

**Universidade de Brasília – UnB**  
**Faculdade UnB Gama – FGA**  
**Engenharia de Energia**

**Avaliação da Complementaridade Energética dos Regimes  
Hidrológico e Solar para agentes participantes do Mecanismo  
de Realocação de Energia (MRE)**

**Autor: Rebeqa Passos Gomes**

**Orientador: Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita**

**Brasília, DF**

**2021**



Rebeka Passos Gomes

**Avaliação da Complementaridade Energética dos Regimes  
Hidrológico e Solar para agentes participantes do Mecanismo  
de Realocação de Energia (MRE)**

Monografia submetida ao curso de graduação  
em Engenharia de Energia da Universidade de  
Brasília, como requisito parcial para obtenção  
do Título de Bacharel em Engenharia de Ener-  
gia.

Universidade de Brasília – UnB

Faculdade UnB Gama – FGA

Orientador: Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita

Coorientador: Fabiola Sena, D.Eng.

Brasília, DF

2021

---

Rebeka Passos Gomes

Avaliação da Complementaridade Energética dos Regimes Hidrológico e Solar para agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)/ Rebeka Passos Gomes. – Brasília, DF, 2021-

77 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade UnB Gama – FGA , 2021.

1. Complementaridade energética. 2. Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.  
I. Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Avaliação da Complementaridade Energética dos Regimes Hidrológico e Solar para agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

CDU 02:141:005.6

---

Rebeka Passos Gomes

**Avaliação da Complementaridade Energética dos Regimes Hidrológico e Solar para agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

---

**Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita**  
Orientador

---

**Prof.**  
Fabiola Sena

---

**Prof.**  
Rafael Amaral Shayani

Brasília, DF  
2021

# Agradecimentos

A Deus, pela força e amor depositados sobre minha vida. Aos meus pais, Pedro e Delma, por terem tamanha confiança no meu futuro, apoiar todos os meus sonhos e pelo amor incondicional. A minha irmã, Sarah, por ser minha companheira fiel e melhor amiga. Aos meus irmãos, Fatinha e Pablo, e meu tio Adelmo pelo carinho e apoio. Ao meu namorado, Davi, por acreditar no meu potencial e sempre estar ao meu lado nos momentos de ansiedade durante a realização deste trabalho. Ao Heitor e Henrique, que trouxeram com o nascimento deles este ano mais alegria e amor à família.

Às minhas sócias e amigas, Fabiola e Nathália, pelo companheirismo, momentos e aprendizados compartilhados ao longo desse ano. Ao Amon e João, pelas orientações e amizade. Aos meus amigos, Kilmer e Beatriz, pelo companheirismo e aprendizados compartilhados. Às Conversas Energéticas e minhas queridas mentoras, Ângela e Nyanne, pelo apoio, conselho e amizade. Ao Professor Jorge Cormane pelos direcionamentos que tornaram a realização deste trabalho possível, por estar sempre disponível a me ajudar e pelos incentivos e paciência ao longo deste ano atípico. À Universidade de Brasília - UnB por todo aprendizado ao longo da formação. E a todos que, de alguma forma, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

*"Se as coisas são inatingíveis... ora!  
Não é motivo para não querê-las...  
Que tristes os caminhos, se não fora  
A presença distante das estrelas!"  
(Mário Quintana)*

