela ANEEL a resolução normativa nº 954 de 30 de novembro de 2021 que após um longo processo de consultas públicas aos agentes do setor elétrico e avaliação dos impactos regulatórios desde 2019, alterou diversas resoluções em termos regulatórios que possibilitam a instituição de Centrais Geradoras Associadas (CGA's) e as Centrais Geradoras Híbridas (CGH's). Segundo a REN 954/2021, as usinas híbridas e associadas poderão ser resultado do arranjo de mais de uma fonte de produção de energia elétrica visando compartilhar o uso físico e contratual e dos ativos de transmissão e conexão do sistema, onde não será exigido que os recursos energéticos possuam complementariedade ou que haja limitações referentes às tecnologias quem compõem as CGH's ou CGA's. A norma também permite que UHE's integrantes ao MRE possam fazer parte da composição, porém serão separadas por tipo de tecnologia de medição e geração, assim a produção de energia por fontes não hídricas e suas respectivas Garantias físicas, não participarão do MRE.

Já existem projetos de hidrelétricas associadas a usinas solares, tais como Sobradinho, Porto Primavera e Itumbiara em seus respectivos reservatórios. Projetos como da PCH Santa Marta juntamente a uma usina fotovoltaica da Cemig e da Usina Eólica (EOL) Santo Inácio e Usina Fotovoltaica (UFV) Flor de Mandacaru foram criados sob programas de P&D. O Projeto piloto em caráter de outorga associada está sendo construído pela empresa Votorantim no Piauí que associa um complexo eólico a uma usina solar fotovoltaica e entrou em operação em junho de 2022. É válido ressaltar que sistemas isolados como a ilha de Fernando de Noronha e comunidades ribeirinhas do Amazonas possuem associações de termelétricas a diesel com usinas eólicas e/ou fotovoltaicas.

Os projetos mencionados acima visam aproveitamento das instalações entre os empreendimentos, mas não propõem um cálculo de Garantia física híbrida, ou até mesmo uma revisão das Garantias físicas individuais considerando uma operação híbrida. Não ponderar esta importante característica que possui ligação direta com o faturamento dos agentes geradores não

resolve um dos principais problemas que a massiva inserção de fontes renováveis traz para o SEB, pois devido a prioridade de despacho das usinas renováveis, as UHE's passarão a trabalhar como grandes "banco de baterias" ou energia de reserva para o suprimento das intermitências do sistema, o que impactará diretamente nas próximas revisões de suas GF's, uma vez que estas revisões consideram como principal fator a geração dos últimos 60 meses.

Consequentemente mesmo que as UHE's possuam a possibilidade de gerar energia igual ou superior às suas respectivas GF's, estas usinas não poderão cumprir com seus objetivos devido à alta oferta de energia a partir de outras fontes intermitentes que possuem prioridade no despacho do SEB. Este risco impacta negativamente as operações das UHE's diminuindo sua atratividade e viabilidade econômica, visto que seus resultados serão baseados em cenários externos e não em desempenho.

Da mesma forma uma outra possível consequência da massiva inserção de fontes renováveis no SEB seria a falsa ilusão de que estes acréscimos de capacidade instalada no sistema puramente intermitentes atenderiam uma maior demanda a longo prazo. Pois tais fontes não podem ser consideradas como energia de base, visto que atualmente a segurança operativa da matriz energética brasileira é advinda da composição de usinas hidráulicas e térmicas.

Somando-se este ponto de atenção eminente ao risco apresentado anteriormente, onde uma possível atratividade de investimento pelas fontes hídricas esteja enfraquecida, se torna indispensável repensar questões regulatórias para que não se deixe de lado a construção de empreendimentos de base que trazem confiabilidade e segurança operacional do sistema.

Uma forma de mitigar este risco sem grandes investimentos de novos empreendimentos de geração hídrica com reservatório e/ou térmica movida a carvão ou gás, seria a operação de usinas de forma híbrida por um mesmo agente, principalmente quando se tem a configuração de fontes intermitentes juntamente a uma energia de base, pois os riscos e responsabilidades de atendimento a carga do sistema e suas GF's não favoreceriam apenas um "player", pois o agente teria praticamente toda sua Garantia física como energia assegurada para o sistema. Nesta configuração, por exemplo, uma UHE supriria o sistema em momentos de pico e oscilações de carga com uma rápida rampa de aceleração.

Historicamente com a reestruturação do SEB nos anos 2000, as questões de âmbito regulatório foram pensadas para um país que baseava sua geração predominante em fontes hídricas, portanto, os modelos de cálculo de energia que assegurassem um fornecimento confiável de energia

foram baseados na disponibilidade que UHE's deveriam apresentar ao sistema, tratando principalmente a questão da indisponibilidade programada e forçada das turbinas, o que ainda precisa ser considerado atualmente, visto que não houve desde então uma evolução regulatória quando comparada a transformação da matriz elétrica. Com a inserção das fontes intermitentes nos últimos 10 anos e com o propósito de incentivar investimentos destas fontes para atendimento da crescente demanda por energia, o cálculo de Garantia física destes empreendimentos foram e atualmente são considerados somente relacionados a disponibilidade de seus respectivos recursos, considerando ainda um alto percentual de não atendimento, o que não acontece na geração hídrica já que a demanda de não atendimento de usinas despachadas centralizadamente pelo ONS não devem ultrapassar 5%. Premissa esta que favorece e impulsiona muito o desenvolvimento destas usinas visto que seus retornos financeiros não serão baseados em suas performances mas sim em parâmetros que estarão disponíveis antes mesmo de sua construção.

Considerando os pontos descritos acima e de forma a evitar-se problemas futuros de falta de interesse em investimentos em qualquer fonte que componha a matriz elétrica brasileira é de extrema necessidade e relevância que os cálculos de Garantia física sejam reestruturados de maneira igualitária e viável para todo o SEB. Uma alternativa a este cálculo e com impacto reduzido no interesse de continuidade no investimento de fontes intermitentes é a consideração de uma GF única híbrida entre uma fonte intermitente e uma fonte de base desde que seja operada pelo mesmo agente, evitando assim favorecimento a uma determinada fonte de geração. Outro benefício desta premissa é uma melhora no cálculo de não atendimento a demanda, de forma mais justa, onde as fontes intermitentes deixariam de considerar altos percentuais e passariam a seguir o mesmo aplicado para fontes hídricas de 5%, enriquecendo assim a segurança e confiabilidade da matriz elétrica

2.6 Experiências no Exterior

Ao pesquisar artigos, teses e dissertações nos mais importantes diretórios acadêmicos emitidos por instituições ou congressos internacionais, como por exemplo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e ScienceDirect, o termo Garantia física atualmente utilizado no Brasil é comumente encontrado como *Energy Capacity Credit (CC)* ou *Capacity Value*, onde segundo Dente, 2010 & Joergenson *et al.*, 2021, *capacity credit* é uma fração da capacidade

instalação de uma usina de geração que pode ser confiável durante um certo período, expressada em forma de percentual. Ela é convencionalmente utilizada em sistemas de base termoelétricas, onde geram energia enquanto há combustíveis disponíveis, e neste caso sua Garantia física é muito próxima à 100%. Em usinas renováveis, onde os recursos naturais necessários para sua geração (radiação solar, fluxo de vento e índices pluviométricos) não são controláveis, as tratativas de como garantir uma energia firme são diferentes, sendo assim tais usinas não estão aptas a produzir sua capacidade total de carga, ou seja, seu *capacity credit* ou Garantia física será muito menor que 100%.

Em Hreinsson & Barroso, 2004, a Energia Firme (EF ou *Firm Energy* em inglês) é um outro termo aplicado para a GF, onde é determinada como a quantidade máxima de energia que os sistemas com bases em usinas hidrelétricas podem produzir sob a condição hidrológica mais adversa nos registros históricos. Conceitos semelhantes ao de energia firme são utilizados por alguns poucos países onde há predominância na geração hídrica, tais como Noruega, Nova Zelândia, Canadá, Venezuela, Peru e Colômbia, e mostram-se como um indicador de confiabilidade ou pagamento em seus sistemas de geração de energia. Portanto taxas de confiabilidade e requisitos de capacidade são utilizados como principal insumo nos mercados de energia. Porém em nenhum destes países é possível uma análise de semelhança com o Brasil, justamente por ser único em suas características é comparado ao Brasil.

Algumas destas fontes renováveis, como no caso de geração fotovoltaica e eólica, cujas gerações são consideradas intermitentes ou sazonais, representam um despacho de energia não contínuo devido à inconstante disponibilidade de recursos e à impossibilidade de armazenamento. Quando se têm uma série de usinas intermitentes conectadas à rede como um todo, pode afirmar-se que sua Garantia física é mais confiável ao comparar a geração de uma mesma usina intermitente isolada.

Ao pesquisar mercados de energia de diferentes países, nota-se que há um foco em aumentar a confiabilidade de seus sistemas de energia através de alternativas que incentivem os projetos de expansão no setor elétrico, principalmente ligados à geração renovável (CHOONG-KYO et al., 2011; LAURENS E PETRA, 2008). Essas alternativas garantem que em condições de períodos críticos haja recursos energéticos suficientes para suprir a demanda a um preço razoável (LENNART, 2010). As características de cada mercado e país determinam qual o melhor mecanismo de capacidade que deve ser aplicado conforme tipo de geração e capacidade de

investimento. Todos estes mecanismos de capacidade utilizam como principal insumo o conceito de *capacity credit* ou energia firme (OSORNO-CARDONA *et. al.*, 2018).

No Peru, segundo Oslnergmln, 2015, a energia firme é calculada para usinas de geração hidrelétrica e térmicas como a geração máxima esperada de energia elétrica determinada para uma probabilidade de excedência (PE) de 95%. Já para as termoelétricas, a energia firme necessita também levar em consideração os índices de indisponibilidade programada. Ambos os valores, energia e potência firme, são negociados nos contratos de compra e venda de energia.

Em Yagi, 2012 é mencionado o cálculo da energia firme da Argentina, Chile e Estados Unidos. Na Argentina, a EF é determinada utilizando um nível de PE de 70% para a usina, sendo este o máximo montante de energia que uma hidrelétrica pode negociar em contratos anuais. No Chile, de forma semelhante, a EF é determinada como a energia anual levando em consideração, uma crítica condição hidrológica, com 90% de PE no sistema. Nos dois países citados, são comercializados a Energia bem como Potência Firmes. Já nos EUA, a "Bonneville Power Administration", considera a EF como a energia elétrica disponível produzida pelo sistema hidrelétrico em cenários críticos e está disponível em quantidades que variam de acordo com as condições da estação e do clima (BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION, 2011).

Na Colômbia, o conceito da EF, talvez o que mais se assemelhe ao Brasil, é utilizado desde 2006 para plantas hídras onde a metodologia aplicada maximiza a energia produzida pela usina de geração com base em registros históricos. Desde 2017, com a inserção da utilização de recursos renováveis como eólica e fotovoltaica, suas metodologias foram revisadas para atender a estas tecnologias emergentes, pautadas na medição do histórico de pelo menos 10 anos das velocidades do vento e radiação e temperatura ambiente para estas usinas respectivamente (CUERVO, 2016).

Segundo a revista Reuters, a Comissão da União Europeia avalia se pode atingir uma meta maior de 45% de participação de energia renovável (RES em inglês – *Renewable Energy Sources*) até 2030, ao invés dos 40% propostos, a fim de acelerar sua mudança dos combustíveis fósseis russos após a invasão da Ucrânia (ABNETT, 2022). Neste contexto, o aumento da geração renovável em suas matrizes energéticas representa um grande desafio na operação eficiente da eletricidade bem como no gerenciamento dos sistemas elétricos. Este desafio está ligado à limitação ou até, em alguns casos, baixa previsibilidade e alta variabilidade na geração através de fontes renováveis, pois a intermitência destas usinas não garante um despacho imediato à rede como no

caso das usinas convencionais, como, por exemplo, termoelétricas e UHE's que podem ser despachadas rapidamente pelo ONS (SIMOGLU, 2013).

Em dois estudos de caso realizados na Grécia e na China foi possível verificar como a inserção de usinas renováveis em termos de ganho de Garantia física podem refletir no sistema elétrico, porém os estudos não foram analisados como usinas híbridas e sim apenas a inserção de usinas renováveis na rede.

No caso da Grécia, para Simoglou, 2013, as usinas de energia renovável não são aptas de serem geridas e despachadas pelo TSO (*Transmission System Operator* ou ONS para o SEB), o que causa uma preocupação considerável para a confiabilidade do sistema de geração do país em termo de disponibilidade de capacidade, e subsequentemente, em remunerar estas gerações através de operações em mercados não regulamentados.

O problema de definição da Garantia física das usinas renováveis tem trazido muita atenção tardiamente comparada à inserção destas usinas mundialmente. Muitos estudos têm sido apresentados a fim de propor uma maneira ideal de combinar um sistema nacional de geração com usinas intermitentes, como o método de cálculo de Garantia física do vento usando métodos de *Effective Load Carrying Capability (ELCC)* (KEANE, 2011), *Garver's, Z-statistic, capacity factor-based method*, entre outros.

A Figura 20 apresenta o percentual de Garantia física ou *capacity credit* para cada uma das fontes renováveis, calculadas com dados reais do sistema de geração elétrica da Grécia de 2011. É relevante notar que os valores em questão dependem muito da Garantia física de cada tecnologia considerada, bem como do perfil de geração de cada fonte. A geração de biomassa, por exemplo, é considerada uma geração diária *flat* devido à disponibilidade de recursos e seu alto fator de capacidade. Por outro lado, a cogeração possui uma baixa Garantia física devido ao seu baixo rendimento.

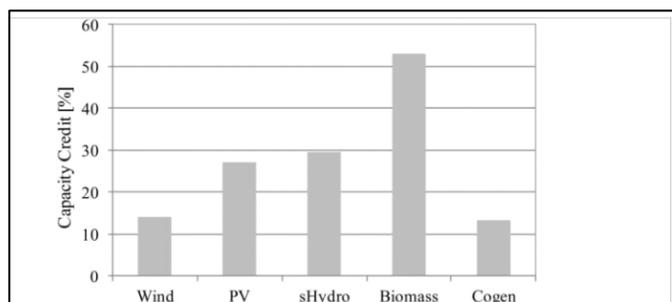


Figura 20: Análise comparativa de impacto na Garantia física de acordo com diferentes fontes de energia.
Fonte: Simoglou, 2013

Já a Figura 21 apresenta a dependência do sistema analisado em questão, para a composição de sua Garantia física com a inclusão dos diferentes níveis de usinas renováveis estudadas. Para todas as tecnologias estudadas, com exceção da biomassa, o percentual de Garantia física da capacidade instalada diminui conforme o acréscimo da disponibilidade de capacidade instalada das usinas renováveis. Uma vez que a produção horária da biomassa é considerada contínua (*flat*), a mesma não varia de acordo com o aumento de sua capacidade instalada. Conclui-se então que, não havendo limitação de combustíveis, a usina terá uma geração contínua e assim uma alta relevância para a composição da Garantia física do sistema. Trazendo esta análise para o sistema brasileiro, podemos entender que, como a curva de geração de biomassa apresentada em questão é contínua, a mesma pode ser considerada como usina de base, o que suporta o entendimento de que as usinas intermitentes podem sim contribuir positivamente para a matriz energética. Porém se faz necessário um ponto de atenção com relação à Garantia física do sistema como um todo ao acreditar que inserir uma alta capacidade instalada de tais fontes no sistema, trará segurança energética ao país.

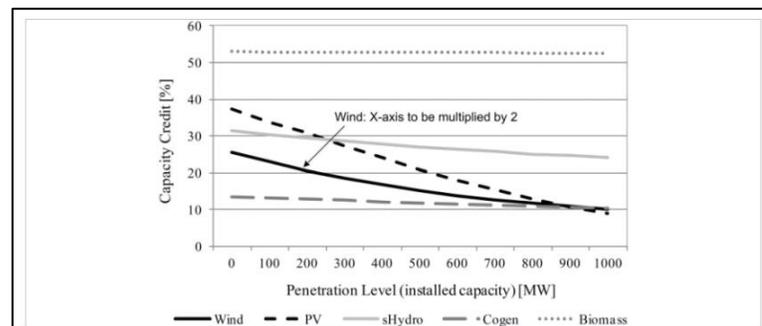


Figura 21: Análise comparativa de impacto da Garantia física de acordo com fontes de energia e capacidade instalada.

Fonte: Simoglou, 2013

Como visto na Figura 19, ao aumentar a geração destas fontes, temos cada vez mais uma menor contribuição na Garantia física. Este comportamento pode ser visto de maneira mais acentuada nas gerações fotovoltaicas e eólica, muito devido à sua imprevisibilidade e diferenças de despachos horários como já pontuados anteriormente. Do outro lado, temos a geração de biomassa que apresenta sempre a mesma contribuição para o sistema em si. A biomassa possui uma geração contínua conforme demandada pelo sistema. Esta geração, definida pelo setor como geração de base, está em praticamente todos os países é de extrema importância para uma melhor segurança energética.

No estudo de caso realizado na Grécia, Keping Zhu, 2021 apresenta um estudo similar para a cidade chinesa Jiaying e expõe uma matriz energética predominante térmica e nuclear conforme Figura 22. Foram obtidos dados de temperatura e radiação solar do Distrito de Pinghu, Jianxing em 2020. Os dados horários de velocidade de vento foram coletados em Shengsi Islands, ilha próxima à cidade de Jianxing, sendo obtidos um total de 8.784 horas de estudo.

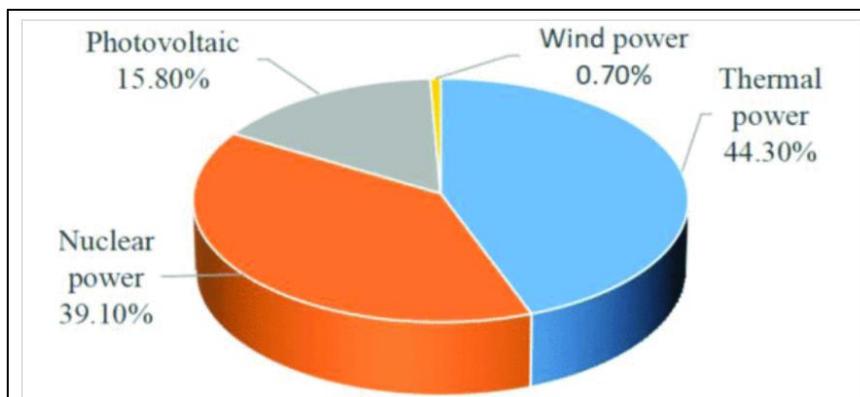


Figura 22: Matriz energética da cidade de Jianxing, China.
Fonte: Keping Zhu, 2021

As análises realizadas pelo modelo proposto por Keping Zhu, 2021, levam à uma conclusão com relação ao impacto das inserções de geração por fontes fotovoltaicas e eólica na Garantia física da matriz energética da cidade de Jianxing.

A Figura 23 expõe o nível de confiança da GF após o acréscimo da geração fotovoltaica com capacidades de 100MW à 3500MW. Nota-se que o nível de confiança da Garantia física varia de 10% à 40% e que diminui gradativamente conforme a capacidade instalada aumenta.

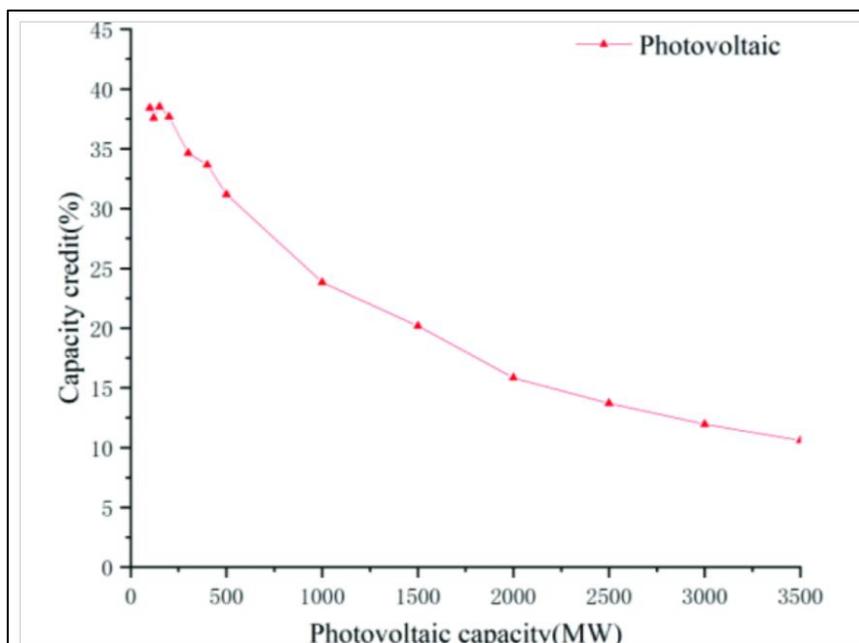


Figura 23: Correlação de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada.
Fonte: Keping Zhu, 2021

A Figura 24 mostra os valores específicos obtidos após a simulação acima, onde considera que a capacidade convencional instalada da usina é equivalente a 4305 MW. Nota-se que quando a geração da usina se aproxima ao valor de sua capacidade instalada, sua Garantia física torna-se muito baixa também. Assim, uma alta inserção de geração fotovoltaica na rede com uma baixa Garantia física pode ser considerada como um sério desperdício de recursos.

Photovoltaic (MW)	Capacity value (MW)	Capacity credit (%)	Penetration power level (%)
100	38.3974	38.40%	2.94%
120	45.1007	37.58%	3.53%
150	57.7813	38.52%	4.41%
200	75.3413	37.67%	5.88%
300	103.9486	34.65%	8.82%
400	134.5516	33.64%	11.76%
500	155.8927	31.18%	14.71%
1000	238.3181	23.83%	29.41%
1500	302.6787	20.18%	44.12%
2000	316.8161	15.84%	58.82%
2500	342.4301	13.70%	73.53%
3000	358.8054	11.96%	88.24%
3500	371.2524	10.61%	102.94%

Figura 24: Análise de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada e índice de penetração.
Fonte: Keping Zhu, 2021

As Figuras 25 e 26 tem como propósito demonstrar a mesma análise realizada anteriormente com a inserção de usinas fotovoltaicas, porém agora com foco na geração eólica. A análise da geração eólica foi realizada com base em uma capacidade instalada de 20MW a 2000MW onde também foi observado o mesmo comportamento referente à queda da Garantia física enquanto aumentavam os valores de capacidade instalada.

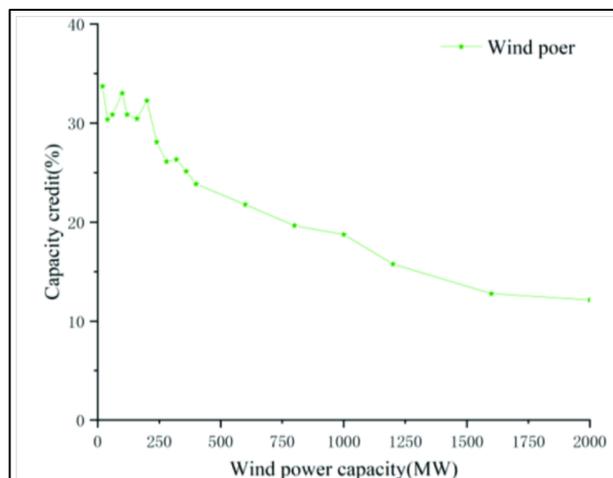


Figura 25: Correlação de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada.
Fonte: Keping Zhu, 2021

Units	Wind power (MW)	Capacity value (MW)	Capacity credit (%)	Penetration power level (%)
5	20	6.7422	33.71%	0.59%
10	40	12.1455	30.36%	1.18%
15	60	18.5035	30.84%	1.76%
25	100	32.9922	32.99%	2.94%
30	120	37.0105	30.84%	3.53%
40	160	48.7089	30.44%	4.71%
50	200	64.5047	32.25%	5.88%
60	240	67.3901	28.08%	7.06%
70	280	73.1096	26.11%	8.24%
80	320	84.2404	26.33%	9.41%
90	360	90.4616	25.13%	10.59%
100	400	95.4177	23.85%	11.76%
150	600	130.6302	21.77%	17.65%
200	800	157.1535	19.64%	23.53%
250	1000	187.3636	18.74%	29.41%
300	1200	189.0767	15.76%	35.29%
400	1600	204.2463	12.77%	47.06%
500	2000	242.5866	12.13%	58.82%

Figura 26: Análise de impacto na Garantia física conforme capacidade instalada e índice de penetração.
Fonte: Keping Zhu, 2021

Por fim, a Figura 27 apresenta um comparativo entre a inserção da geração fotovoltaica e eólica na cidade de Jianxing, onde observa-se que no mesmo índice de capacidade instalada, a Garantia física da usina fotovoltaica é aproximadamente 5% maior quando comparada à usina eólica. Isto se deve muito pelo fato da cidade de Jianxing ser desenvolvida e ser afetada principalmente por áreas industriais e residenciais, fazendo com que sua carga máxima geralmente seja verificada em torno do meio-dia, coincidindo com o período de uma maior geração e Garantia física no horário de geração fotovoltaica:

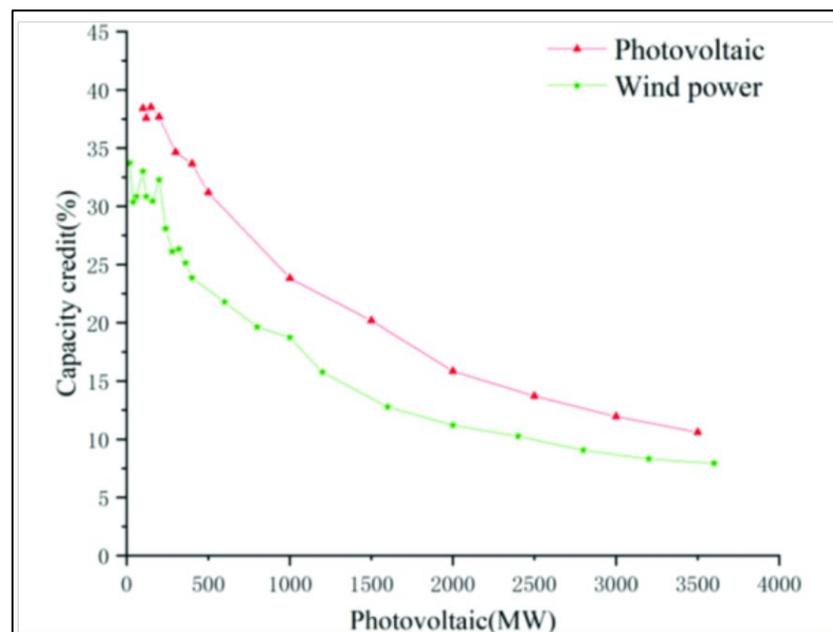


Figura 27: Análise comparativa de capacidade firme fotovoltaica e eólica conforme aumento da capacidade instalada. Fonte: Keping Zhu, 2021

Independente da comparação fotovoltaica com eólica, observa-se que assim como no caso analisado da Grécia, um crescimento acelerado de fontes renováveis de maneira criteriosa, sem avaliar o impacto na Garantia física do sistema em questão, pode levar a conclusões precipitadas e falhas ao objetivar aumento da segurança energética deste mesmo sistema. Como visto nos casos anteriores, ao aumentar significativamente a capacidade instalada de tais fontes, o impacto positivo no sistema se torna mínimo, onde muitas vezes não é justificado o investimento financeiro.

A implantação de fontes renováveis de energia nos mercados resulta em implicações e reformas de política energética necessárias que, quando não planejadas antecipadamente podem gerar graves consequências. Segundo Sirin *et. al.*, 2022, o mercado da Turquia já sofre há mais de 20 anos com as reestruturações, onde os geradores de combustíveis fósseis existentes são

impactados por essa grande transformação por meio de dois mecanismos principais. Em primeiro lugar, devido à prioridade de despacho, garantias de compra oferecidas como parte dos programas de incentivo dos governos e seu baixo custo marginal, as fontes de energia renovável tendem a mudar suas curvas de oferta de eletricidade, forçando a produção de usinas marginais. Isso resulta no fator conhecido como ordem de mérito, que em alguns mercados geradores de combustíveis fósseis ocasionalmente apresentam lances negativos para permanecerem despachados durante o horário de pico. Em segundo lugar, as características de geração de usinas renováveis podem exacerbar a oscilação dos preços praticados pelo mercado atacadista e, portanto, elevar os riscos de preços e os custos de balanceamento do sistema.

Para Gurtler *et al.*, 2019 países como a Espanha e República Tcheca, pioneiros na inovação de inserção de fontes renováveis na União Europeia, ainda sofrem o dismantelamento de suas políticas energéticas e mostram quão vulneráveis países podem se tornar pela falta de tais políticas energéticas adequadas.

É válido pontuar que se encontram em diretórios científicos muitos artigos que estudam e exploram a questão da inserção de energias renováveis em matrizes energéticas de modo a utilizar as usinas hidrelétricas como fonte de armazenamento de energia, porém não no quesito operação e despacho de forma híbrida. Foram encontrados somente casos de estudos de hibridicidade em plantas solares e eólicas no quesito complementariedade de geração.

Conclui-se desta forma que muitos casos internacionais podem servir como referência e lições aprendidas para a matriz brasileira, porém não deve ser considerada como uma verdade absoluta visto que a base elétrica brasileira é composta por um grande percentual de geração hídrica distribuída em uma vasta extensão territorial com diferentes cenários climáticos e pluviais ao longo do tempo, característica singular não percebida em outros países. Porém nota-se claramente que grandes potências mundiais investiram fortemente em usinas intermitentes sem se preocupar com a segurança energética de suas matrizes, problema este que pode ser considerado como lição aprendida pelo Brasil afim de se pensar em uma possível reestruturação de seu sistema. O trabalho em questão que propõe a hibridicidade entre uma fonte intermitente e uma fonte de base controlada por um mesmo agente pode até mesmo servir como inspiração a estes países que veem sofrendo com o problema não considerado anteriormente que podem resultar em uma saída afim de retomar a segurança energética de suas matrizes.

3. Metodologia

A modelagem numérica aplicada neste estudo é baseada no Modelo Alternativo de Avaliação da Capacidade e Geração (MA₂CG) desenvolvido por Milochi (2016) e que deriva da modelagem básica para planejamento da operação aplicada em sistemas de geração hidroelétrica. Desta maneira, foi desenvolvido o modelo MA₂CG+ com o intuito de verificar e analisar a garantia física híbrida de fontes renováveis. A modelagem já é amplamente difundida em pesquisas envolvendo: as equações que garantem o balanço hídrico nos reservatórios, os limites máximo e mínimo de volumes, o polinômio cota e vazão, o polinômio cota e volume, a taxa de conversão de vazão em energia (produtibilidade), a potência máxima gerada, defluência mínima etc. Portanto, as características são praticamente as mesmas utilizadas pelos principais referenciais teóricos do cenário nacional e internacional.

O (MA₂CG) destinou-se a promover a avaliação de Garantia física de usinas hidroelétricas e foi desenvolvido baseado no modelo CooperMax (FRANCATO, 2013), que por sua vez vem de desenvolvimentos como os encontrados em Francato (1997), Lopes (2001) e Zambon (2008). Alguns componentes específicos foram incorporados à metodologia como a otimização passo a passo (mensal) com atualização das variáveis de estado, perfazendo um horizonte de planejamento igual a 1020 meses (janeiro/1931 a dezembro/2015) com as vazões naturais históricas.

Visando a modelagem, de forma híbrida, de curvas de geração, foram adicionadas ao modelo a média mensal das usinas renováveis em questão, dando às mesmas a possibilidade de configuração da proporcionalidade onde o operador do modelo pode inserir diferentes tamanhos de usinas no que diz respeito às capacidades instaladas. Para o cálculo desta média mensal foram coletados os dados de geração média mensal desde o início da entrada em operação das usinas intermitentes e sazonais modeladas. A fim de representar esta geração ao longo do horizonte de

planejamento de 89 anos de dados de vazão natural – de janeiro de 1931 a dezembro de 2019 – que totalizam 1068 meses e com o propósito de minimizar erros operacionais foram considerados a média das gerações média mensal para os 12 meses do ano. Assim cada usina terá uma curva de geração média que será replicada igualmente ao longo de todo o período analisado.

Desta forma e considerando que não há tomadas de decisão para as usinas intermitentes, o modelo considera automaticamente, tais gerações, como prioridade no despacho afim de evitar excesso na demanda, e o saldo remanescente para atendimento da demanda estipulada será otimizada através das vazões turbinadas e vertidas da cascata.

Estes detalhes são necessários ao processamento que visa avaliar a Garantia física do sistema de forma híbrida. O modelo foi desenvolvido em ambiente de planilha eletrônica com recursos de Visual Basic Application (VBA), utilizando recursos de Programação Não Linear do Solver do Microsoft Excel com o código de otimização não linear Generalized Reduced Gradient (GRG2), desenvolvido por Leon Lasdon, da Universidade do Texas em Austin e Allan Waren, da Universidade Estadual de Cleveland. O modelo foi processado em um microcomputador tipo Desktop HP Pavilion x360, processador Intel (R) Core (TM) i5-7200U CPU @ 2.50GHz 2.71 GHz 8GB RAM. O processo de otimização foi acionado em número de vezes suficiente para melhorar a convergência do processo de otimização não linear, sendo repetido o procedimento de otimização cinco até cinco vezes a cada intervalo do horizonte de planejamento.

O modelo foi testado em 3 UHE's em forma de cascata que compreendem as usinas de Caconde, Euclides da Cunha e Limoeiro. Em seguida foram testadas as seguintes hipóteses conforme tabela 1:

1	Cascata + UFV (base de geração Tanquinho)
2	Cascata + UFV (base de geração Tauá)
3	Cascata + EOL (base de geração Bons Ventos)
4	Cascata + BIO (base de geração Ester)
5	Cascata + EOL (Bons Ventos) + UFV (Tauá)

Tabela 1: Testes do modelo MA2CG+
Fonte: Próprio autor.

Na execução do modelo o operador seleciona a porcentagem de armazenamento do volume inicial da cascata e o requisito de demanda energética a ser atendido de forma híbrida em todo horizonte de planejamento, bem como possui a opção de determinar a capacidade instalada das usinas renováveis (MW) para outros estudos.

Para melhor compreensão da metodologia referente à otimização da parte hidráulica, caso fosse isolada, apresenta-se uma descrição literal de uma usina hidroelétrica, ilustrada na Figura 28, onde é possível observar que a usina é constituída de um barramento para elevação do nível d'água a montante (H) em relação ao nível jusante (HT), e conseqüente criação de uma queda d'água (H_b), chamada de queda bruta. Parte do volume de água armazenada (S), que é alimentado pela vazão afluente (I), é direcionado à turbina para produção de energia, gerando uma potência (P), constituindo a vazão turbinada (R'). O eventual excedente de água é extravasado constituindo a vazão vertida (R''). O nível montante (H) é função do armazenamento (S) e o nível jusante é função da vazão defluente, constituída pela soma das vazões turbinadas e vertidas ($R' + R''$).

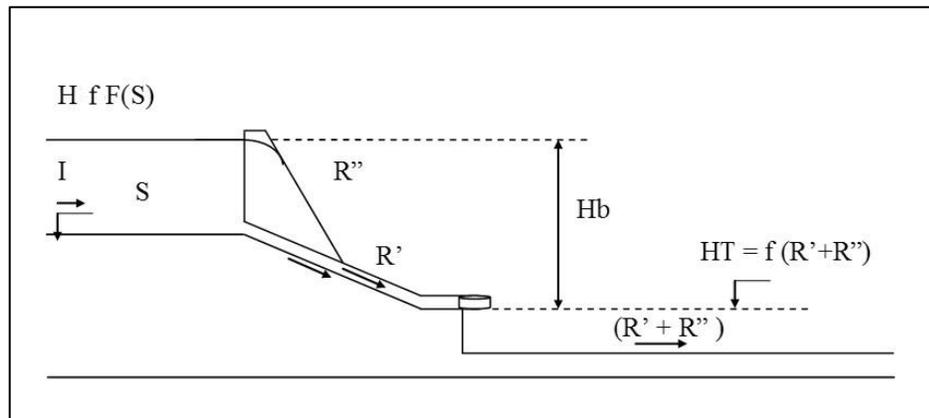


Figura 28: Ilustração de uma UHE.
Fonte: ZAMBON, 2008.

Verifica-se que existe um acoplamento temporal, isto é, uma decisão de defluência num dado intervalo afeta o volume armazenado, que interfere nas decisões dos intervalos subsequentes e, portanto, na produção de energia total do período considerado. É possível identificar, então, as variáveis de decisão como sendo as vazões turbinadas e vertidas e, como variáveis de estado, os armazenamentos.

Nas usinas de acumulação têm-se duas variáveis de decisão a cada mês: as vazões turbinada e vertida. Assim, o modelo procura por sequência de vazões turbinadas e vertidas que atendam ao objetivo operacional do problema de otimização, que é o atendimento da demanda energética e o vertimento desnecessário. Como a cascata estudada apresenta apenas uma usina de acumulação e ela é a usina de cabeceira, os resultados de defluência considerados como solução ótima pelo modelo são somados à vazão natural da usina a jusante. Este processo acontece de forma

semelhante para a próxima usina da cascata, com uma única diferença, onde a usina a jusante por ser a fio d'água, sua vazão defluente é igual a vazão afluyente (vazão natural desta usina mais a vazão incremental (defluente) da usina a montante). O modelo não tem por finalidade distribuir de forma otimizada a geração hidráulica entre as 3 UHE's, e sim a geração hidráulica total considerando que as 3 UHE's seriam uma usina única, pois a política de armazenamento recai somente a um reservatório.

A seguir apresentam-se as principais equações responsáveis pela codificação do modelo físico em um modelo numérico.

- **Função Objetivo**

A Equação (12) representa a função objetivo, onde fez-se a opção pelo atendimento à demanda sempre que possível, minimizando os vertimentos e, portanto, maximizando o armazenamento no reservatório.

$$\text{Min } Z_t = (P_t - D)^2 + R_t'' \dots \dots \dots (12)$$

Onde:

Z_t : Valor da função objetivo no intervalo de tempo t ;

P_t : Potência híbrida gerada no intervalo de tempo t (MWmed);

D : Demanda do sistema (MWmed);

R_t'' : Vazão vertida da cascata (m³/s);

t : Intervalo de tempo (mês);

A vazão vertida da cascata representa a soma das vazões vertidas de cada UHE conforme Equação 13.

$$R_t'' = R_{tCAC}'' + R_{tEUC}'' + R_{tLIM}'' \dots \dots \dots (13)$$

Onde:

R_{tCAC}'' : Vazão vertida da UHE Caconde (m³/s);

R_{tLIM}'' : Vazão vertida da UHE Limoeiro (m³/s);

R_{tEUC}'' : Vazão vertida da UHE Euclides da Cunha (m³/s);

- **Cálculo de Potência Total do Sistema**

A potência gerada do sistema de forma híbrida é representada pela somatória da potência gerada por cada fonte, onde a potência fotovoltaica e eólica é representada pela média histórica no intervalo de tempo t enquanto a potência hídrica significa a somatória das potências geradas por cada usina que compõe a cascata.

$$P_t = P_{t_{hídrico}} + P_{t_{renováveis}} \dots \dots \dots (14)$$

Onde:

$P_{t_{hídrico}}$: Potência hídrica gerada pela cascata no intervalo de tempo t (MWmed);

$P_{t_{renováveis}}$: Potência gerada por usinas renováveis no intervalo de tempo t (MWmed), podendo ser de forma isolado ou a combinação de mais usinas conforme Tabela 1.

A Equação (15) representa o cálculo da potência que é função direta da vazão turbinada e da produtividade da usina no intervalo de tempo t .

$$P_t = \xi_t \cdot R'_t \dots \dots \dots (15)$$

Onde:

ξ_t : Produtividade da usina no intervalo de tempo t (MWmed/m³/s);

R'_t : Vazão turbinada durante o mês t (m³/s);

- **Cálculo de Produtividade**

A Equação (16) representa o cálculo de produtividade de uma usina hidroelétrica, que pode ser considerada constante em intervalo mensal e é constituída do produto da produtibilidade específica pela queda líquida disponível.

$$\xi_t = \xi^E \times H_t^L \dots \dots \dots (16)$$

Onde:

ξ^E : Produtibilidade específica da usina (MW/(m³/s)/m);

H_t^L : Queda líquida da usina no intervalo de tempo t .

- **Cálculo de Queda Líquida**

A Equação (17) representa o cálculo da queda líquida.

$$H_t^L = H_t^B - \Delta h_t \dots \dots \dots (17)$$

Onde:

H_t^B : Queda bruta da usina no mês t ;

Δh_t : Perda de carga no conduto forçado na usina no intervalo de tempo t .

$$\Delta h_t = (\psi \times H_t^B) - \lambda \dots \dots \dots (18)$$

Onde:

ψ : Perda de carga do tipo 1 calculada como porcentagem da queda bruta (%);

λ : Perda de carga do tipo 2 calculada como valor constante (mca).

Observa-se que no cadastro das UHE's do ONS cada usina tem perda de carga calculada conforme o seu tipo e na equação anterior somente uma forma de cálculo da perda de carga prevalece.

- **Cálculo de Queda Bruta**

A Equação (19) representa o cálculo da queda bruta que é obtida pela diferença entre a cota do nível d'água no reservatório e a cota do nível d'água na saída no canal de fuga. Para o cálculo destes dois níveis é necessário a aplicação dos polinômios cota x volume e cota x vazão da usina.

$$H_t^B = NM_t - NJ_t \dots \dots \dots (19)$$

Onde:

NM_t : Nível de montante no reservatório durante intervalo de tempo t (m);

NJ_t : Nível de jusante no canal de fuga durante intervalo de tempo t (m).

$$NM_t = \frac{NM_t^I + NM_t^F}{2} \dots\dots\dots(20)$$

Onde:

NM_t^I : Nível de montante no reservatório no início do mês t (m);

NM_t^F : Nível de montante no reservatório no final do mês t (m);

$$NM_t^I = a_0 + a_1S_{t-1} + a_2S_{t-1}^2 + a_3S_{t-1}^3 + a_4S_{t-1}^4 \dots\dots\dots(21)$$

$$NM_t^F = a_0 + a_1S_t + a_2S_t^2 + a_3S_t^3 + a_4S_t^4 \dots\dots\dots(22)$$

Onde:

a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 : Termos do polinômio cota x volume;

$$NJ_t = b_0 + b_1Rt_t + b_2Rt_t^2 + b_3Rt_t^3 + b_4Rt_t^4$$

Onde:

b_0, b_1, b_2, b_3, b_4 : Termos do polinômio cota x vazão;

Rt_t : Defluência total da usina no intervalo de tempo t (m^3/s).

$$Rt_t = R_t' + R_t'' \dots\dots\dots(23)$$

Onde:

R_t' : Vazão turbinada durante o mês t (m^3/s);

R_t'' : Vazão vertida durante o mês t (m^3/s);

• Limites de Armazenamento

A Equação (24) apresenta os limites de armazenamento que o reservatório deve atender.

$$S^{min/máx} = \text{limite mínimo e máximo do reservatório} \dots\dots\dots(24)$$

Onde:

S^{min} : Limite mínimo operacional de armazenamento no reservatório (hm^3);

$S^{máx}$: Limite máximo operacional de armazenamento no reservatório (hm^3).

- **Balço Hídrico no Reservatório**

A Equação (25) representa o balanço hídrico no reservatório que é responsável pela manutenção da equação da continuidade no sistema.

$$S_t = S_{t-1} + 0,0864 \cdot nd_t \cdot (I_t - R'_t - R''_t) \dots \dots \dots (25)$$

Onde:

S_t : Armazenamento no reservatório no fim do mês t (hm^3);

S_{t-1} : Armazenamento no reservatório no fim do mês t-1 (hm^3);

nd_t : Número de dias do mês t;

I_t : Vazão afluyente durante o mês t (m^3/s);

R'_t : Vazão turbinada durante o mês t (m^3/s);

R''_t : Vazão vertida durante o mês t (m^3/s);

O processamento matemático do modelo leva em consideração os dados mencionados no início deste capítulo para determinar os valores ótimos das vazões turbinadas e vertidas com o objetivo de minimizar o déficit da geração elétrica, assim como minimizar os valores de vazão vertida. A função objetivo tem como alvo principal a minimização do déficit no atendimento a demanda com objetivo complementar de reduzir os valores de vertimentos. Para que não se tenha soluções fisicamente impossíveis, foram adicionados ao modelo restrições como volume máximo e mínimo do reservatório e as gerações máximas de cada UHE (capacidade instalada).

Na Figura 29 a seguir é possível verificar o fluxograma de operação do modelo.