# Resumo

Usinas híbridas são peças fundamentais para o desenvolvimento da exploração da complementaridade entre os recursos energéticos por ser uma opção de otimização dos sistemas de produção, mitigação dos impactos da variabilidade associadas às fontes renováveis intermitentes e uso mais eficiente da infraestrutura de transmissão e do local disponível. O presente trabalho buscou avaliar a complementaridade temporal entre os recursos hídrico e solar por meio dos coeficientes de correlação de *Pearson* e propor uma metodologia de dimensionamento de sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico). Para isso, teve como base às expectativas de variação do GSF e os novos critérios para a sazonalização da garantia física para fins de alocação de energia no MRE estabelecidas pela Resolução nº 899/2020. Os resultados obtidos indicam que os coeficientes de correlação de *Pearson* não são adequados para a análise de relação complementar entre os regimes diários de vazão afluente e irradiação global, todavia, devido ao comportamento das vazões e de irradiação global, não deve ser descartada a suposição de associação. A solução proposta pode ser considerada uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Entretanto, infere-se que, devido à dinamicidade das mudanças regulatórias e aos altos valores de potência necessários a cobrir as exposições no MCP, aos quais sugerem altos investimentos dos empreendimentos, a proposta pode ser inviável. Apesar dos benefícios intrínsecos a uma geração híbrida solar-sidrelétrica local, a tipologia portfólios comerciais de usinas híbridas aparenta ser mais adequada para uma estratégia de gestão de riscos de preços de curto prazo por envolver apenas uma relação comercial-contratual, sem obrigatoriedade de proximidade física.

**Palavras-chave:** sistema híbrido, complementaridade, MRE, solar fotovoltaica flutuante, gestão de riscos.

# Abstract

Hybrid plants are essential for the development of the exploitation of complementarity between energy resources as they are an option for optimizing production systems, mitigating the impacts of variability associated with intermittent renewable sources and more efficient use of the transmission infrastructure and the available location . The present work aimed to evaluate the temporal complementarity between water and solar resources through the Pearson correlation coefficients to propose a methodology for sizing hybrid systems (water - Solar photovoltaic). For this, it was based on the GSF variation expectations and the new criteria for the seasonalization of the physical guarantee for the purposes of energy allocation in the MRE established by Resolution n° 899/2020. The results obtained indicate that the Pearson correlation coefficients are not suitable for the analysis of the complementary relationship between the daily regimes of influent flow and global irradiation, however, due to the behavior of flows and global irradiation, the assumption of association should not be discarded. The proposed solution can be considered a protection against financial exposures arising from GSF scenarios. However, it is inferred that, due to the dynamism of regulatory changes and the high power values necessary to cover the exposures in the MCP, which suggest high investments by the projects, the proposal may be unfeasible. Despite the intrinsic benefits of a local solar-hydroelectric hybrid generation, the commercial portfolios typology of hybrid plants appears to be more suitable for a strategy for managing short-term price risks as it involves only a commercial-contractual relationship, without the obligation of physical proximity .

**Key-words:** hybrid system, wind, solar, complementarity, curtailment.



# Lista de ilustrações

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Performance histórica do MRE. . . . .  | 16 |
| Figura 2 – Perfil histórico de sazonalização versus geração do MRE. . . . .   | 17 |
| Figura 3 – Pluralidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. . . . .   | 23 |
| Figura 4 – Média mensal do PLD por submercado. . . . .  | 25 |
| Figura 5 – Processo de sazonalização e modulação da garantia física de uma usina. . . . .   | 28 |
| Figura 6 – Cenários do MRE. . . . .   | 30 |
| Figura 7 – Ilustração de uma complementaridade perfeita ao longo do tempo entre duas fontes energéticas. . . . .  | 33 |
| Figura 8 – Tipologias de arranjos de usinas. . . . .  | 35 |
| Figura 9 – Arquitetura geral de um sistema de energia híbrida. . . . .  | 40 |
| Figura 10 – Localização geográfica das estações automáticas, do Instituto Nacional de Meteorologia (Inmet), e das estações fluviométricas, de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), consideradas neste trabalho. . . . . | 48 |
| Figura 11 – Coeficientes de correlação de Pearson entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para as usinas selecionadas. . . . .  | 53 |
| Figura 12 – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Salto Santiago. . . . .   | 56 |
| Figura 13 – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Furnas. . . . .   | 56 |
| Figura 14 – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Cana Brava. . . . .   | 57 |
| Figura 15 – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Sobradinho. . . . .   | 57 |
| Figura 16 – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Tucuruí. . . . .  | 58 |
| Figura 17 – Curva de Sazonalização realizada <i>versus</i> Sazonalização obtida com a aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN nº 899/2020 para UHE Tucuruí. . . . .  | 60 |
| Figura 18 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF. . . . .   | 61 |
| Figura 19 – Comparativo dos montantes liquidados no MCP. . . . .  | 61 |
| Figura 21 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Salto Santiago. . . . .   | 73 |
| Figura 20 – Resultados da UHE Salto Santiago após a aplicação dos Limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. . . . .  | 74 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 23 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Furnas. . . . .  | 74 |
| Figura 22 – Resultados da UHE Furnas após a aplicação dos Limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. . . . .     | 75 |
| Figura 25 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Cana Brava. . . . .  | 75 |
| Figura 24 – Resultados da UHE Cana Brava após a aplicação dos Limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. . . . . | 76 |
| Figura 27 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Sobradinho. . . . .  | 76 |
| Figura 26 – Resultados da UHE Sobradinho após a aplicação dos Limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. . . . . | 77 |