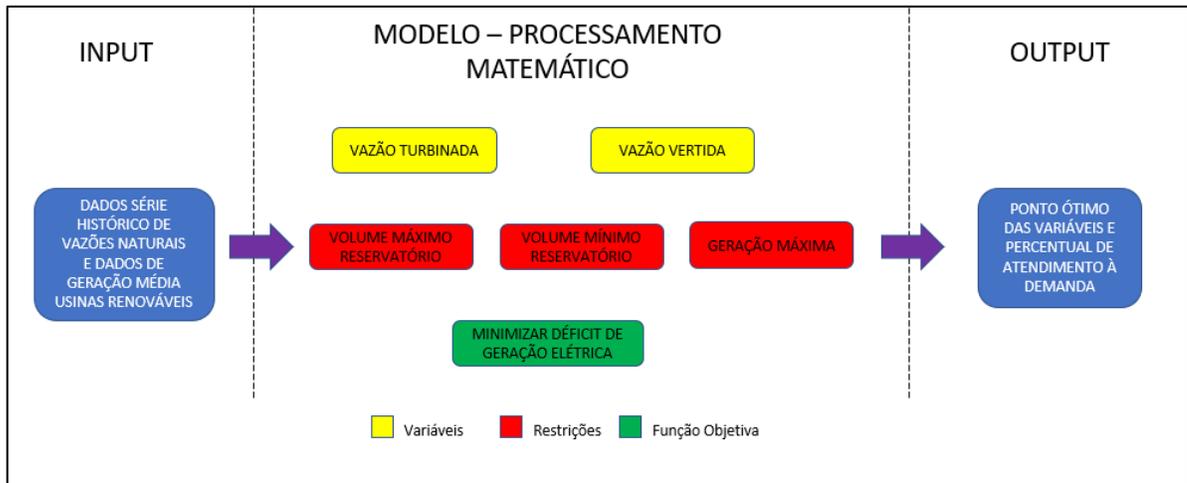


Figura 29: Esquema de Metodologia do MA2CG+.
Fonte: Próprio autor, 2022.

Com o modelo definido e preparado para processamento, o operador insere a demanda energética a ser analisada e inicia o processo. Ao concluir o operador avalia o resultado percentual de não atendimento a demanda e caso necessário também avalia os valores ótimos para as variáveis de decisão (vazão turbina e vazão vertida). Em caso de convergência com a expectativa do operador ele encerra o estudo em questão, caso contrário insere um novo valor de demanda e reinicia todo o processo até que o resultado final satisfaça suas expectativas quanto a porcentagem de falhas. Este processo pode acontecer por dezenas de vezes até se obter o resultado esperado. As Figuras 30 e 31 mostram o processo de setup e convergência dos resultados gerados pelo modelo.

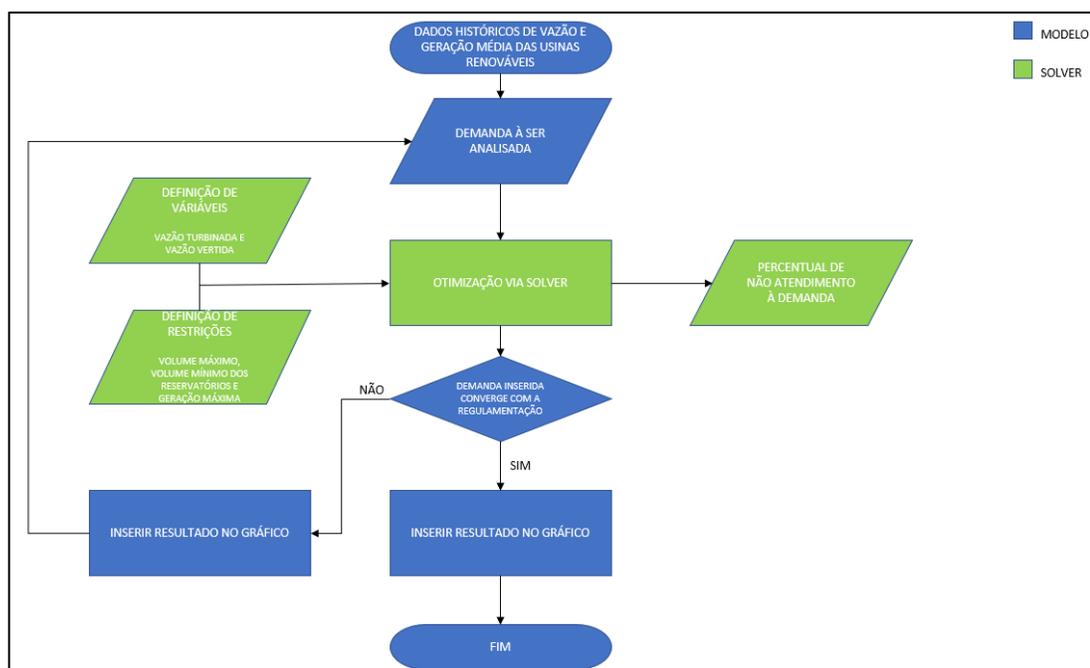


Figura 30: Fluxograma de Operação do Modelo MA2CG+.
Fonte: Próprio autor, 2022.

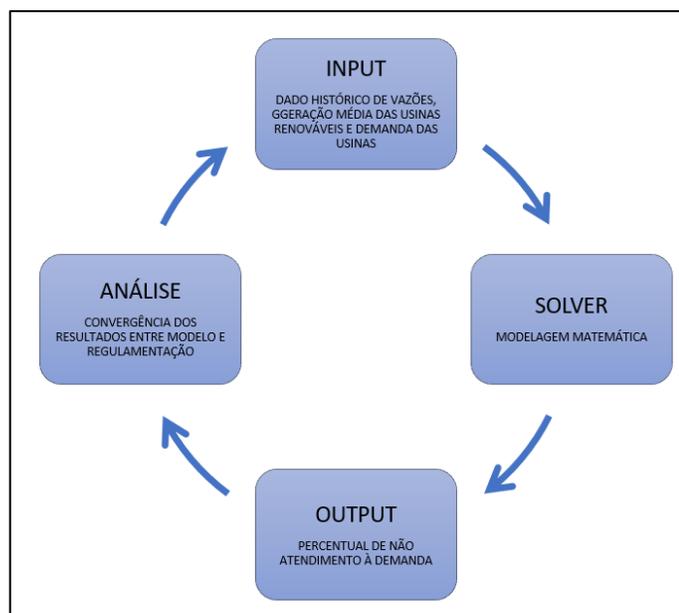


Figura 31: Fluxograma de Operação do Modelo MA2CG+.
Fonte: Próprio autor, 2022.

É válido ressaltar que o modelo é escalável, podendo ser utilizado para grandes sistemas, com número maior de ativos de geração, contudo existe a necessidade de processamento em computador de capacidade adequada para tamanho objetivo.

4. Estudo de Caso

4.1 Apresentação Sas Usinas Estudadas

Neste trabalho 3 UHE's foram modeladas, ambas pertencentes à cascata no Rio Pardo, conforme diagrama demonstrado na Figura 31 e são apresentadas suas localizações geográficas nas figuras a seguir.

UHE CACONDE: localizada no Rio Pardo no Município de Caconde, atualmente pertencente à empresa AES Tietê, entrou em operação em 1966 (Figura 32).

UHE EUCLIDES DA CUNHA: localizada no Rio Pardo no município de São José do Rio Pardo, atualmente pertencente à empresa AES Tietê e entrou em operação em 1961 (Figura 33).

UHE LIMOEIRO (Armando de Salles Oliveira): localizada no Rio Pardo, no município de Mococa, atualmente pertencente à empresa AES Tietê que entrou em operação em 1958 (Figura 33).

A cascata do Rio Pardo foi escolhida para estudo por conter as seguintes características: (i) ser composta de apenas três usinas, o que apresentaria tempos de processamento do modelo plausíveis e compatíveis com o computador utilizado (próprio); (ii) a usina de cabeceira da cascata possuir reservatório de acumulação e regularização de vazões; (iii) as usinas possuírem tamanhos razoáveis quando comparadas a outras do SEB; e (iv) possuírem mesma proporcionalidade.

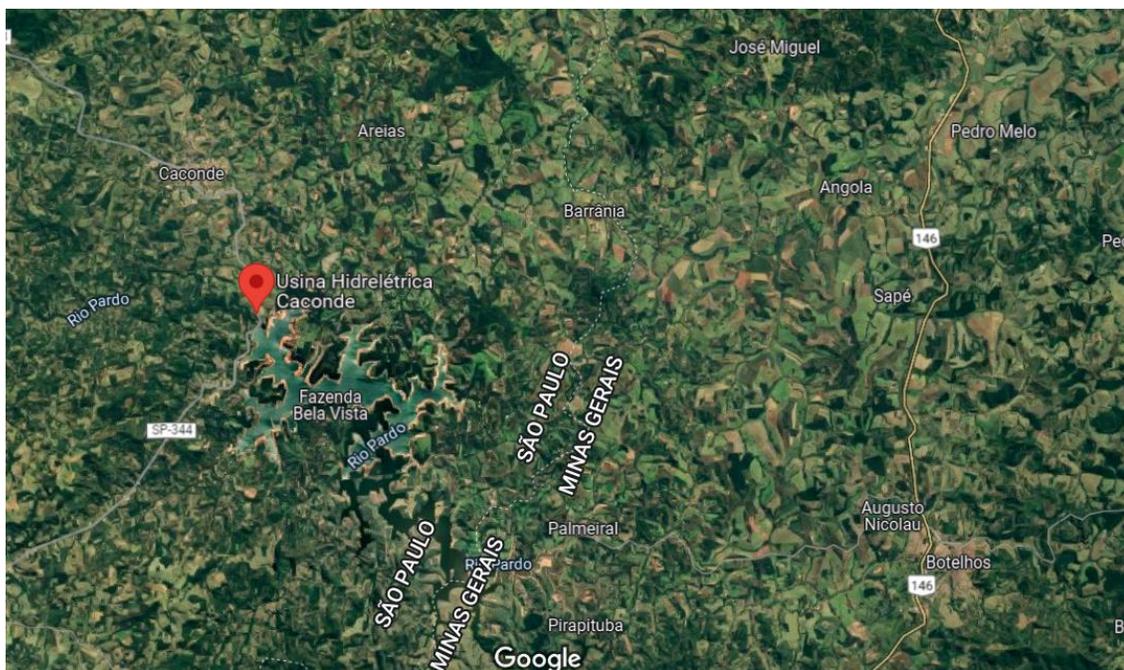


Figura 32: Localização UHE Caconde.
Fonte: Google Maps

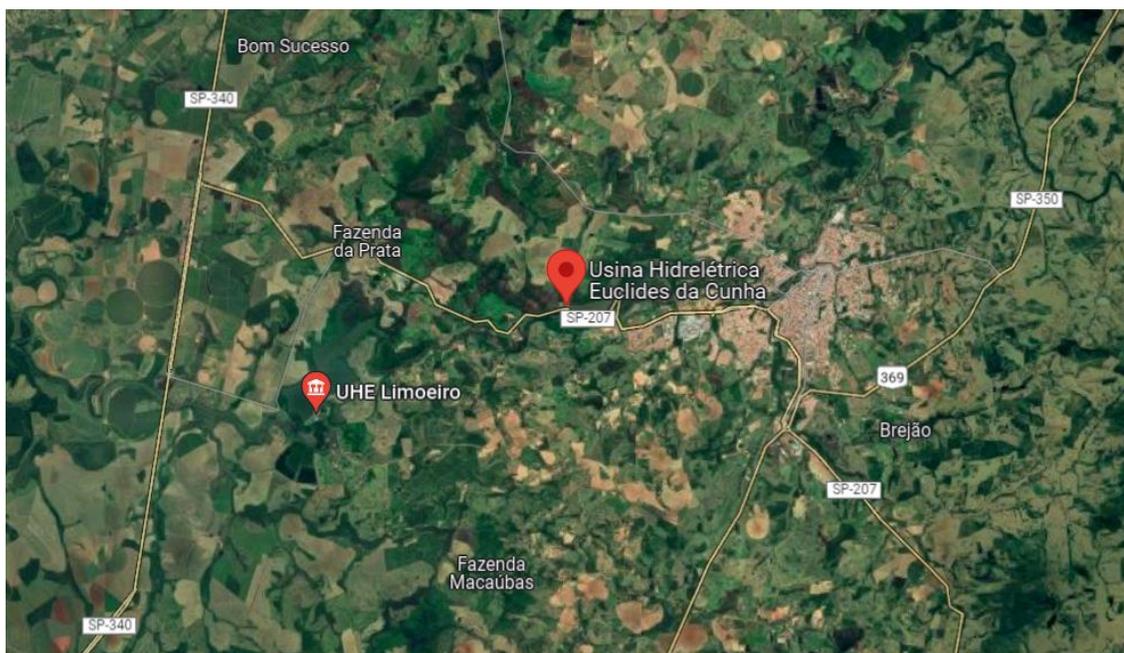


Figura 33: Localização UHE Euclides da Cunha e Limoeiro.
Fonte: Google Maps

Na Tabela 2 a seguir, pode-se verificar os dados físicos das UHE's.

CASCATA DO RIO PARDO			
Proprietária	AES	AES	AES
Usina	Caconde	EUC	Limoeiro
Início operação	1966	1960	1958
Rio	Pardo	Pardo	Pardo
Bacia hidrográfica	Rio Grande	Rio Grande	Rio Grande
Potência instalada	80,4 MW	108,8MW	32MW
Unidades geradoras	2 turbinas	4 turbinas	2 turbinas
Tipo turbina	Francis	Francis	Kaplan
Garantia física	33,2MW	49,2MW	14,8MW
Capacidade de acumulação reservatório	555 hm ³	12,82 hm ³	22,69 hm ³
Nível máximo maximorum	855m	665m	573m
Nível mínimo operativo	825m	665m	573m

Tabela 2: Dados físicos UHE's Caconde, Euclides da Cunha e Limoeiro.

Fonte: AES, 2020.

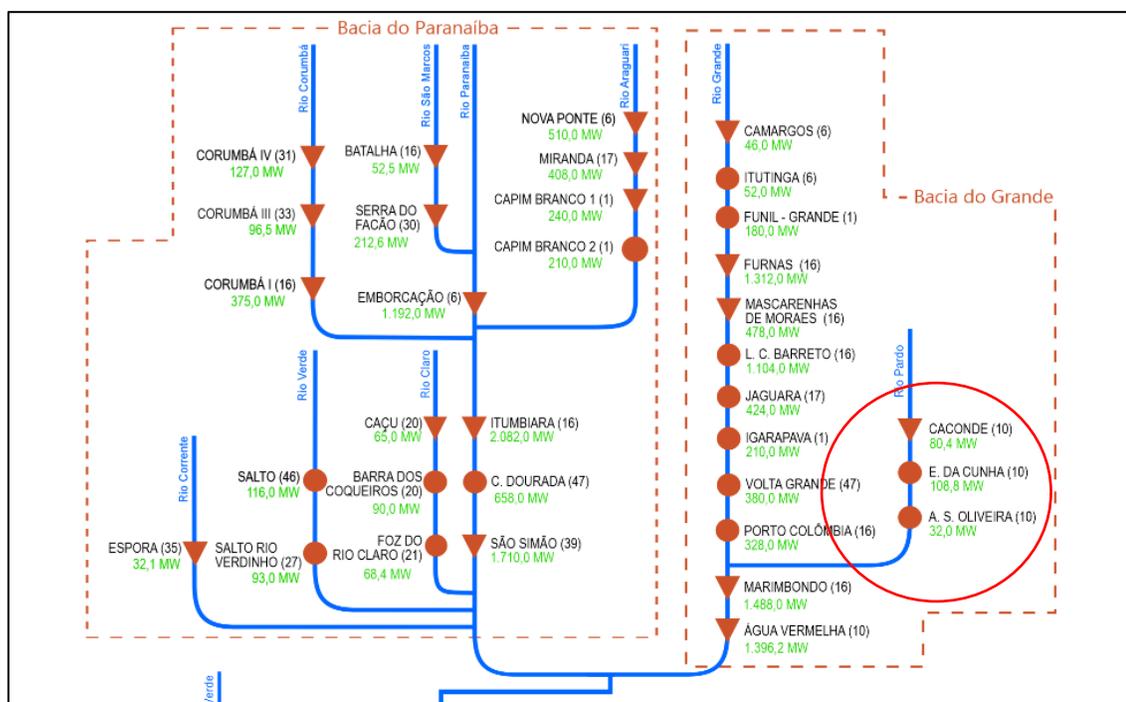


Figura 34: Recorte do Diagrama Esquemático das UHE's do SIN.

Fonte: ONS, 2016.

Na sequência descreve-se fontes renováveis de geração de energia elétrica que serão modeladas neste trabalho.

EOL Bons Ventos: localizada no estado do Ceará, município de Aracati, foi escolhida neste trabalho por ser a primeira usina eólica do Brasil, portanto com maior número de dados históricos. A Usina entrou em operação em 2010 e possui capacidade instalada de 50 MW e Garantia física de 16,37 MW, atualmente operada pela CPFL (Figura 32).

UFV Tauá: localizada no sertão do estado do Ceará no município de Tauá, foi a primeira usina solar fotovoltaica a gerar eletricidade de forma comercial no Brasil entrando em operação em 2011. Ela foi adicionada à tese por possuir o maior número de dados históricos registrados e se encontrar na região nordeste. Possui capacidade instalada de 1 MW e Garantia física de 0,18 MW, atualmente operada pela ENEVA (Figura 33).

UFV Tanquinho: localizada no estado de São Paulo no município de Campinas, sendo a primeira usina solar do estado e utilizada como polo de pesquisa sobre diferentes tecnologias de painéis e cogeração solar-eólica. Foi escolhida para a tese por estar localizada na região Sudeste, tendo assim a possibilidade de se realizar uma análise entre o impacto de diferentes curvas de geração. Possui capacidade instalada de 1,08 MW e Garantia física de 0,19 MW (Figura 34).

BIO Ester: localizada no estado de São Paulo no município de Cosmópolis foi adicionada à tese pela localização geográfica de proximidade à cascata do Rio Pardo. Possui capacidade instalada de 40 MW e Garantia física de 13,1 MW, atualmente operada pela CPFL (Figura 35).

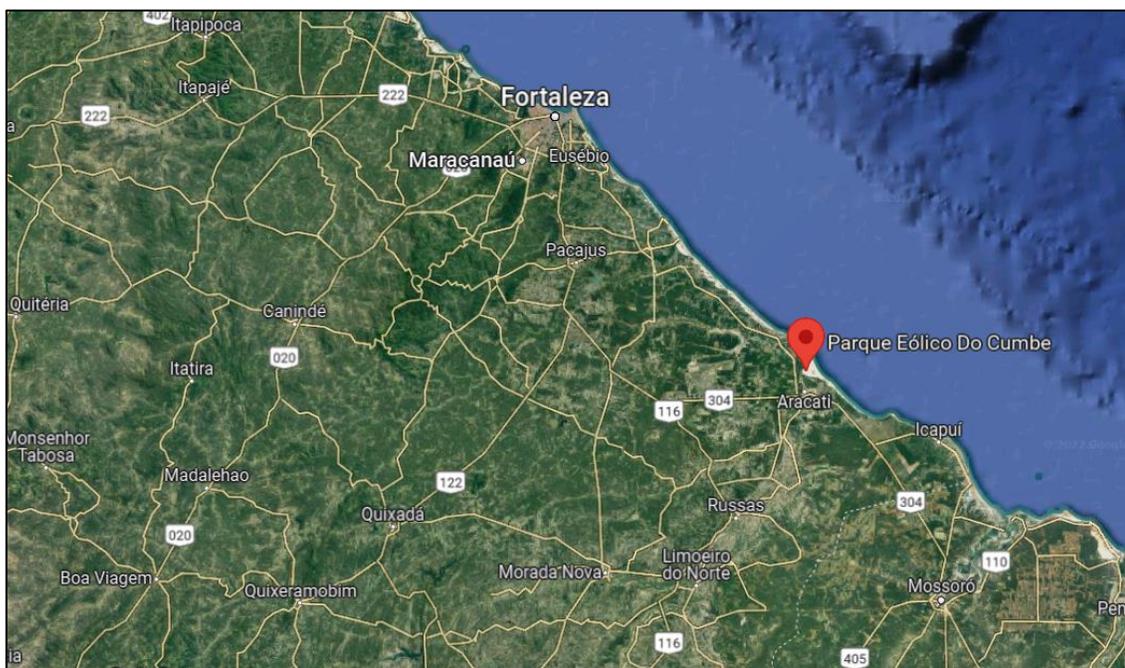


Figura 35: Localização EOL Bons Ventos, também chamado de Parque Eólico Do Cumbe.
Fonte: Google Maps

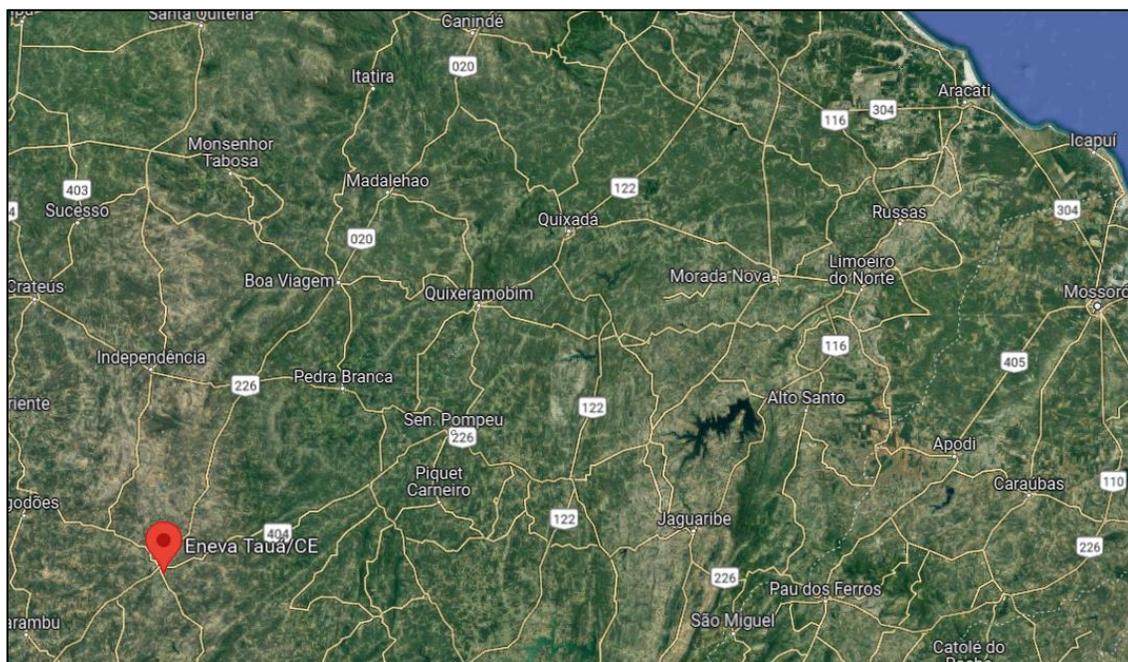


Figura 36: Localização UFV Tauá
Fonte: Google Maps

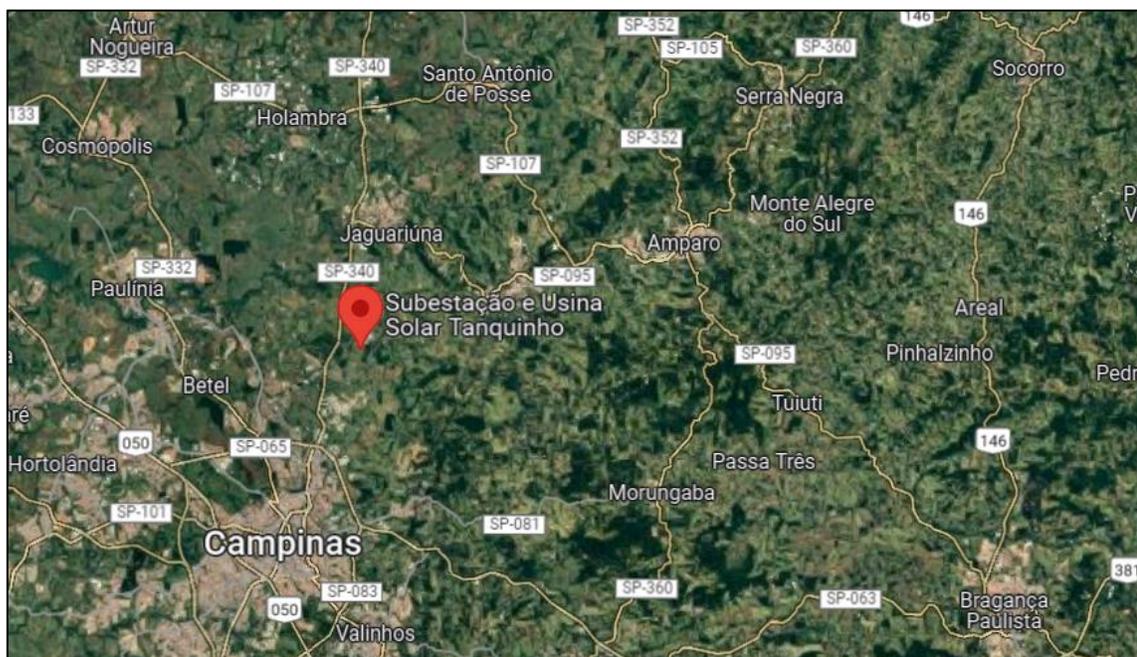


Figura 37: Localização UFV Tanquinho

Fonte: Google Maps

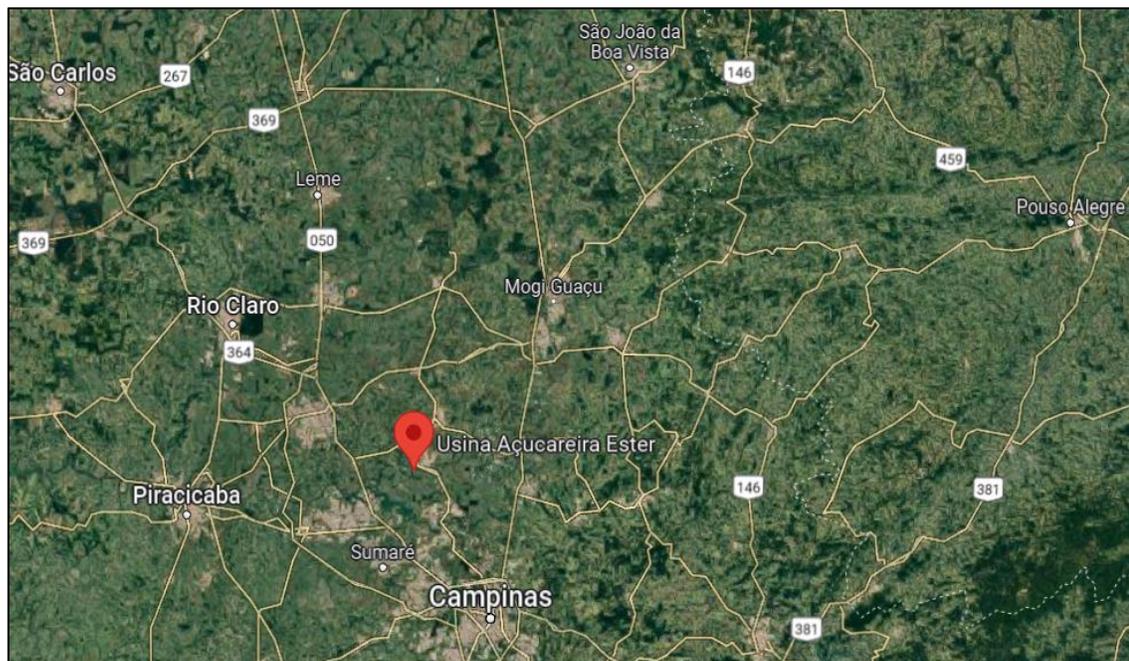


Figura 38: Localização BIO Ester

Fonte: Google Maps

5. Resultados

5.1 Processamento do Modelo MA₂CG+ para Garantias Físicas em Cascata

Como premissa para validação e processamento do modelo MA₂CG+, foi utilizado o trabalho realizado na dissertação de mestrado de Milochi (2016), onde o modelo MA₂CG processou, de forma individualizada, cada UHE e comparou com a GF vigente à época de realização do estudo oficial. Ressalta-se que a metodologia do modelo MA₂CG de Milochi (2016) apresentou resultados muito próximo dos valores oficiais de garantia física, sinalizando viabilidade para o aperfeiçoamento do mesmo, dando origem ao desenvolvimento do MA₂CG+ com a perspectiva de análise em cascatas de UHEs e análise de forma cooperativa com outras fontes renováveis. A seguir, é apresentado um breve resumo do processo de validação do modelo de análise individual MA₂CG.

Apresenta-se nas Figuras 39 a 41 o resultado da otimização do MA₂CG para as três UHE's que fazem parte deste estudo de caso, de forma individualizada, com suas respectivas demandas iguais às Garantias físicas oficiais dos empreendimentos, conforme relatório do Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2016).

De acordo com a Figura 39, que apresenta o processamento da UHE Caconde, somente em 6,27% do tempo não é possível atender à demanda, que foi considerada igual à garantia física oficial. Cabe observar que se trata de uma UHE de cabeceira e sua vazão natural é controlada pela própria UHE e que, portanto, tal valor é bastante próximo do valor da garantia física determinada pela metodologia oficial do ONS, cuja porcentagem de não atendimento regulada pelo SEB é determinada em 5%.

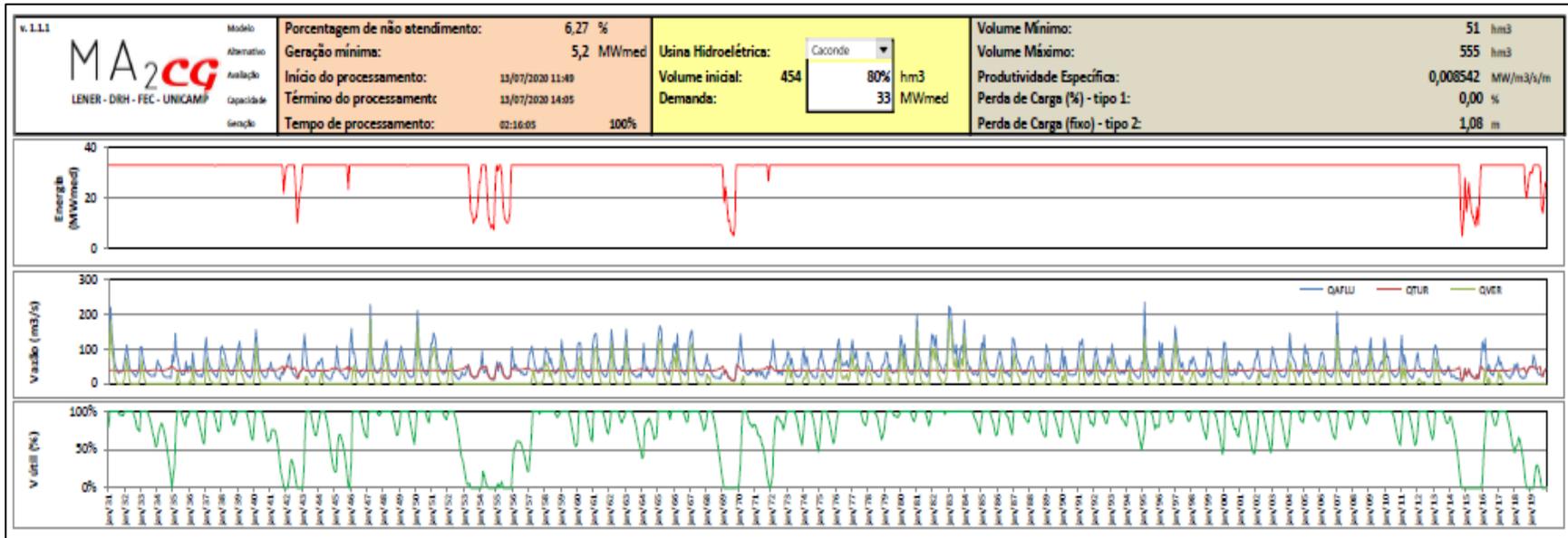


Figura 39: Estudo de Caso UHE Caconde aplicado no modelo MA₂CG.

Fonte: Próprio autor

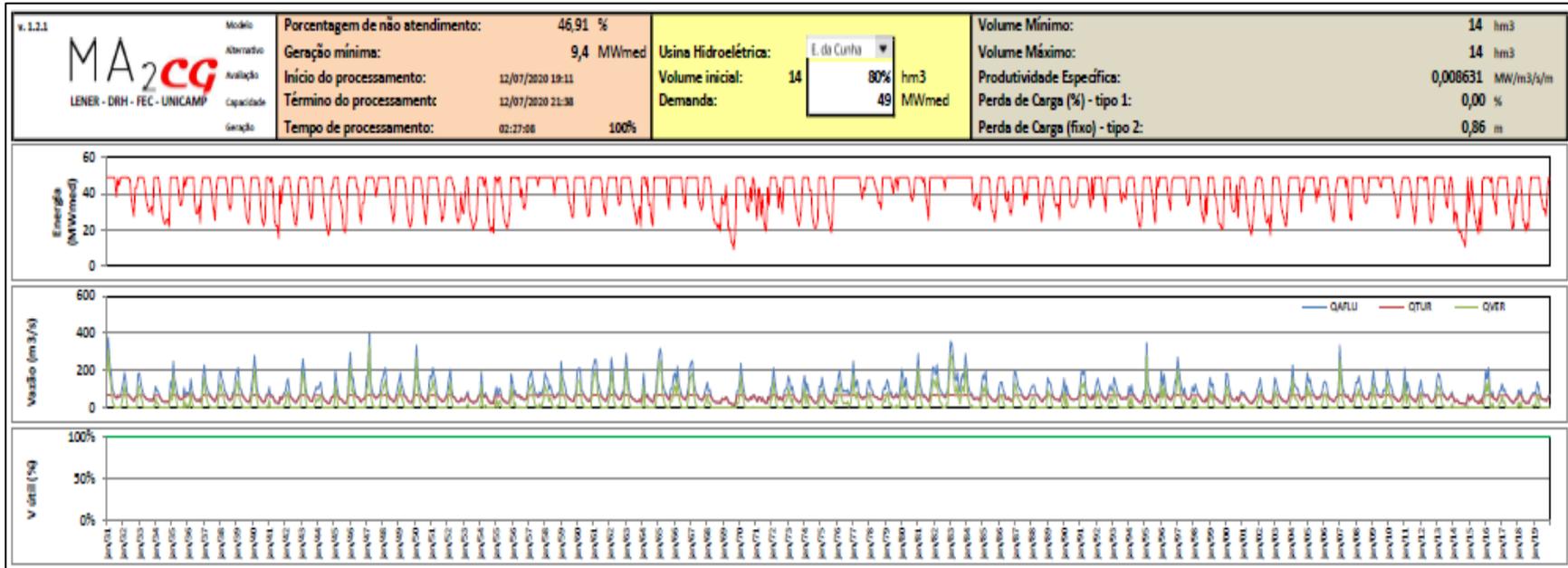


Figura 40: Estudo de Caso UHE Euclides da Cunha aplicado no modelo MA₂CG.

Fonte: Próprio autor

Observa-se nas Figuras 40 e 41 que as UHE's Euclides da Cunha e Limoeiro são consideradas fio d'água e suas regularizações são realizadas pelo reservatório de Caconde localizado a montante. O resultado da modelagem apresentado pelo MA₂CG demonstra que somente em 53,09% em EUC e 63,01% em LIM do tempo consegue-se gerar a Garantia física regulamentada pelo SEB com as vazões naturais. Esse fato mostra fortemente a necessidade das regularizações de montante para que seja garantido o valor da sua Garantia física destas UHEs e portanto a análise do MA₂CG (original de Milochi (2016)) não tem bom resultado para análise individualizada.

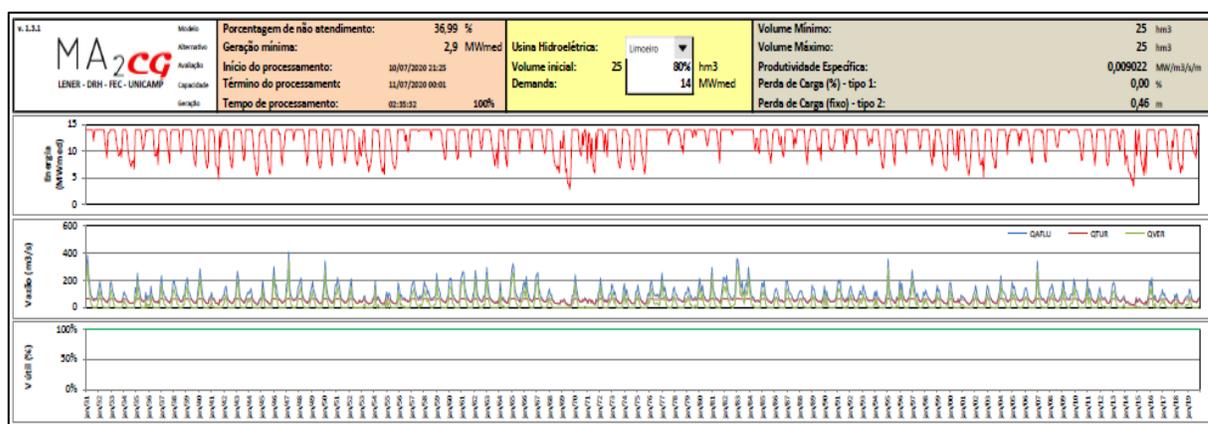


Figura 41: Estudo de Caso UHE Limoeiro aplicado no modelo MA₂CG.

Fonte: Próprio autor

Já nas Figuras 42 e 43 apresenta-se o processamento do MA₂CG+ para as três UHE's que compõem os estudos de caso, de forma cooperativa.

v. 3.2.1 MA₂CG+ LENER - DRH - FEC - UNICAMP OTIMIZAR		Modelo Alternativo Avaliação Capacidade Geração	Porcentagem de não atendimento: 5,71 % Geração mínima: 17,4 MWmed Início do processamento: 18/07/2020 15:02 Término do processamento: 18/07/2020 16:09 Tempo de processamento: 01:07:15 100%	Usina Hidroelétrica: Cascata Demanda: 97,2 MWmed													
	Porcentagem de não atendimento: 54,31 % Geração mínima: 0,0 MWmed	Usina Hidroelétrica: Caconde Volume inicial: 454 Potência Máxima: 80,4 MW Demanda: 33,2 MWmed	Volume Mínimo: 51 hm ³ Volume Máximo: 555 hm ³ Produtividade Específica: 0,008542 MW/m ³ /s/m Perda de Carga (%) - tipo 1: 0,00 % Perda de Carga (fixo) - tipo 2: 1,08 m														
	Porcentagem de não atendimento: 47,85 % Geração mínima: 1,7 MWmed	Usina Hidroelétrica: E. da Cunha Potência Máxima: 108,8 MW Demanda: 49,2 MWmed	Volume Mínimo: 14 hm ³ Volume Máximo: 14 hm ³ Produtividade Específica: 0,008631 MW/m ³ /s/m Perda de Carga (%) - tipo 1: 0,00 % Perda de Carga (fixo) - tipo 2: 0,86 m														
	Porcentagem de não atendimento: 4,96 % Geração mínima: 2,9 MWmed	Usina Hidroelétrica: Limoeiro Potência Máxima: 32 MW Demanda: 14,8 MWmed	Volume Mínimo: 25 hm ³ Volume Máximo: 25 hm ³ Produtividade Específica: 0,009022 MW/m ³ /s/m Perda de Carga (%) - tipo 1: 0,00 % Perda de Carga (fixo) - tipo 2: 0,46 m														
	Caconde																
Mês/Ano out/08 nov/08	ND 31 30	VINI 460 431	VFIN 431 472	QAFL 32 52	QTUR 43 36	QVER 0 0	QDEF 43 36	NRINI 851,90 850,75	NRFIN 850,75 852,35	NRMED 851,33 851,55	NCF 750,90 750,42	HB 100,43 101,14	HL 99,35 100,06	PRT 0,8486544 0,8546814	EG 36 31	DifGer 10 5	Déficit 0 1

Figura 42: Configuração do estudo de caso de aplicação do modelo MA₂CG+ em cascata.

Fonte: Próprio autor

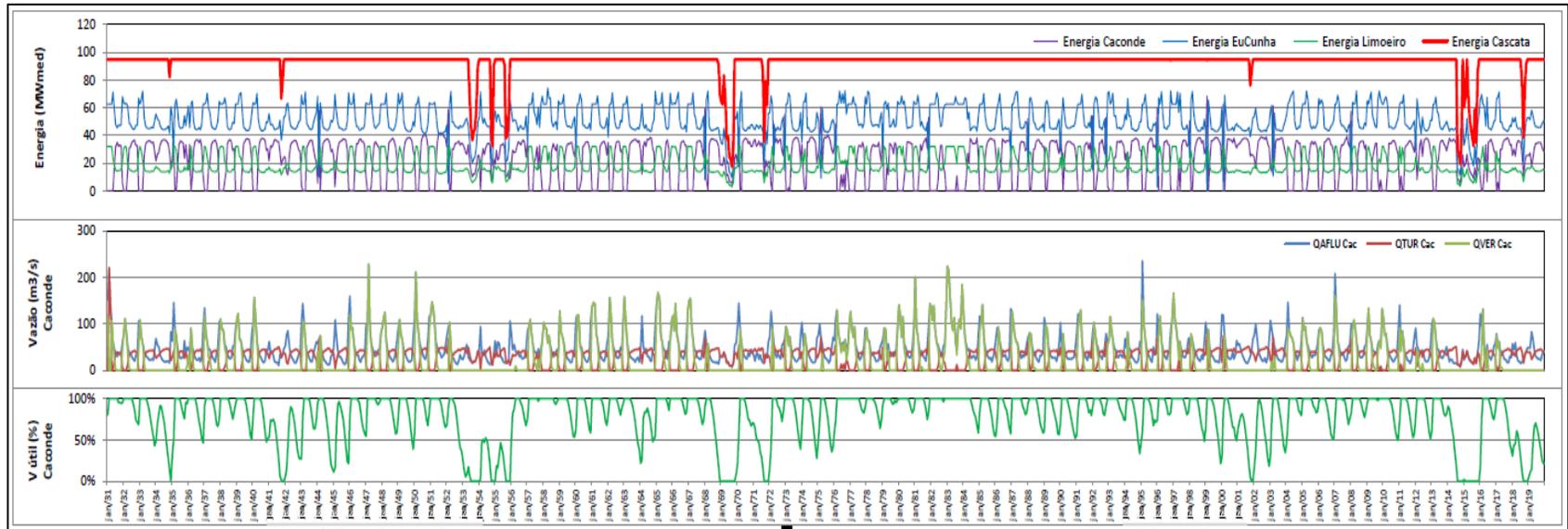


Figura 43: Resultado do estudo de caso do modelo MA₂CG+ aplicado na cascata de UHEs

Fonte: Próprio autor

Quando analisada a Garantia física de forma cooperativa nas Figuras 42 e 43, considerando 5% de falha de geração conforme regulamento brasileiro, observamos que o modelo apresenta uma GF total de 94,5 MW, que seria um resultado extremamente positivo, visto que somando-se as Garantias físicas oficiais das três UHE's obteríamos o valor de 97,2 MW. Vale lembrar que os métodos oficiais consideram apenas os últimos 60 meses como dados de avaliação, já o modelo para uma melhor acuracidade, foi considerado uma série histórica de 1068 meses.

Com o modelo MA₂CG+ o problema de análise individualizada que ocorre em usina a fio d'água com o MA₂CG deixa de existir e passa a ser somente uma questão de repartição entre as UHEs da própria cascata. Há casos em que algumas usinas, em um determinado período, não atenderiam a Garantia física devido às suas condições topológicas, porém outras usinas na configuração de análise por cascata passam a operar de forma coordenada, gerindo sua capacidade de armazenamento para maximizar os benefícios em toda a cascata.

Um exemplo prático encontrado nos resultados analisados, se deu quando as usinas a jusante de Caconde teriam um ponto de déficit devido à baixa vazão natural do período, e Caconde, por se tratar de uma usina com reservatório regularizador, não registrou déficit na mesma análise. Ao realizar um ensaio em cascata o modelo encontrou o ponto ótimo de turbinamento em Caconde, onde houve uma geração maior que a necessária para atender a GF dela, compensando assim, a geração das demais usinas da cascata e atender a GF da cascata como um todo. O ponto ótimo encontrado foi exatamente o equilíbrio da vazão turbinada de Caconde e o acréscimo da geração das usinas à jusante. Considerando esta vazão como uma vazão excessiva turbinada por Caconde, que não seria necessária para atendimento de sua própria GF, no entanto, este volume foi incrementado ao sistema em forma de turbinamento adicional às demais usinas à jusante quando comparado com a análise isolada, obtendo o atendimento da GF sistêmica por completo no período, sem que houvesse a necessidade de vertimentos, assim como é feito pelo sistema oficial, mas com todas as usinas.

5.2 Curvas de Permanência de Geração em Cascata

O modelo MA₂CG+ permitiu avaliar a porcentagem atendimento na curva de permanência de geração em atendimento à demanda (Garantia física da Cascata) de forma estatística e

distribuída para varrer o intervalo de 0 a 100% de atendimento à demanda. Assim, foi possível construir curvas de permanência de geração. Em seguida, o MA₂CG+ foi processado em número de vezes suficiente para a construção da curva de permanência, variando a demanda. Após a construção das curvas, foram traçadas linhas horizontais que representam a Garantia física (GF) do sistema (na cor verde) e a potência instalada total (na cor vermelha). A Figura 44 apresenta tal gráfico onde é possível observar percentualmente o quanto os valores gerados distam da potência instalada.

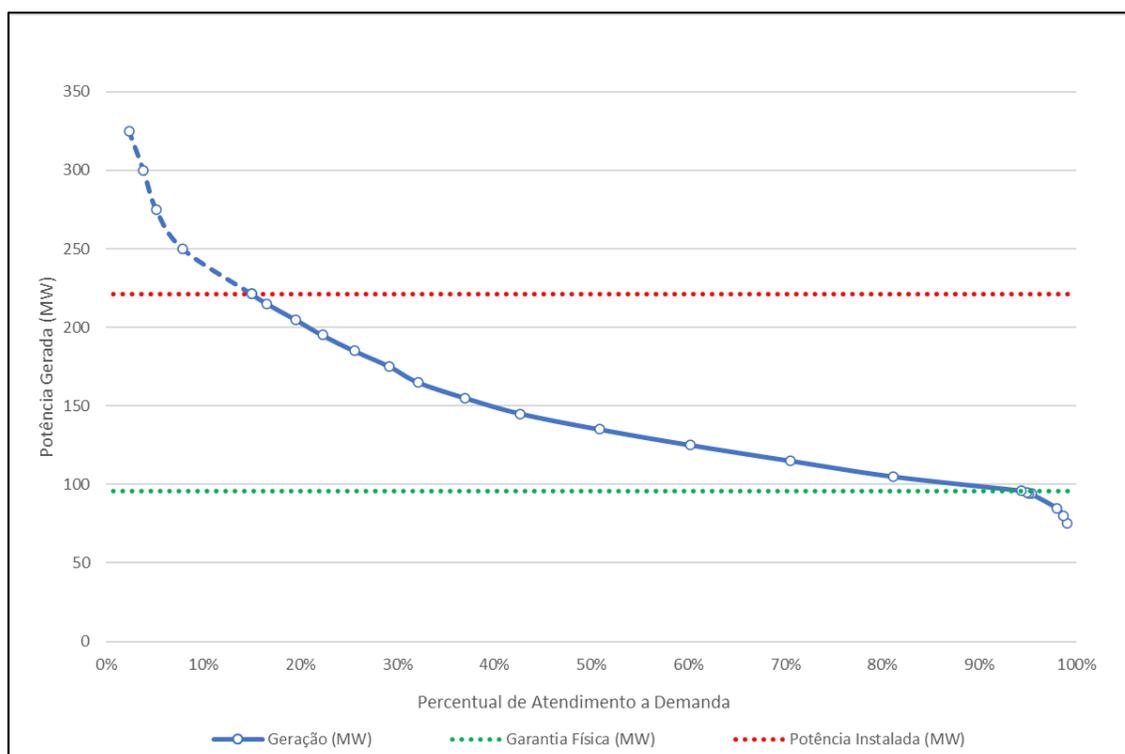


Figura 44: Curva de permanência na geração – Cascata do Rio Pardo – janeiro/1931 a dezembro/2019
Fonte: Próprio autor

Com base na Figura 42 pode-se verificar que a GF da cascata é de 97,2 MW e que a GF das três usinas são respectivamente: CAC 33,2 MW, EUC 49,2 MW e LIM 14,8 MW. Elas apresentaram, de forma cooperativa, um percentual de 5,71% de não atendimento à demanda. Assumindo que a regulamentação vigente no SEB para determinação de GF aceita um percentual máximo de não atendimento de 5% entendeu-se que o modelo em questão atende às normativas, tornando-o assim representativo para análises subsequentes.

5.3 Processamento do Modelo MA₂CG+ de forma híbrida

5.3.1 Análise da Garantia Física Híbrida

A Figura 45 apresenta o processamento do MA₂CG+ para as três UHE's em conjunto com as usinas renováveis que compõem os estudos de caso, de forma híbrida conforme Tabela 1.

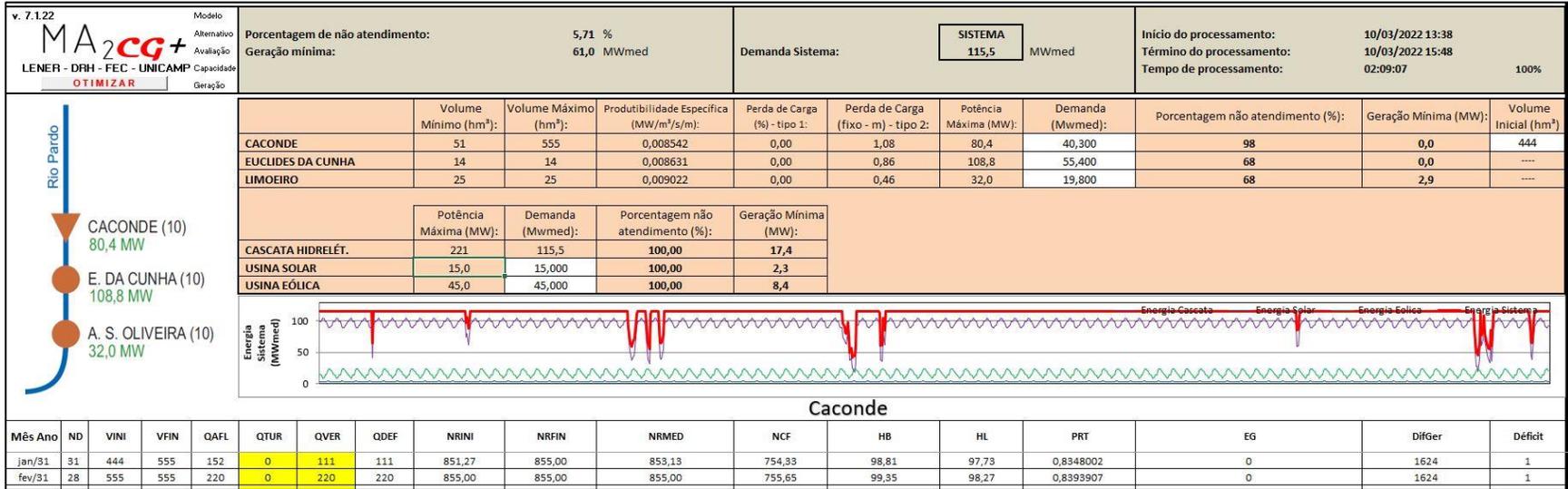


Figura 45: Estudo de caso com o modelo MA₂CG+ de forma híbrida.
 Fonte: Próprio autor

Para verificar possíveis impactos na Garantia física foram realizadas diversas simulações até se encontrar 12 pontos de convergência, variando proporcionalmente a capacidade instalada de 5 a 60MW da geração da usina eólica de Bons Ventos, das usinas fotovoltaicas de Tanquinho e Tauá e a usina de biomassa Ester, conforme Figuras 46 a 48. Após estes ensaios com o modelo foi verificado que o aumento da GF é linearmente proporcional ao aumento da capacidade de geração da usina renovável adicionada. Pelos resultados verificou-se que não existe acréscimo nos valores de GF proveniente da inserção de diferentes capacidades instaladas das usinas renováveis, pois a ampliação da GF acompanha paralelamente a ampliação da capacidade da fonte renovável adicionada. Por exemplo, considerando-se que a atual capacidade instalada da EOL Bons Ventos é de 50 MW, com uma GF de 16,37 MW e a GF da cascata do Rio pardo é de 97,2 MW, elas possuem uma somatória individualizada de 113,57 MW. Através das simulações realizadas pelo modelo de forma híbrida a GF resultante da otimização foi de 114 MW. Entende-se assim que o aumento obtido inferior a 0,5%, pode ser oriundo de imprecisões e aproximações numéricas admissíveis pelo modelo e pode-se concluir então que não há complementariedade quando analisados possíveis ganhos na GF.

De forma semelhante ao realizado para a usina eólica, foram realizadas também diversas simulações variando proporcionalmente a capacidade instalada de 5 à 60 MW da geração das usinas UFV de Tauá e Tanquinho, em análises separadas. No caso das usinas UFV, de maneira similar, verificou-se que o aumento da GF é linearmente proporcional ao aumento da capacidade instalada da usina em questão. Visto que a GF da usina UFV de Tauá é de 0,18 MW e a GF da cascata do Rio pardo é de 97,2 MW temos uma somatória individualizada de 97,38 MW e a GF da usina UFV de Tanquinho é de 0,19 MW e a GF da cascata do Rio pardo é de 97,2 MW temos uma somatória individualizada de 97,39 MW, através das simulações realizadas pelo modelo de forma híbrida a GF resultante da otimização foi de 97,5 MW para ambos os casos, concluindo-se que após considerar os erros pertinentes ao modelo não há complementariedade em termos absolutos quando analisados possíveis ganhos na GF, mesmo com capacidade de geração muito diferente entre as duas fontes (hidráulica e solar).

Ao analisar, de forma análoga, a usina térmica a biomassa Ester, após realizadas as mesmas 12 simulações variando proporcionalmente a capacidade instalada de 5 à 60MW da geração, pode-se averiguar que também não houve aumento da Garantia física em termos absolutos, pois para esta fonte a GF também é linearmente proporcional ao aumento da capacidade instalada.

Observando que a GF da usina Ester é 13,1 MW e a GF da cascata do Rio Pardo é de 97,2 MW tem-se uma soma igual a 110,3 MW, enquanto a GF das usinas, obtida de forma híbrida com o modelo MA₂CG+ foi 109,5 MW.

As Figuras 46 a 48 a seguir demonstram que o aumento da Garantia física incluindo uma usina solar, eólica ou biomassa são lineares e não existe diferença entre as capacidades instaladas.

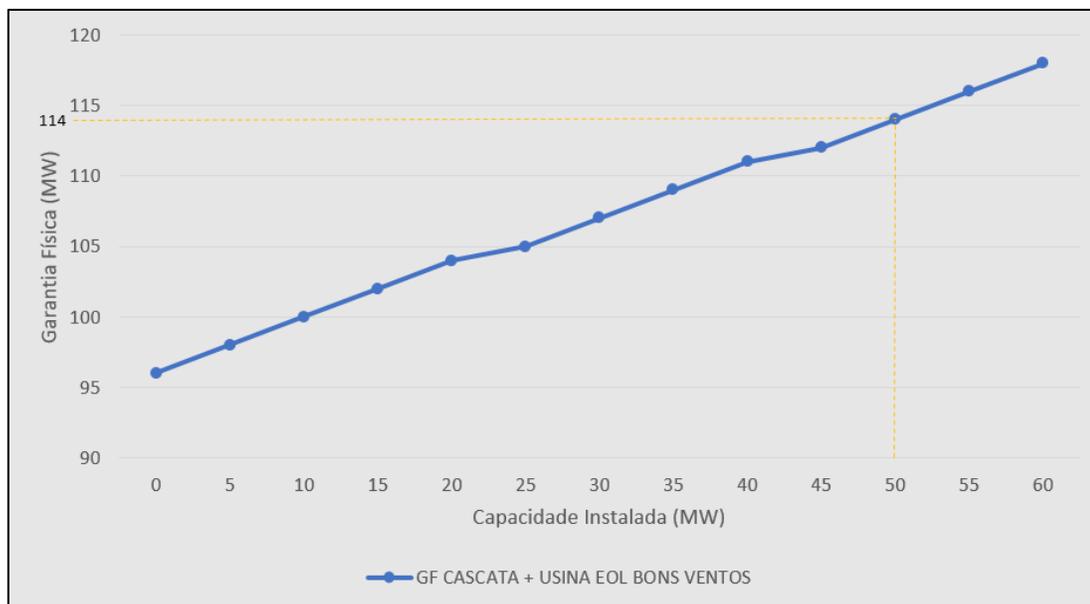


Figura 46: Estudo GF híbrida, combinando cascata em conjunto com EOL Bons Ventos.
Fonte: Próprio autor

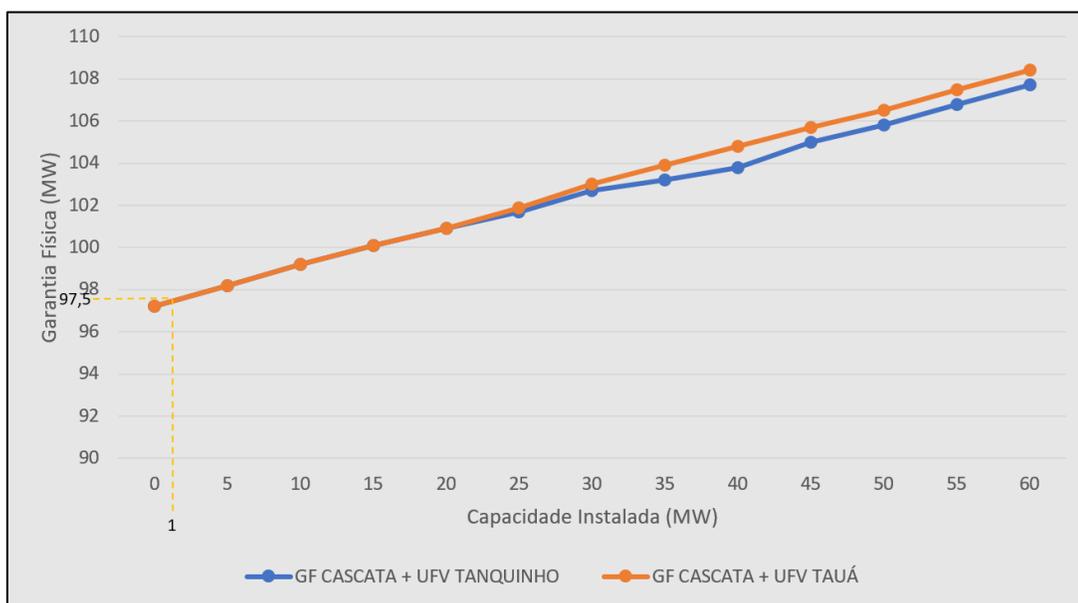


Figura 47: Estudo GF híbrida, combinando cascata em conjunto com UFV Tanquinho e Tauá
Fonte: Próprio autor

É provável que o descolamento das usinas seja proveniente da diferença de localização geográfica e por consequência, níveis médios de irradiação diferentes entre ambas. Esta diferença fica mais perceptível quando a capacidade instalada é aumentada proporcionalmente e ultrapassa 30 MW.

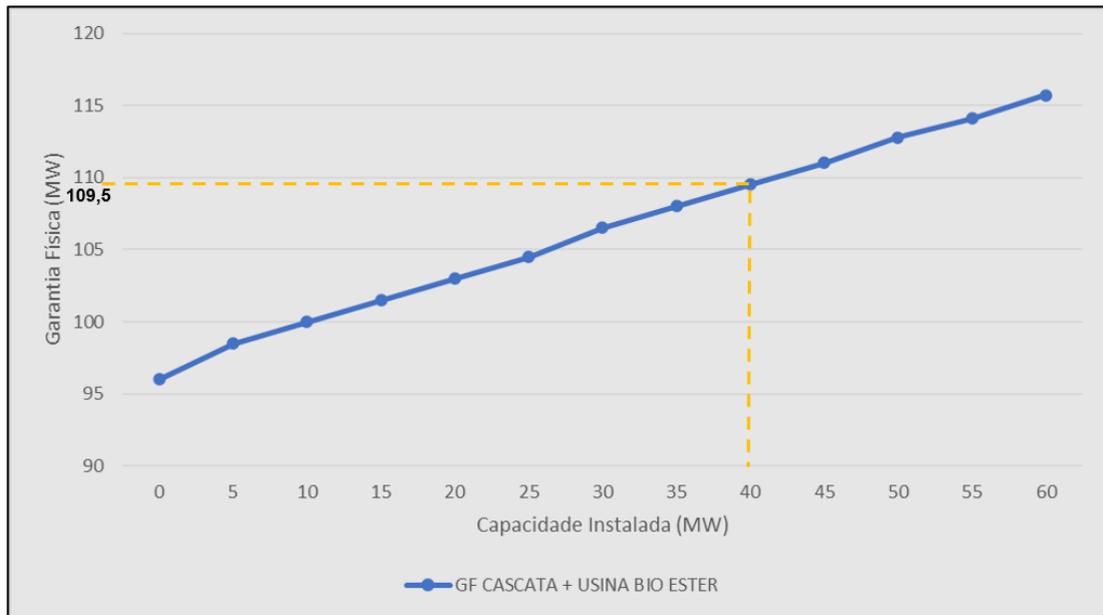


Figura 48: Estudo GF híbrida, combinando cascata em conjunto com BIO Ester.
Fonte: Próprio autor

Conforme mencionado anteriormente e vistos nas Figuras 46 a 48 a somatória da geração híbrida é linearmente proporcional ao aumento da capacidade instalada das usinas renováveis. Isto pode ser comprovado nas Figuras 49 a 52, demonstradas na análise de geração média, onde as curvas de geração híbrida (cascata combinada à renovável em questão) deslocam-se paralelamente em concordância com o aumento da capacidade instalada.

A fim de analisarmos a representatividade de cada usina renovável no impacto da GF híbrida, foram realizadas combinações de diferentes tamanhos e proporções de usinas com intuito de avaliar se a combinação de mais de uma usina renovável obteria resultados diferentes no quesito GF. Foram considerados para fins de modelagem Garantias físicas estimadas com base nas Garantias físicas reais das usinas UFV Tauá e EOL Bons Ventos para cada possibilidade de capacidade instalada.

Pode-se então verificar que também o modelo obteve diferenças menores de 1% para todos os casos analisados considerando os valores como possíveis desvios aceitáveis do modelo. A

Tabela 3 organiza e apresenta os resultados do processamento do modelo MA₂CG para esta configuração.

GF Cascata	FTV		EOL		GF Híbrida Somada	GF Híbrida Modelada	Diferença de GF (%)
	Capacidade Instalada	GF Estimada	Capacidade Instalada	GF Estimada			
97,2	30	5,55	30	9,79	112,54	112,3	0,2%
97,2	10	1,85	10	3,26	102,31	101,7	0,6%
97,2	45	8,33	15	4,89	110,42	109,9	0,5%
97,2	15	2,78	45	14,68	114,65	115,5	-0,7%

Tabela 3: Simulações de GF híbridas.

Fonte: Próprio autor.

Mesmo não obtendo um acréscimo na GF da operação de forma híbrida em termos absolutos quando comparada com a somatória das GF's de cada usina individualmente, é interessante trazer outro ponto de vista para a análise em questão. Enquanto não houve aumento numéricos dos valores, onde a métrica de análise da garantia híbrida foi a mesma aplicada para UHE's atualmente, ou seja, um objetivo de não atendimento à demanda de 5%, o que difere da metodologia regulatória aplicada às usinas renováveis intermitentes estudadas.

Para usinas eólicas e fotovoltaicas, suas GF's estão relacionadas diretamente à disponibilidade histórica de seus recursos não havendo assim qualquer relação direta à demanda de geração esperada desta usina. Ainda assim, os índices de não atendimento podem superar 10% para o caso das usinas eólicas e 50% para usinas fotovoltaicas, trazendo assim uma grande incerteza e dificuldades na operação do SIN pelo ONS e no planejamento a curto prazo do sistema.

Assim, ao propor um cálculo de GF híbrida o modelo MA₂CG+ iguala os parâmetros e características de todas as usinas em um patamar único, objetivando o atendimento crítico mais rígido de 5% de não atendimento que é o caso aplicado atualmente para UHE's. Através desta perspectiva, mesmo não havendo um acréscimo nominal nos valores de GF, pode-se concluir que a operação de forma híbrida apresenta uma segurança maior ao sistema, pois na análise híbrida da GF os níveis de confiabilidade e entrega serão baseados aos mesmos níveis de usinas hídricas, assim como a atribuição de métodos e políticas mais justas e igualitárias a todos os players, independente de suas fontes de geração.

5.3.2 Análise da Geração Média

Além da análise do impacto no cálculo da Garantia física apresentados anteriormente, foram realizadas avaliações de geração média do sistema híbrido ao longo dos meses do ano, considerando um acréscimo de geração renovável a cada 5 MW de capacidade instalada. Desta maneira, levando em consideração que o aumento de GF é proporcional ao aumento de capacidade instalada, verificado no item anterior, esperava-se que as curvas de gerações médias fossem também equidistantes conforme se aumenta a capacidade da usina.

As Figuras 49 a 52 apresentadas a seguir, demonstram as análises realizadas individualmente para todas as usinas renováveis consideradas neste estudo:

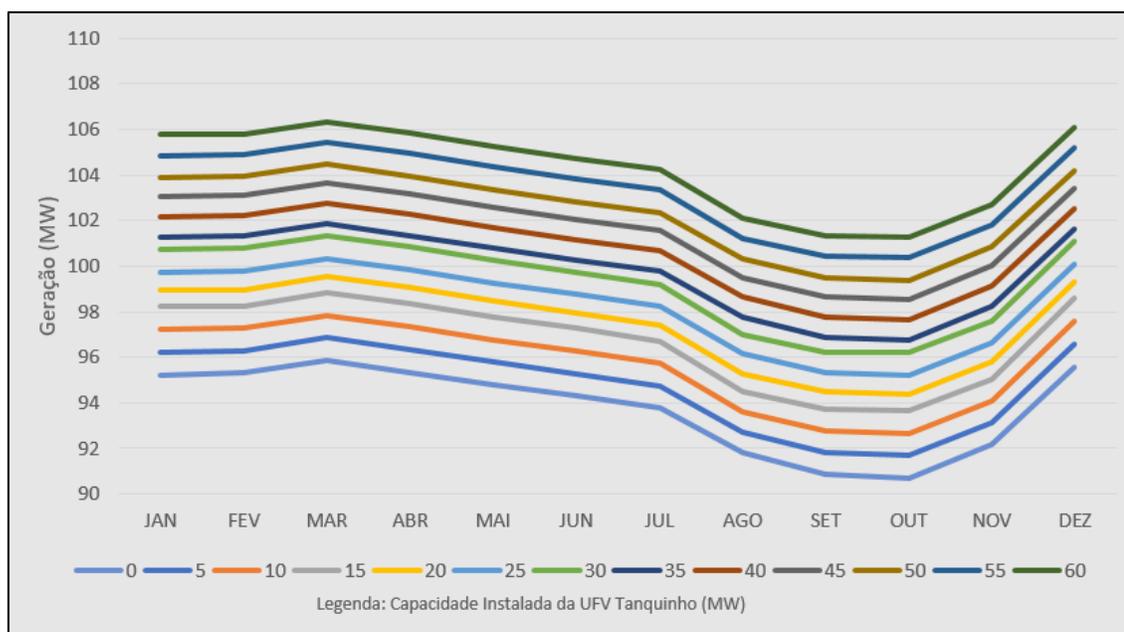


Figura 49: Geração média híbrida com acréscimo da geração UFV Tanquinho

Fonte: Próprio autor

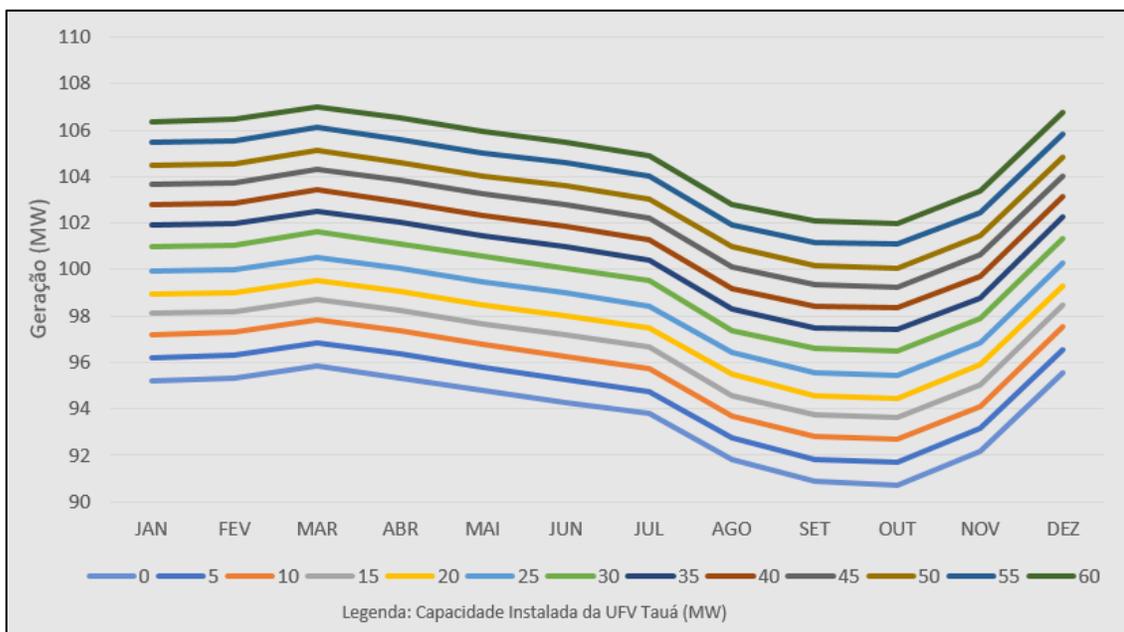


Figura 50: Geração média híbrida com acréscimo da geração UFV Tauá

Fonte: Próprio autor

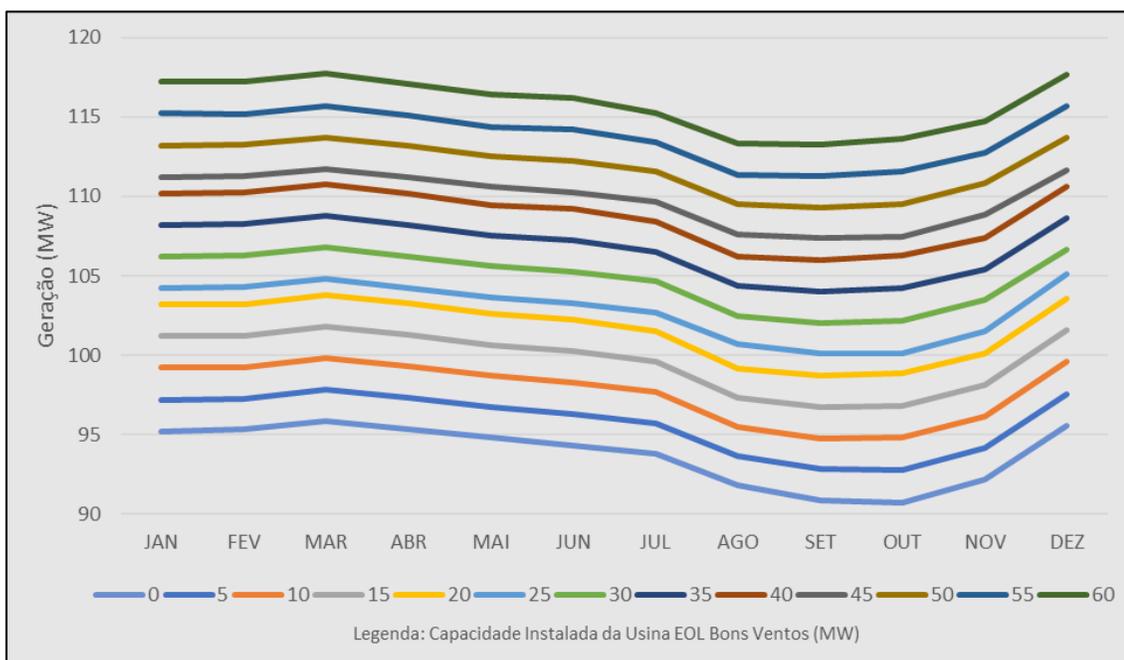


Figura 51: Geração média híbrida com acréscimo da geração EOL Bons Ventos

Fonte: Próprio autor

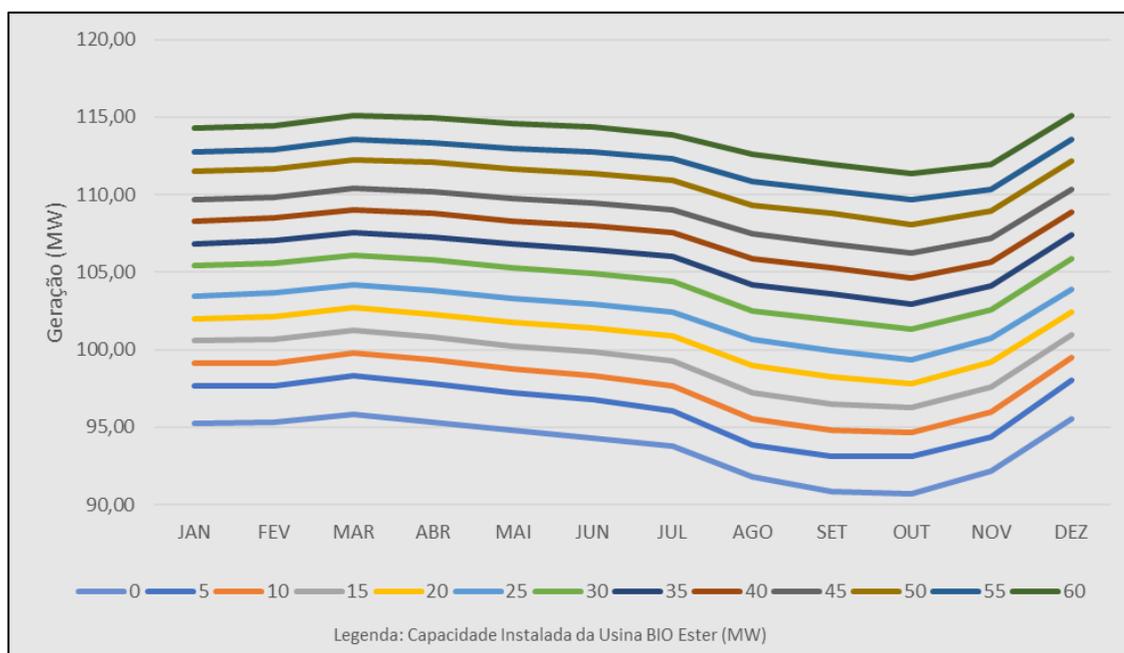


Figura 52: Geração média híbrida com acréscimo da geração BIO Ester
Fonte: Próprio autor

É interessante notar nas Figuras 49, 50, 51 e 52 que a geração média nos poucos intervalos em que os paralelismos entre as curvas de geração não são equidistantes (curva de Tanquinho, Bons Ventos e Ester), nota-se também que nas curvas de garantia física 46 a 48, nos mesmos pontos sua linearidade apresenta pequenos desvios.

Porém é importante ressaltar que o paralelismo entre as curvas se mantém, o que é de extrema importância para a análise da garantia física e que os desvios mencionados no parágrafo anterior podem ser pequenos ajustes de desvios do modelo.

5.3.3 Análise do Volume de Reservatório

Uma vez que não foram identificados potenciais ganhos diretos de GF nas análises realizadas para a cascata do Rio Pardo, a usina EOL de Bons Ventos, as usinas UFV de Tauá e Tanquinho e da usina BIO de Ester de forma híbrida, o estudo procurou buscar uma possível complementariedade entre as fontes de energia para fins de segurança energética. Como atualmente as tecnologias para armazenamento de energia (baterias) encontram-se ainda muito caras e inviáveis, principalmente em grande escala, os reservatórios das usinas hidrelétricas podem ser

considerados como grandes baterias de água e possíveis ganhos de armazenamento de água são incrementos na segurança energética do SIN.

Desta forma, durante as mesmas simulações realizadas anteriormente, também foram extraídos o volume final do reservatório de Caconde, por se tratar da única usina da cascata do Rio Pardo, que possui capacidade de regularização de vazões (reservatório). Para cada hipótese testada, constatou-se o impacto no nível de armazenamento do reservatório com o aumento da capacidade instalada das usinas renováveis. Sendo assim, as Figuras 53 a 56, apresentadas a seguir demonstram o nível do reservatório de Caconde com a inclusão de cada usina renovável e suas respectivas capacidades instaladas. Nota-se que para as duas usinas fotovoltaicas testadas as treze linhas do gráfico estão praticamente sobrepostas, o que quer dizer que não há variação do nível do reservatório independentemente do tamanho e localidade geográfica das usinas UFV.

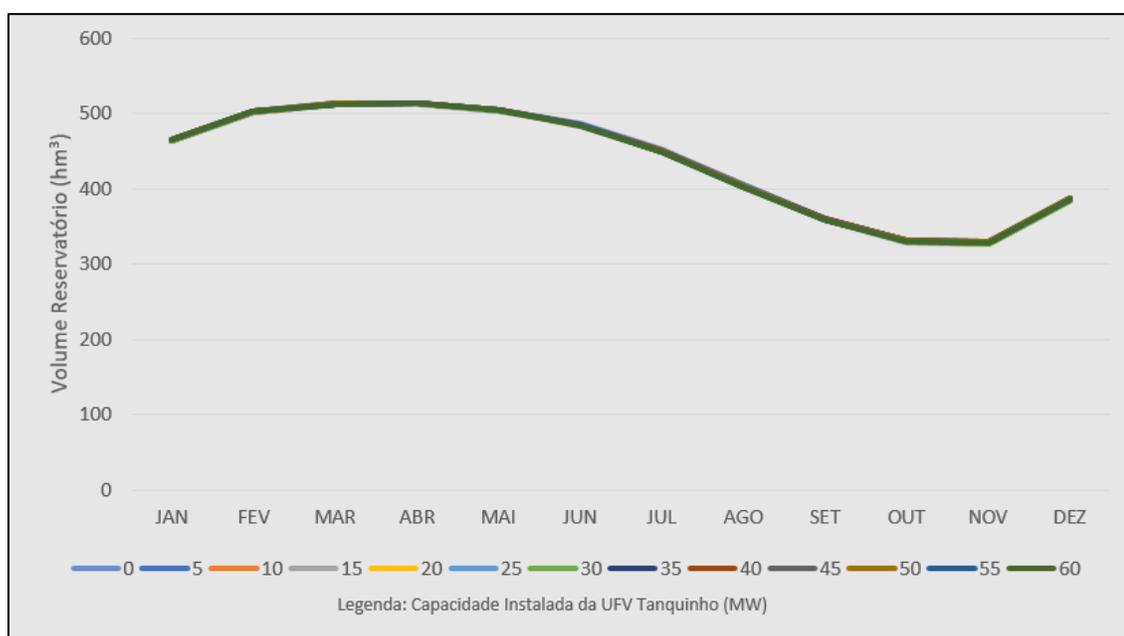


Figura 53: Volume médio do reservatório de Caconde ao final de cada mês com acréscimo da geração UFV Tanquinho.

Fonte: Próprio autor

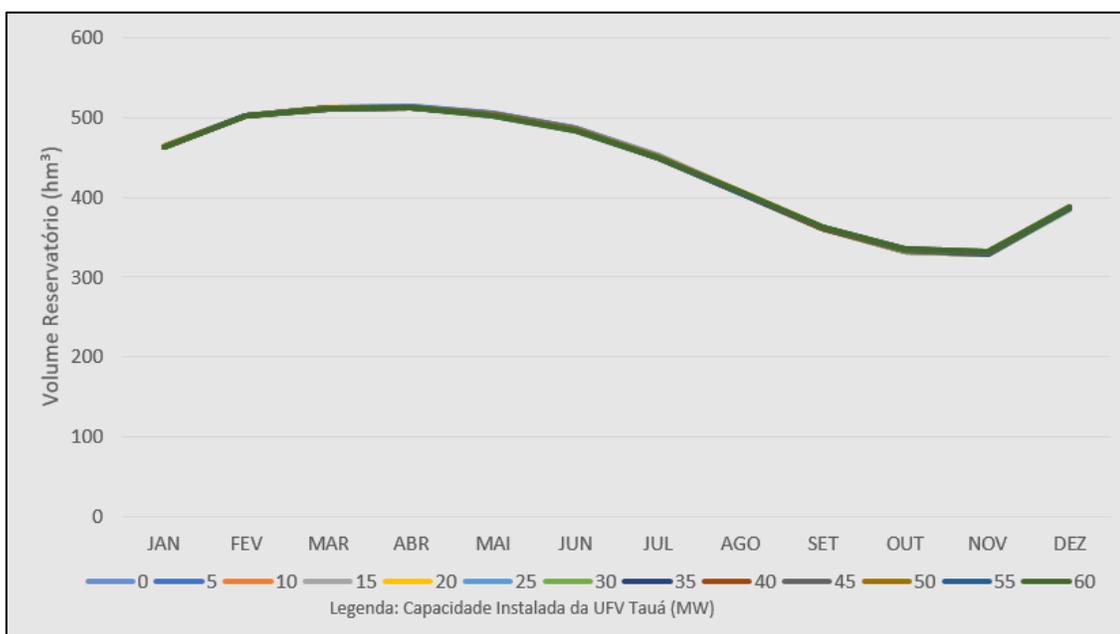


Figura 54: Volume médio do reservatório de Caconde ao final de cada mês com acréscimo da geração UFV Tauá.

Fonte: Próprio autor

Conforme demonstrado nas Figuras 53 e 54, não houve diferenças significativas na curva do reservatório de Caconde ao incluir diferentes tamanhos de usinas fotovoltaicas. Tal afirmação é válida levando como base as curvas de geração de Tauá e Tanquinho.

Ao analisarmos o gráfico representando a usina eólica, verifica-se um pequeno descolamento das treze linhas ao longo dos meses, com uma ênfase maior nos meses de setembro a dezembro, comportamento também notado de uma maneira muito mais significativa para o gráfico da usina de biomassa, figuras 55 e 56 respectivamente.

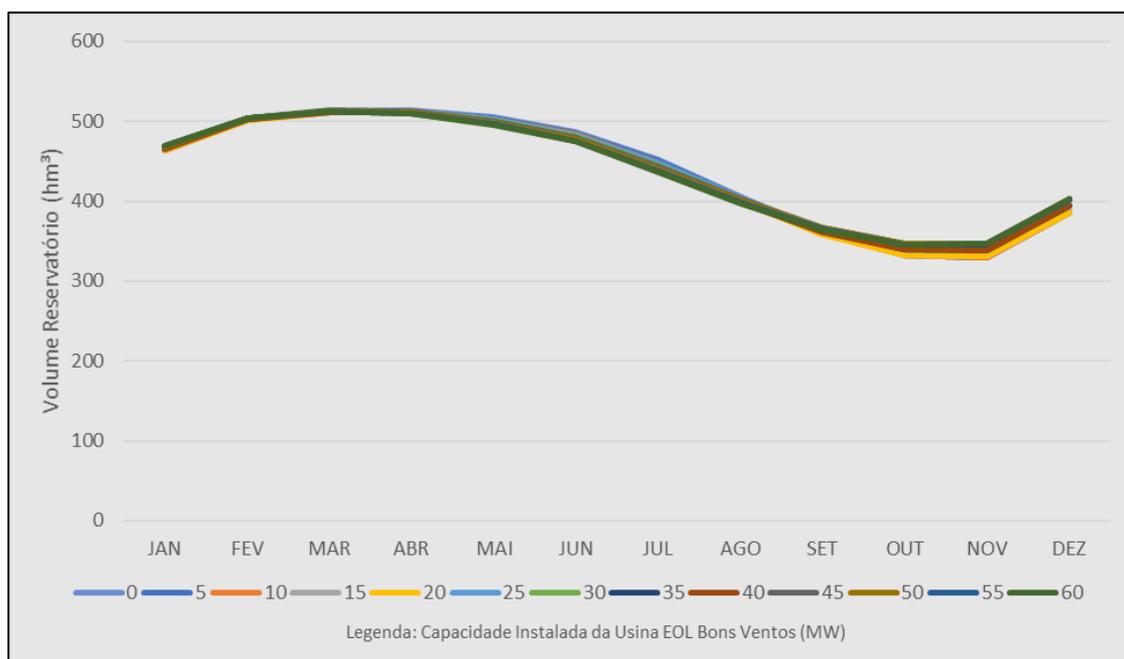


Figura 55: Volume médio do reservatório de Caconde ao final de cada mês com acréscimo da geração EOL Bons Ventos.
Fonte: Próprio autor

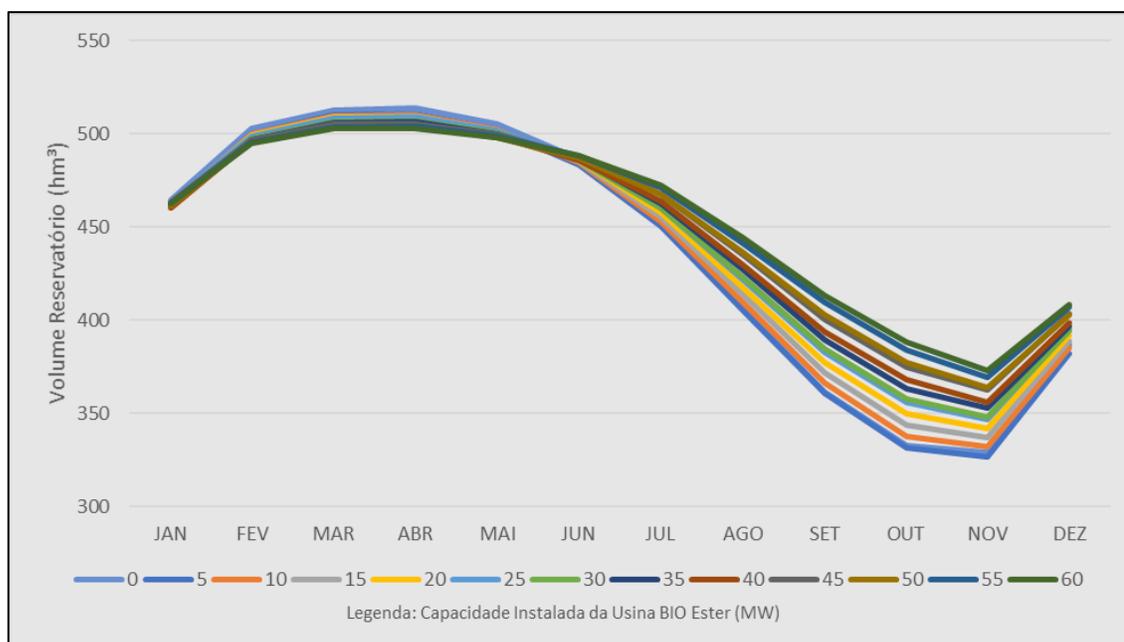


Figura 56: Volume médio do reservatório de Caconde ao final de cada mês com acréscimo da geração BIO Ester.
Fonte: Próprio autor

Para uma melhor visualização foram apresentados nas Figuras 57 e 58 apenas dois resultados extremos, ou seja, o nível ótimo do reservatório em uma geração totalmente hídrica e capacidade máxima simulada com o acréscimo de uma usina de 60 MW, tanto para as usinas eólica

e biomassa. De posse dos resultados simulados foi possível notar que há de fato uma alteração no nível do reservatório ao considerar a hibridicidade com usinas de fontes eólicas e de biomassa, este por sua vez mais notável conforme o tamanho da usina.

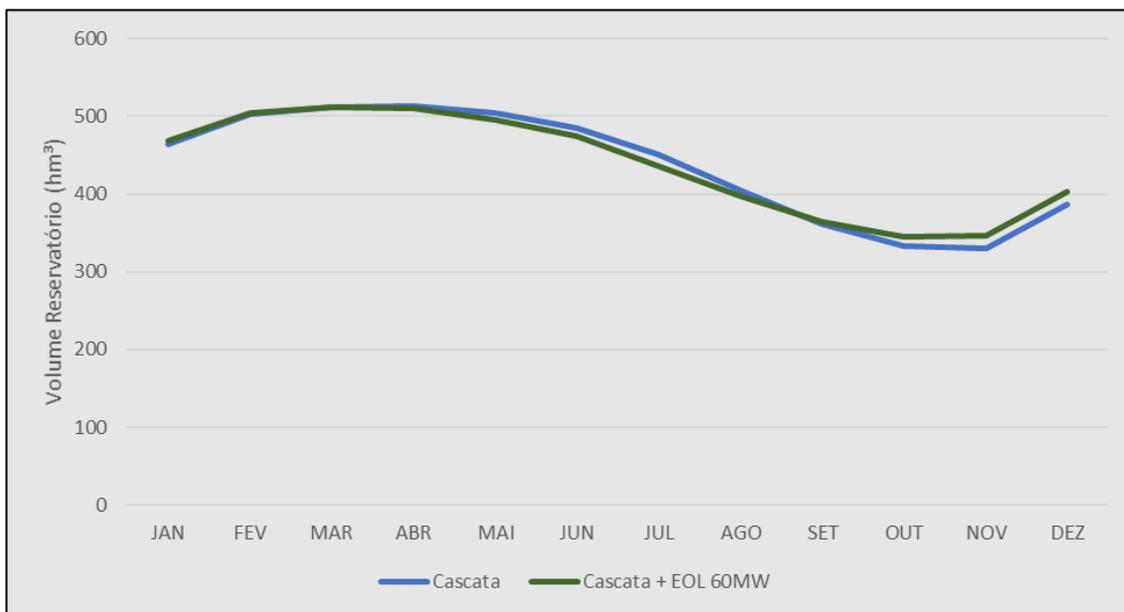


Figura 57: Comparativo entre volume final do reservatório de Caconde com e sem acréscimo de energia EOL Bons Ventos.

Fonte: Próprio autor

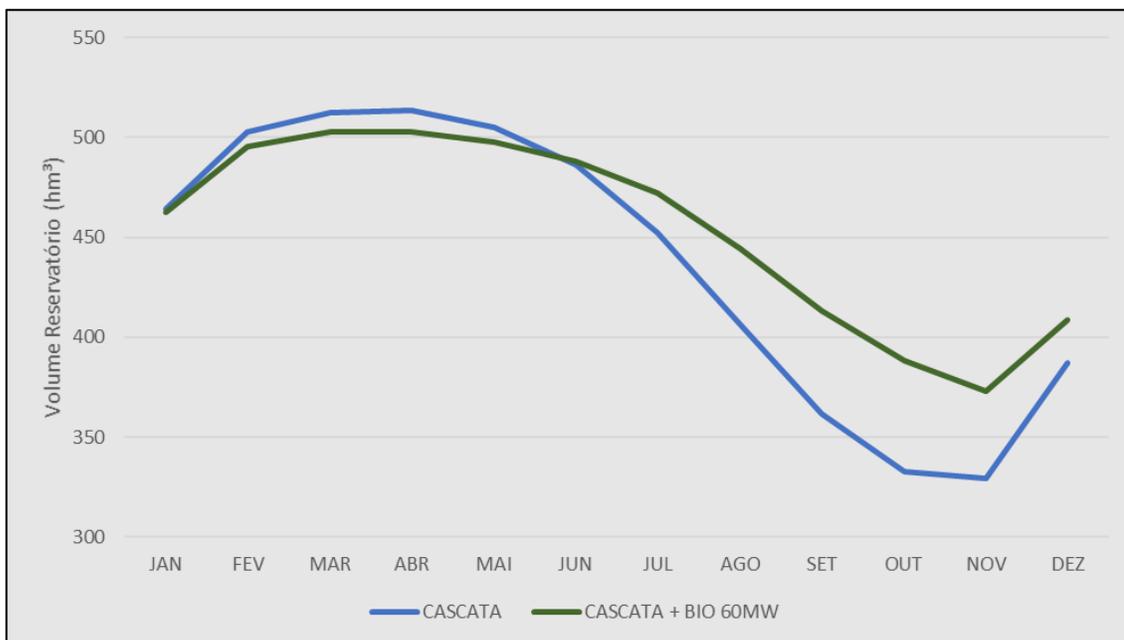


Figura 58: Comparativo entre volume final do reservatório de Caconde com e sem acréscimo de energia BIO Ester.

Fonte: Próprio autor

Agora, ao avaliar a Figura 57, referente à inclusão da geração eólica, nota-se que nos meses de abril a agosto há um consumo maior do volume do reservatório para atendimento à demanda, porém tais meses ainda representam um período “pós chuva” onde os reservatórios permitem tal variabilidade de vazões para compensar gerações baixas da EOL de Bons Ventos. Já nos meses de setembro a dezembro a hibridicidade relativa à usina EOL mostra uma melhora nos níveis do reservatório de aproximadamente 5,15%. Nestes meses que são considerados pelo SEB como sendo os mais críticos para uma geração tipicamente hídrica, devido ao período seco, houve um aumento significativo na segurança energética.

De acordo com a Figura 58, ao analisar especificamente a segurança energética através do impacto no reservatório de Caconde, conseguimos verificar, nitidamente, o tamanho do ganho ao inserir uma usina BIO de 60 MW junto à geração hídrica desta cascata. Nota-se, por outro lado, que há uma diminuição no nível do reservatório nos meses de janeiro a maio, pois o modelo percebe a possibilidade de reenchimento com o apoio das demais fontes. Interpreta-se que este comportamento é devido à baixa geração de energia pela BIO neste período, quase que inexistentes nos meses de janeiro a março onde cabe então à geração hídrica a geração total da demanda planejada, consumindo assim maiores volumes de energia potencial de seu reservatório.

Por sua vez, a partir de junho temos uma reversão na tendência de armazenamento de água favorecido pela hibridicidade em um período extremamente crítico para a geração hídrica. Isso se deve a uma alta geração de biomassa, visto que seu pico de geração médio se encontra em julho, exigindo uma menor geração hídrica neste período e sendo possível o armazenamento de água por alguns meses adicionais.

Ao analisar o gráfico em questão, encontra-se a maior diferença de nível no mês de outubro, onde um armazenamento de 333 hm³ em uma geração puramente hídrica passa para um armazenamento de 388 hm³ em uma geração híbrida e que resulta num acréscimo de usina de biomassa de 60 MW, um ganho de 16,5% em questão de armazenamento de energia potencial, o que é de extrema importância e significância para o setor. Ao compararmos com o mesmo ganho apresentado pela operação em forma híbrida junto com uma usina eólica, um ganho de 5,15% na combinação hídrica mais eólica passa para 16,5%, o ganho com a adição da usina a biomassa é três vezes o ganho com usina eólica.

Este ganho pode ser ainda maior com o acréscimo de usinas de biomassa superiores a 60 MW. Ao analisar o gráfico da Figura 58 é possível obter uma menor diferença entre o pico e vale

do volume médio do reservatório conforme a capacidade instalada da usina de biomassa, com uma curva similar à da geração da usina Ester. Pode-se assim chegar em uma curva de nível de reservatório médio com menor diferença entre os valores máximos e mínimos. O que traz uma maior segurança energética ao setor, diminuindo assim as variações da energia armazenada ao longo dos meses.

5.3.4 Análise da Segurança Energética

Além do aumento da segurança energética verificado no item anterior, onde a geração híbrida, com as usinas eólicas e de biomassa apresentando um ganho no nível do reservatório de Caconde, pode-se também observar que a geração híbrida pode acrescentar um segundo benefício também relacionado à segurança energética do sistema, a análise de “capacidade de geração na base da carga”.

Sabe-se que a geração firme ou de base do sistema elétrico deve ser composta por fontes que proporcionem confiabilidade e estabilidade ao sistema, como energia hídrica que possuem usinas com reservatórios de acumulação e térmica movidas por combustíveis previsíveis de disponibilidade. Já as fontes renováveis como eólicas e solares e até as pequenas centrais hidroelétricas, por exemplo, devido a sua inconstância de produção, considerando um período de vinte e quatro horas não podem fazer parte da base de despacho. Assim sendo, nas análises realizadas conforme Tabela 1, pode-se afirmar que somente a geração hídrica composta pelas usinas do Rio Pardo seriam gerações de base, excluindo assim as usinas fotovoltaicas, eólica e biomassa devido à sua intermitência e sazonalidade.

Desta forma, em uma geração tipicamente isolada, pode-se considerar que para os casos analisados tem-se uma disponibilidade de energia firme, com poder de assegurar o fornecimento contínuo de energia de apenas 97,2 MW provenientes da geração hídrica. Porém ao combinar a geração hídrica com qualquer outra fonte renovável, mesmo que intermitente, pode-se simplesmente adicionar a Garantia física desta usina como energia firme caso ela seja combinada com a geração hídrica, onde pelo simples fato desta geração ser de base a nova usina híbrida também será. Assim, ao analisar os resultados em questão, apresentados no item 5.3.1 pode-se sim de fato concluir que não houve um acréscimo de GF. Porém a GF desta nova usina híbrida pode ser classificada como geração de base na carga, favorecendo assim a segurança energética e o

potencial de geração do SEB. Em termos numéricos é possível realizar uma análise como exemplo, entre a geração hídrica e a geração híbrida junto à biomassa de Ester. Neste caso passamos de uma geração firme de 97,2 MW para 110,3 MW apenas considerando uma operação em conjunto, conforme Figura 59 a seguir, apresentando um aumento de 13,5% na geração de base da matriz energética.

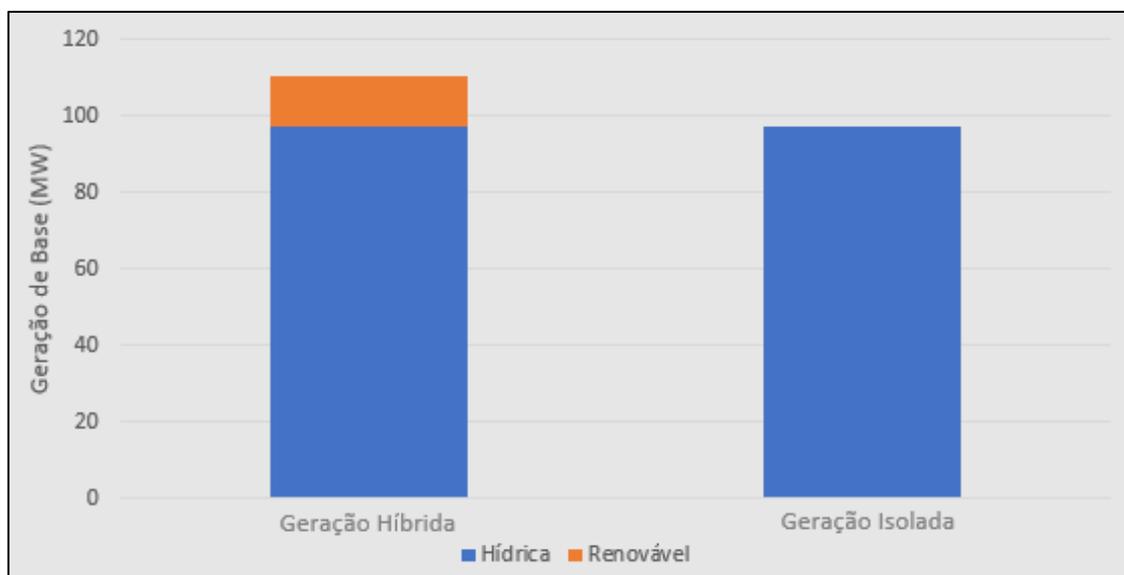


Figura 59: Comparativo entre energia de base na carga em geração tipicamente hídrica (isolada) e geração híbrida com usina BIO Ester.
Fonte: Próprio autor

Conclui-se então que a hibridicidade entre usinas intermitentes com usina de geração firme gera um grande benefício à matriz energética brasileira, que é a maior capacidade de base de despacho. Assim, pode-se concluir que mesmo sem grandes investimentos com construção de novas usinas é possível aumentar a “energia de base de carga” do sistema apenas migrando para formas de operação híbridas contratuais.

.3.5 Análise de Complementariedade Híbrida

Conforme observado no item anterior, há um comportamento expressivamente diferente ao considerarmos a hibridicidade entre usinas eólicas e de biomassa junto às gerações hídricas, onde tal diferença pode ser explicada por meio de suas respectivas curvas de geração anuais que resultam em uma melhor complementariedade. A partir dos dados extraídos do modelo foram geradas

análises de graus de complementariedade a fim de demonstrar possíveis impactos no volume do reservatório de Caconde e assim o aumento da segurança energética.

Para dar apoio à esta análise, apresenta-se uma comparação entre a vazão natural da cascata em questão, considerando a vazão natural na UHE Limoeiro, cuja vazão natural compreende toda bacia hidrográfica até seu eixo e a geração das usinas renováveis ao longo dos meses do ano, conforme demonstrado na Figura 60 a seguir.

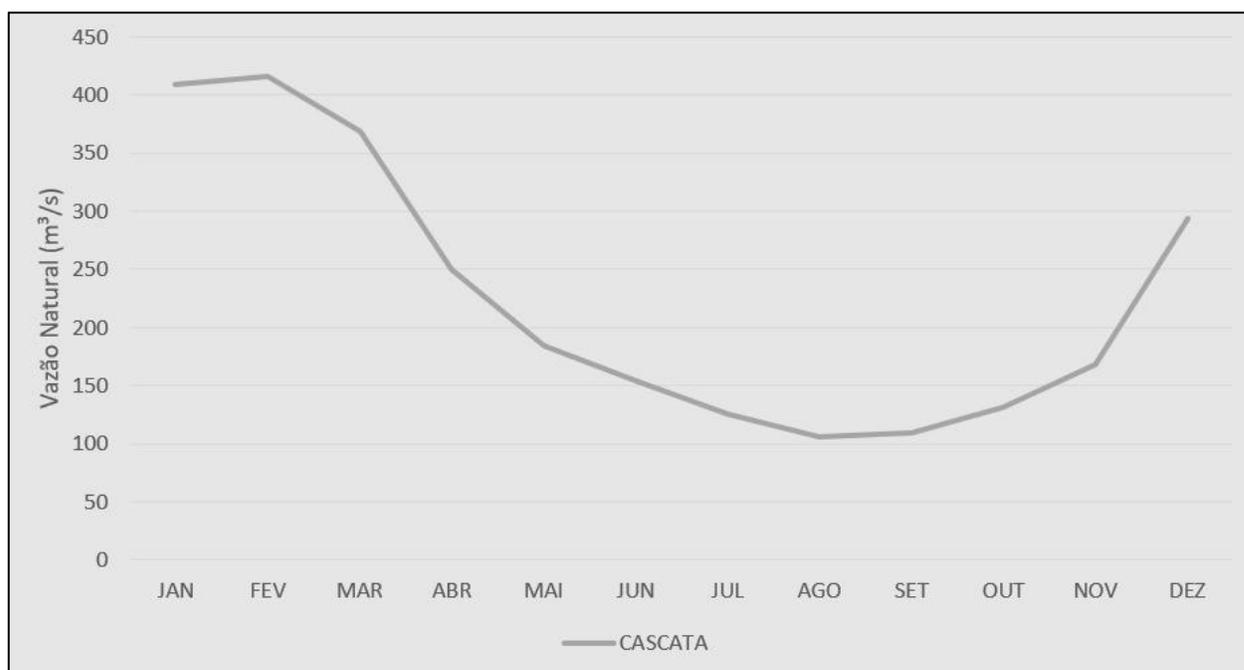


Figura 60: Curva de vazão natural da cascata do Rio Pardo.

Fonte: Próprio autor

A fim de demonstrar a existência de complementariedades entre as fontes analisadas, avaliar qual destas possui melhor impacto na segurança energética e ponderar o percentual mensal médio de vazão afluente para a usina de Caconde (reservatório) acrescida da geração das usinas de fontes renováveis, de posse da curva de vazão natural da cascata apresentada acima, foram elaboradas as Figuras 62, 64, 66 e 68 que representam a análise comparativa com a geração das usinas renováveis isoladamente. As imagens à esquerda 61, 63, 65 e 67 foram apresentadas lado a lado para facilitar a visualização e uma possível pré-análise de complementariedade, na qual a área em cinza representa o percentual remanescente de não complementariedade. Sendo assim, em caso de uma total complementariedade entre as fontes, a área preenchida em cinza não existiria (0%).

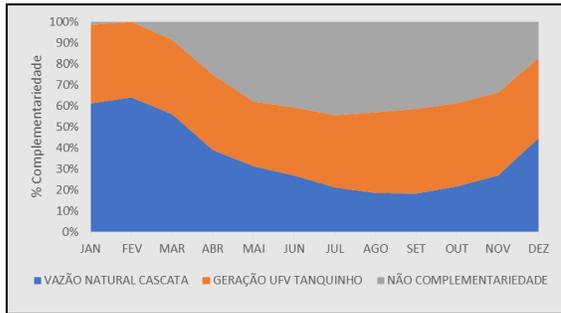


Figura 61: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração UFV Tanquinho média.
Fonte: Próprio autor

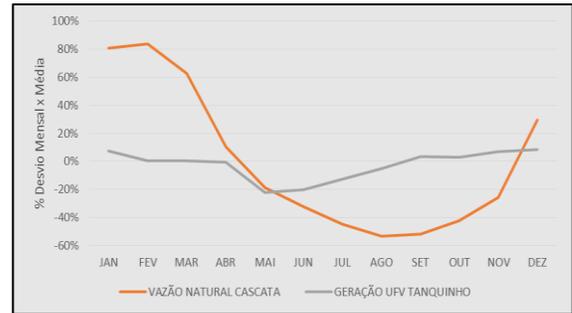


Figura 62: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração fotovoltaica.
Fonte: Próprio autor

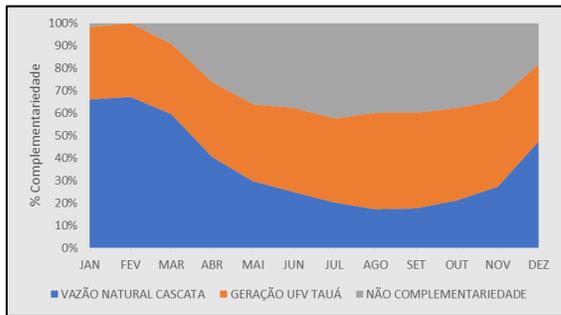


Figura 63: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração UFV Tauá média.
Fonte: Próprio autor

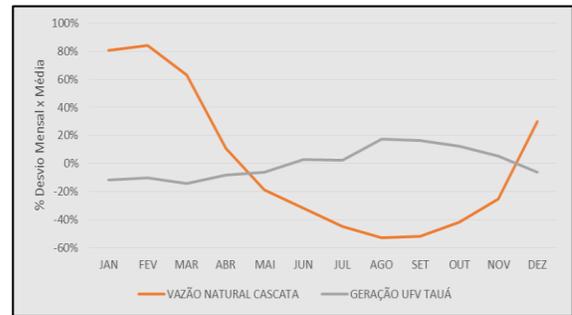


Figura 64: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração fotovoltaica.
Fonte: Próprio autor

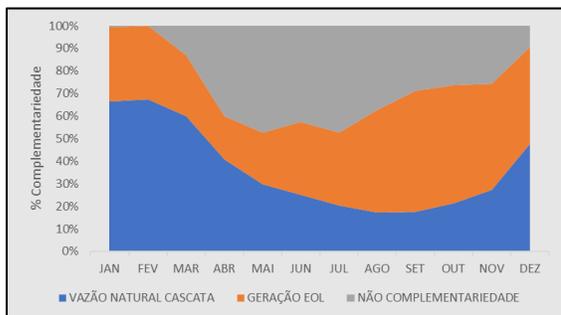


Figura 65: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração EOL Bons Ventos média.
Fonte: Próprio autor

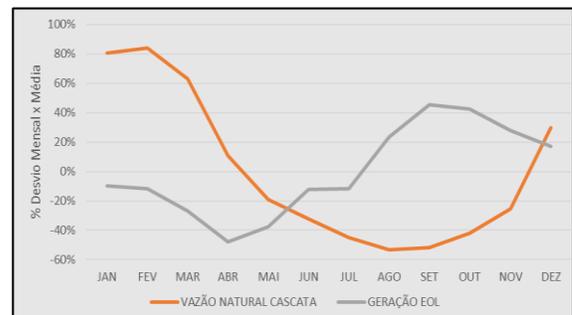


Figura 66: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração eólica.
Fonte: Próprio autor

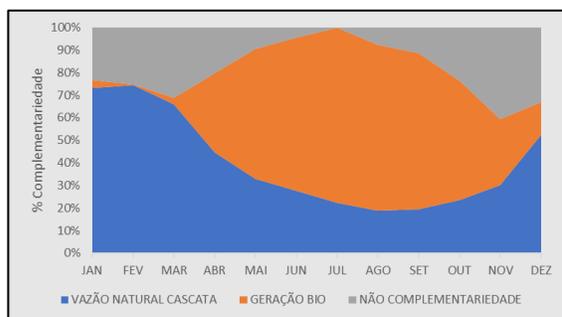


Figura 67: Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração BIO média.

Fonte: Próprio autor

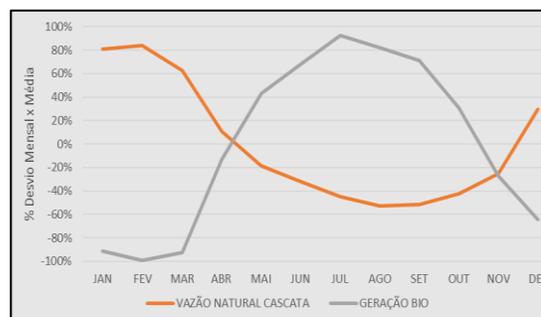


Figura 68: Comparativo entre vazão natural da cascata e geração BIO.

Fonte: Próprio autor

Reforça-se novamente que as usinas fotovoltaicas já analisadas possuem uma curva de geração com menor variação ao longo do ano, ou seja, “flat” como denominado pelo setor, fato este que não favorece uma análise complementar mensal como o trabalho propõe, quando analisado de forma híbrida com uma fonte energética hídrica. Nota-se que suas gerações máximas são localizadas nos meses de agosto e setembro, o que seria interessante para uma complementariedade em questão. Sendo este o período seco da geração hídrica, ele demanda maior geração por fontes alternativas, porém a diferença entre a geração máxima e mínima entre os meses do ano limita a uma complementariedade mais interessante para ser analisada neste período.

Já a curva de geração eólica, por sua vez, possui uma diferença interessante ao comparar seu ponto de geração máxima em setembro e sua geração mínima em abril, sugerindo assim que há uma tendência de complementariedade maior ao somar com a curva de vazão natural da cascata. Em função disso e analisando as Figuras 63 e 65 é possível concluir que, ao longo dos meses, a geração EOL de Bons Ventos com a vazão afluente de Caconde, possui uma complementariedade pouco expressiva, onde ao comparar a área de não complementariedade representa um percentual de 26,5 para a EOL de Bons Ventos e 26,9% para a UFV de Tauá, demonstrando que a EOL de Bons Ventos complementa em torno de 1,5% melhor em uma operação híbrida ao comparar a mesma operação com a UFV de Tauá.

Realizando o estudo com foco nos meses secos (junho a outubro) o resultado se torna relevante, saindo de apenas 1,5% para 27% de complementariedade ao comparar a geração eólica de Bons Ventos com a geração Fotovoltaica de Tauá o que significa um aumento de aproximadamente 5,15% no nível de reservatório de Caconde neste período. Neste contexto é preciso focar a análise ao período que de fato traria maior complementariedade e um ganho

significativo através da geração híbrida em termos de ganho de segurança energética, ou seja, a geração no período de escassez hídrica.

Assumindo o apresentado acima e concluindo que para uma complementariedade mais satisfatória se faz necessário uma maior diferença entre a geração máxima e mínima da usina renovável e que sua geração máxima esteja dentre os meses de junho a novembro. A curva de geração de Biomassa, cujo combustível é o bagaço da cana, demonstra ser bem interessante, visto que o período de safra da cana-de-açúcar coincide com o período considerado seco para a geração hídrica.

Ao analisar a Figura 65 (complementariedade eólica) verifica-se que a área de não complementariedade de uma geração híbrida entre a eólica de Bons Ventos e hídrica (cascata do Rio Pardo) é de 26,5%. Quando comparada com a mesma área do gráfico na Figura 67 (complementariedade biomassa) nota-se que tal fatia representa 19,2% de não complementariedade, sem mencionar que a geração máxima de uma combinação hídrica e eólica se localiza no mês fevereiro. Para uma combinação com biomassa no mês de julho, período este de maior interesse do sistema, obtém-se assim um ganho de 27,5% ao comparar a hibridicidade das gerações de biomassa e eólica acrescidas da geração hídrica.

6. Conclusões

A proposta desta pesquisa foi avaliar a garantia física de maneira híbrida e cooperativa, mesclando diferentes fontes energéticas mesmo que em locais distintos de geração, diferentemente do que ocorre atualmente no SEB. O modelo apresentou resultados relevantes e que podem colaborar em revisões futuras da metodologia oficial para determinação da garantia física Oficial do Sistema Brasileiro.

Ao aplicar o modelo MA₂CG+ observou-se que as garantias físicas das usinas de uma mesma cascata em conjunto podem obter ganhos através de reduções de períodos de déficits. Isso porque usinas à fio d'água como Euclides da Cunha e Limoeiro, contempladas no estudo em questão, não atenderam ao critério de não atendimento à demanda com risco de 5% quando analisadas isoladamente. Já em uma operação de forma híbrida, a análise em cascata indica que em períodos críticos a geração de uma usina pode suprir a geração das demais que compõem a cascata, além de minimizar vertimentos, fazendo assim que a usina híbrida em cascata atenda os valores de não atendimento estipulado pelo SEB como um todo.

Em estudos mais profundos, este trabalho demonstrou que as garantias físicas das usinas de uma mesma cascata, analisadas de forma cooperativa e híbrida com as fontes renováveis, têm a possibilidade de obter ganhos de segurança energética. Esta análise indica que o nível de reservatório é mantido em média com maior armazenamento de energia potencial em períodos críticos de geração, principalmente para a combinação com a geração por térmica a biomassa.

Por um outro lado o estudo também demonstrou a necessidade de se rever questões de âmbito regulatório para garantir a atratividade de geradores de energia de todas as fontes de geração.

Além disso, a análise apresenta possibilidade de estudos futuros, onde através de uma geração híbrida entre geração hídrica e de biomassa, possa atingir os mesmos níveis de geração de GF com uma menor capacidade de armazenamento do reservatório em questão, tendo assim um ganho significativo na segurança energética, menor necessidade de áreas alagadas e um custo menor para investimentos em novas usinas hídricas de grande porte.

Algumas dificuldades foram encontradas na pesquisa:

- Em nenhum dos países pesquisados foi possível verificar metodologia de cálculo de Garantia física como aplicado no SEB.
- O conceito de Garantia física hidráulica fora do Brasil não se faz tão necessário, pois em grande parte do mundo o uso de usinas térmicas a carvão está na base de geração, porém o conceito de Garantia física para usinas renováveis é de extrema importância, pois a tendência mundial do aumento das mesmas é certa.
- Registros de dados históricos de vento, radiação solar e geração a partir da biomassa raramente chegam a dez anos de disponibilidade, o que quando comparado à quantidade de dados de vazão natural é ínfimo e implica em avaliações com diferentes situações históricas ou mesmo a necessidade de mesclas com dados históricos e dados estatísticos.

Neste estudo observou-se a inexistência de regulamentações, tanto em questões operativas como comerciais, as quais são necessárias para a complexidade que a hibridicidade exige, não somente no SEB, como também em outros países. É relevante observar a importância da academia ao fomentar novas possibilidades de estudos regulatórios.

Como visto no caso da China, investimentos massivos de energias renováveis intermitentes na matriz energética sem energia de base resultam em menor confiabilidade e energia firme ao sistema, porém quando operados em regimes híbridos, como observado nos estudos de caso realizados com a cascata do Rio Pardo, esta geração poderia ser considerada como geração de base devido à grande confiabilidade da geração híbrida, aumentando assim a garantia de energia firme ao sistema com os mesmos investimentos realizados para gerações isoladas. É claro que trata-se dos mesmos ativos de geração, mas muda-se a forma contábil de gerir os despachos, bem como a perspectiva de remuneração dos agentes de geração.

Como recomendações futuras a este trabalho propõe-se acrescentar ao modelo sistemas de baterias de grande porte e usinas reversíveis, bem como estudar o comportamento da complementaridade no sentido de “*curtailment*” das fontes híbridas.

Uma outra questão importante, como sugestão para novos estudos, é a avaliação do quanto a inserção de fontes intermitentes em sistemas eletroenergéticos deve ser combinada de forma que a geração de base consiga mitigar riscos operacionais como um todo e favorecer todos os agentes de geração de forma igualitária, ou seja, qual seria o “*blend*” ideal na geração de base.

7. Bibliografia

ABINEE, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA, 2012. Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. [Acesso em 15 agosto 2020].

ABNETT, K. European Commission analysing higher 45% renewable energy target for 2030. REUTERS, Brussels, April 2022. Disponível em: <https://www.reuters.com/world/europe/european-commission-analysing-higher-45-renewable-energy-target-2030-2022-04-20/>. Acesso em 14/09/2022.

AHLSTROM, M. et al. Hybrid Resources: Challenges, Implication, Opportunities and Innovation. IEEE Magazine. 2021

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 954, de 30 de novembro de 2021. Estabelece Regulamento das Usinas Híbridas e Associadas.

ANA, AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. World Business Council for Sustainable Development. CEBDS. Centro Empresarial Brasileiro Para o Desenvolvimento Sustentável. No Rumo da Mudança. Fatos e Tendências. Água. Brasília. 2009.

ANA, AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. Divisão hidrográfica – Divisão de bacias. Disponível em: <https://www.snirh.gov.br/portal/snirh-1/aceso-tematico/divisao-hidrografica>. Acesso em 04/11/2022.

ANA, AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2021. Informe anual. Brasília, 2018.

ARENA: AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY. Projects, 2022. Disponível em: <https://arena.gov.au/projects/?project-value-start=0&project-value-end=200000000&technology=hybrid>. Acesso em 18 de julho de 2022.

BELUCO, A.; Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica. Tese de doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001.

Bonneville Power Administration. Resource Adequacy Requirements: Reliability and Economic Implications, 2013. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/02-07-14-consultant-report.pdf>>. Acesso em: 14 de setembro de 2022.

BICALHO, RONALDO. Boletim Infopetro – Petróleo e gás Brasil, 2017.

BUSAIDI, A. S. Al; KAZEM, H. A.; AL-BADI, A. H. A review of optimum sizing of hybrid PV-Wind renewable energy systems in Oman. Renewable and Sustainable Energy Reviews, n. 53, p. 185-193, 2016.

CANAL ENERGIA. Uso de renováveis é caminho sem volta, aponta BP. Jornal Canal Energia, São Paulo, 14 Setembro 2020. Negócio e Empresas/ Empresas. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53147117/uso-de-renovaveis-e-caminho-sem-volta-aponta-bp#:~:text=O%20mundo%20caminha%20para%20um,no%20uso%20de%20fontes%20renov%C3%A1veis.&text=A%20escala%20da%20mudan%C3%A7a%20varia,aumentando%20para%2020%2D60%25>.

CAVADOS, G. A.; Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região nordeste. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2015.

CCEE, Camara de Comercialização de Energia Elétrica. Metodologia de preços. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_adf.ctrl-state=7xcqx6z4t_1&_afzLoop=139147034873338#!%40%40%3F_afzLoop%3D13914703487338%26_adf.ctrl-state%3D7xcqx6z4t_5. Acesso em: 04 de julho de 2020.

CCEE, Camara de Comercialização de Energia Elétrica. Mecanismo de Realocação de Energia. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afzLoop=143141966852036&_adf.ctrl-state=y mx2p6nq4_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D143141966852036%26_adf.ctrl-state%3Dymx2p6nq4_5. Acesso em: 29 de julho de 2020.

CEPEL, CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo. http://www.cepel.br/pt_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm. Acesso em 03 de novembro de 2019.

CEPEL, CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas do potencial eólico brasileiro 2013.

CHINA ENERGY PARTNERSHIP: China Energy Transition Status Report 2021. Disponível em: <https://www.energypartnership.cn/home/china-energy-transition-status-report-2021/>. Acesso em 18 de julho de 2022.

CNRH, CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICOS. Resolução CNRH nº32 de 2003. Disponível em: <<http://www.cnrh.gov.br/divisao-hidrografica-nacional/74-resolucao-n-32-de-15-de-outubro-de-2003/file>>

CHOONG-KYO, H. Assessing the Impacts of Capacity Mechanisms on Generation Adequacy With Dynamic Simulations. IEEE Transactions on Power Systems, 2011.

CUERVO, F. I. Wind power reliability valuation in a Hydro-Dominated power market: The Colombian case. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 57, May 2016.

CUSTÓDIO, R.S.; ENERGIA EÓLICA PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2ª Ed, 2013.

DALWADI, P. G.; MEHTA, C. R. “feasibility study of solar-wind hybrid power system. In: International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, 2012.

v. 2, p. 125–128.

DENT, C. J.; Simplified methods for renewable generation capacity credit calculation: A critical review, IEEE, 2010.

DE OLIVEIRA, Anderson Ramos; BRAGA, Marcos Brandão; SANTOS, Bruno Leonardo Santana. Produção de biomassa de cana-de-açúcar no vale do São Francisco. Energia na agricultura, 2014.

DURING FO, F.A., BELUCO, A., ROSSINI, E.G., DE SOUZA, J., 2018. Influence of time complementarity on energy storage through batteries in hydro PV hybrid energy system.

Comput. Water, Energy Environ. Eng.

EMBRAPA, Potencial da bioeletricidade no Brasil: uso da biomassa da cana-de-açúcar como energia alternativa e complementar, 2016. IBERIAN CONFERENCE ON RURAL STUDIES, 11., 2016, Vila Real. Smart and inclusive development in rural areas: book of proceedings. Vila Real: SPER, 2016. p. 78-83.

ENERGYNAUTICS: Successful 6th Hybrid Power Systems Workshop, 2022. Disponível em: <https://energynautics.com/en/successful-hybridworkshop/>. Acesso em 21/07/2021

EPE, EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Nota técnica EPE-DEE-NT-084/2020-r0. Data: 16 de dezembro de 2020. Garantia física de usinas associadas. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-540/NT-EPE-DEE-084-2020_GF_usinas_associadas_r1.pdf. Acesso em 14/06/2022.

EPE, EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Balanço Energético Nacional, 2022. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022f>. Acesso em 28/06/2022.

EPE, EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Metodologia de Cálculo da Garantia física das Usinas. EPE-DEE-RE-099/2008 – r0, Brasília, 2008.

EPE, EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Usinas Híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Rio de Janeiro, 2018.

EPE, EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Garantia física, 2017 <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/garantia-fisica>. Acesso em: 01 junho 2020.

EPE, EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Garantia física Empreendimentos Termelétricos. N° EPE-DEE-RE-067/2021-r, 2021.

FAPESP – FUNDAÇÃO DE APOIO A PESQUISA. Para aproveitar o Sol

Estudo indica áreas favoráveis para explorar a energia solar no Brasil. Revista Pesquisa Fapesp. São Paulo, 2017.

FONSECA, M. N. Proposta para configuração ótima de Projetos Híbridos Isolados de geração de energia. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá., Itajubá, 2017.

FONSECA, P. C.; Uma alternativa aos Modelos NEWAVE e DECOMP por meio da Aplicação de Técnicas de Inteligência Artificial. 2013. 78 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE, T. A.; ALBUQUERQUE J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Niterói: EDUFF, 1990.

FRANCATO, A. L.; Contribuição ao Estudo das Propriedades Ótimas na Operação de Sistemas Hidroelétricos. Dissertação de Mestrado – FEC-Unicamp, Campinas. 1997.

FRANCATO, A. L.; Determinação de Soluções Ótimas Cooperativas no Planejamento da Operação de Sistemas de Geração de Energia Hidroelétrica por meio da Teoria dos Jogos. Tese de Livre Docência – FEC-UNICAMP, Campinas, 2013

GASH, R.; TWELE J.; Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation, Solarpraxis AG, Alemanha, 2011.

GE, G. E.; Hybrid Solutions brochure, 2017

GOOGLE. Google Maps. Ano 2020 Nota (UHE Caconde). Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/Usina+Hidrel%C3%A9trica+Caconde/@-21.572363,-46.6243416,15z/data=!4m2!3m1!1s0x0:0x21f1b6a86d53e33d?sa=X&ved=2ahUKEwif0JCG2absAhWpILkGHfslDi4Q_BIwCnoECBIQBQ>. Acesso em: 20 agosto 2020.

GOOGLE. Google Maps. Ano 2020 Nota (UHE Euclides da Cunha). Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/Usina+Hidrel%C3%A9trica+Euclides+da+Cunha/@-21.6023264,-46.9490197,15z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0xe27b130bd4ca51b6!8m2!3d-21.6023264!4d-46.9490197>. Acesso em: 20 agosto 2020.

GOOGLE. Google Maps. Ano 2020 Nota (UHE Limoeiro). Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/UHE+Limoeiro/@-21.6251259,->

47.0088323,15z/data=!4m2!3m1!1s0x0:0xa8ed1655c556c2af?sa=X&ved=2ahUKEwjHxMnJ2absAhUaCrkGHTJACGIQ_BIwCnoECA8QBQ. Acesso em: 20 agosto 2020.

GOMES, F. D. et al. Processo de obtenção de álcool de segunda geração a partir de material lignocelulósico. Blucher Chemical Engineering Proceedings, 2017.

GREGORY, P. A., L. J. RIKUS. Validation of the Bureau of Meteorology's global, diffuse, and direct solar exposure forecasts using the ACCESS numerical weather prediction systems. J. Appl. Meteor. Climatol., 55, 595–619, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-15-0031.1>.

GURTLER, K; et al. The dismantling of renewable energy policies: The cases of Spain and the Czech Republic. Energy Policy. Volume 133, October 2019.

GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind Report 2022. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-GLOBAL-WIND-REPORT-2022.pdf>, Acesso em: 28 de junho de 2022.

HALLACK, M. The role of regulatory learning in energy transition: the case of solar PV in Brazil. Milan, Italy: Center for Research on Energy and Environmental Economic and Policy (IEFE), Bocconi University, April, 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/CQ4hmt>>.

HREINSSON, E. B. y BARROSO, L. Defining Optimal Production Capacity in a Purely Hydroelectric Power System, IEEE 2nd International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies Hong Kong, China, 2006.

INDIA: National Wind-Solar Hybrid Policy. Ministry of New and Renewable Energy, Government of India, 2018.

INMET, INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Dados Meteorológicos. www.inmet.gov.br/htm/rede_obs.php. Acesso em 10 agosto 2020.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Key World Energy Statistics 2016. International Energy Agency. <http://www.iea.org>.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Snapshot of Global PV Markets 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/articles/renewables-2021-data-explorer?mode=market®ion=World&publication=2021&product=PV>. Acesso em: 28/06/2022.

IEMA, INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE - Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico. São Paulo, 2016.

IPEA, INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico. Rio de Janeiro, 2020.

IRENA, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Installed renewable electricity capacity, 2021. Disponível em: https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/RECAP_2022_cycle1.px/. Acesso em 28/06/2022.

JOERGENSON, J.; AWARA, S.; STEPHEN, G.; MAI, T. "Comparing Capacity Credit Calculations for Wind: A Case Study in Texas". National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. 2021.

JOSELIN, H.G.M., INIYAN S., SREEVALSAN E. and RAJAPADIAN S.; *Renew. Sustain. Energ. Rev.* 11, 1117 (2007).

JURASZ, J.; A review on the complementarity of renewable energy sources: concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, 2020.

KEPING ZHU et al. Capacity-Credit Evaluation of Renewable Energy Power in Jiaying City based on Monte-Carlo Simulation. International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2021.

KLIMSTRA, J., HOTAKAINEN, M.; *Smart Power Generation: The Future of Electricity Production*. Vaasa, Finlândia: Editora Arkmedia, 2011. 4ª Edição. Editor: Samu Mielonen.

KLONARI, V. et al.; Exploring the Viability of Hybrid Wind-Solar Power Plants. International Hybrid Power Systems Workshop, Greece, 2019.

LAURENS, D. V. y Petra, H. *The Impact of Electricity Market Design upon Investment under Uncertainty: The Effectiveness of Capacity Mechanisms*, Utilities Policy, 2008.

LENNART, S., *Analysis of Pricing and Volumes in Selective Capacity Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, 2010.

LOPES, J. E. G.; Otimização de Sistemas Hidroenergéticos. Dissertação (Mestrado) – EPUSP-PHD, São Paulo, 2001.

LOSEKANN, L. D.; Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios. Blog Infopetro, 12 ago. 2013. Disponível em: <<https://goo.gl/caQGdw>>.

LUNA-RUBIO, R. et al. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. Solar Energy, 2012.

MACEDO, B.C et al.; Estudos dos Impactos no MUST e da Garantia física no Desenvolvimento de Parque Híbridos. Tese de Doutorado. Escola Politécnica da USP. São Paulo, 2019.

MACHADO. C. T; MIRANDA, F. S. Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão. Revista virtual de química. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, 2015.

MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A. e PEREIRA, E.B.; O aproveitamento da energia eólica. Rev. Bras. Ensino Fís. [online]. 2008, vol.30, n.1.

MARTINS, F.R.; ABREU, S.L.; PEREIRA, E.B. Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. Energy Policy, 2020.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004. Define, nos termos do parág. 2º do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da Garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, bem como aprova a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da Garantia física das usinas do Sistema Interligado Nacional – SIN. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasil, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 18 nov. 2004. Seção 1, p.1.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 406, de 16 de outubro de 2017. Estabelece os Fatos Relevantes e a Metodologia para a Revisão Extraordinária dos Montantes de Garantia física de Energia de Usina Hidrelétrica Despachada Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Portaria nº 258, de 28 e julho de 2008. Define a metodologia de cálculo da Garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Portaria nº 101, de 22 de março de 2016. Tem a metodologia de cálculo de Garantia físicas de unias eólicas alterada somente no que diz respeito à consideração das perdas elétricas e do consumo interno, não se alterando a essência do cálculo.

MOREIRA JÚNIOR, O.; SOUZA C. C.; FRAINER, D. M. Uso de diferentes bases de dados de irradiação solar na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. Agrometeoros, Passo Fundo, 2020.

MINGYANG SMART ENERGY. Leading innovation: MingYang Smart Energy launches MySE 16.0-242, the world's largest offshore Hybrid Drive wind turbine, 2021. Disponível em: <http://www.myse.com.cn/en/jtxw/info.aspx?itemid=825>.

MILOCHI, V. F. L.; Avaliação alternativa da Garantia física em usinas hidroelétricas por meio de modelos de otimização para o planejamento da operação. Dissertação de Mestrado, UNICAMP. Campinas, 2016.

OSLNERGMLN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Resolución de Concejo Directivo - OsInergmIn 036 2015 OS/CD, Perú, 2015.

PAIVA, L.F.; Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: Uma análise das sinergias e complementariedades. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica de São Paulo – USP. 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p. ISBN 978-85-17-00090-4. IBI: <8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Disponível em: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>.

PEREZ-ARRIAGA, I. J., 2011. General Framework, Managing Large scale penetration of intermittent renewables, MIT. Available at: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2012/03/MITEI-RP-2011-001.pdf>.

PÉREZ NAVARRO, A. P. et al. Experimental verification of hybrid renewable systems as feasible. Renewable Energy, n. 86, p. 384-391, 2016.

POLO, J. et al. Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets. Solar Energy, 2015.

PORTAL SOLAR. A Energia Solar no Mundo. São paulo, 2019. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-no-mundo>.

PINHO J. T.; et. al. Sistemas Híbridos – Soluções Energéticas para a Amazônia. Dissertação de Mesrado — Ministério de Minas e Energia., Brasília., 2008.

ONS, Operador Nacional do Sistema ELÉTRICO, Plano da Operação Energética 2020-2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf. Acesso em 28 de junho de 2022.

ONS, Operador Nacional do Sistema ELÉTRICO. Plano da Operação O que é o ONS, 2004. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em 28 de junho de 2022.

OSORNO-CARDONA et. al. Methodology for the stimation of Firm Energy through Desacopled Hidrical Synthetic Series. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia. Medellín – Colombia, 2018.

OSTI.GOV: OFFICE OF SCIENTIFIC AND TECHNICAL INFORMATION. Hybrid Power Plants: Status of Installed and Proposed Projects, 2021. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1644289>. Acesso em 18 de julho de 2022.

SILVA, E. I. Formação de Preço em Mercados de Energia Elétrica. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SILVA, M.D.I. et al. Geração de energia elétrica a partir da biomassa: uma aplicação do bagaço da cana de açúcar. Revista Multidisciplinar do Sertão. Jul-Set, 2021.

SIMOGLOU. C.K. *et. al.* Evaluation of the capacity credit of RES: The Greek case. 2013 IEEE Grenoble Conference.

SIRIN, S. M. et. al. How do variable renewable energy technologies affect firm-level day-ahead output decisions: Evidence from the Turkish wholesale electricity market. Energy Economics. Volume 112. August, 2022.

SOITO, J. L. S.; FREITAS, M. A. V. Usos Multiplos da água. Revista Conjuntura Econômica. Boletim Energético FGV. Maio, 2009.

SOLAR POWER EUROPE. Global Market Outlook for solar power 2022-2026. Disponível em: <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlooks/global-market-outlook-for-solar-power-2022>. Acesso em 25/06/2022.

STRANGUETO, K.M. Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas. Tese de Doutorado. Planejamento de Sistemas de Energéticos. Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas, 2016.

TAYLOR, D. Renewable Energy: Power for a Sustainable Future, 2 edição, 2004.

TINA, G.; GAGLIANO, S.; RAITI, S.. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment. Solar Energy, n. 80, p. 578-588, 2006.

TRAJANO, S. V.. Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil. Tese de Doutorado, 2010, UFSC.

TUBELIS, A. N., E.J.L.; Meteorologia descritiva – fundamentos e aplicações brasileiras, Livraria Nobel, 1 edição, 1984.

UNICA, União da Indústria de Cana-de-açúcar. BOLETIM. Disponível em: <<https://www.unica.com.br/wp-content/uploads/2019/06/Numeros-da-Bioeletricidade-em-2018-UNICA.pdf>> Acesso em: 13 de maio de 2022.

YAGI, G.D., Programação Dinâmica Aplicada ao Cálculo da Energia Firme de Usinas Hidrelétricas, Universidade Federal de Juiz de Fora, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2012

YANG, H.; LU, L.; ZHOU, W. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. Solar Energy, n. 81. p. 76-84, 2009.

XU, L. et al. An improved optimal sizing method for wind-solar-battery hybrid power system. IEEE Transactions on Sustainable Energy. jul, 2013.

ZAPA, W.; Analysing the potencial of integrating wind and solar power in europe using a spatial optimisation under various scenarios. Renewable and Sustainable energy Reviews, Netherlands, 2018.

ZAMBON, R. C. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

ZANFELICE, F. R. Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica. 2007. Dissertação de mestrado (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

ZUNIGA, C.P.; Estudo da Garantia física Híbrida de Usinas Hidroelétricas em Conjunto com Usinas Solares Fotovoltaicas. Trabalho Final de Curso, UNICAMP. Campinas, 2018.

WINDEUROPE. Our energy, our future, 2019. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Our-Energy-Our-Future.pdf>.