# Lista de tabelas

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Matriz Elétrica Brasileira. . . . .  | 19 |
| Tabela 2 – Distribuição das bacias hidrográficas no SIN. . . . .  | 22 |
| Tabela 3 – Principais pontos que diferem as tipologias para integração de fontes de energia. . . . .                  | 34 |
| Tabela 4 – Sinergia e complementaridade em diferentes arranjos de sistemas híbridos de energia. . . . .               | 41 |
| Tabela 5 – Fatores de capacidade FVF mensais para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. . . . .                          | 42 |
| Tabela 6 – Usinas selecionadas para o estudo de caso. . . . .   | 46 |
| Tabela 7 – Interpretação do coeficiente de correlação de Pearson. . . . .   | 49 |
| Tabela 8 – Coeficientes de correlação de Pearson entre os dados médios de Vazão Afluente e Irradiação Global. . . . . | 53 |
| Tabela 9 – Comparativo dos impactos financeiros. . . . .  | 62 |
| Tabela 10 – Estimativa da produção de energia e da área ocupada da FVF. . . . .                                       | 63 |
| Tabela 11 – Estações automáticas do Inmet selecionadas. . . . .   | 72 |
| Tabela 12 – Estações fluviométricas do ONS selecionadas. . . . .  | 72 |

# Lista de abreviaturas e siglas

|       |   |
|-------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica;                         |
| ACL   | Ambiente de Contratação Livre;                                |
| ACR   | Ambiente de Contratação Regulada;                             |
| AIR   | Análise de Impacto Regulatório;                               |
| CAPEX | Capital Expenditure;  |
| UGH   | Central Geradora Híbrida;                                     |
| CEPEL | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;                      |
| CCEE  | Comercialização de Energia Elétrica;                          |
| CNPE  | Conselho Nacional de Política Energética;                     |
| CNRH  | Conselho Nacional de Recursos Hídricos;                       |
| CCEAL | Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre;    |
| CCEAR | Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado; |
| CCGF  | Contratos de Cota de Garantia Física;                         |
| CCEN  | Contratos de Cotas de Energia Nuclear;                        |
| CMO   | Custo Marginal de Operação;                                   |
| CVU   | Custo Variável Unitário;                                      |
| CSP   | Energia solar concentrada;                                    |
| EPE   | Empresa de Pesquisa Energética;                               |
| ENA   | Energia Natural Afluente;                                     |
| FC    | Fator de capacidade;  |
| GSF   | Generation Scaling Factor (Fator de Ajuste do MRE);           |
| INMET | Instituto Nacional de Meteorologia;                           |

|         |   |
|---------|---|
| MRE     | Mecanismo de Realocação de Energia;                               |
| OTC     | Mercado de Balcão;  |
| MCP     | Mercado de Curto Prazo;   |
| MME     | Ministério de Minas e Energia;                                    |
| MUSD    | Montante de Uso do Sistema de Distribuição;                       |
| MUST    | Montante de Uso do Sistema de Transmissão;                        |
| MWp     | Megawatt pico;  |
| ONS     | Operador Nacional do Sistema;                                     |
| PCHs    | Pequenas Centrais Hidrelétricas;                                  |
| PDE     | Plano Decenal de Expansão de Energia;                             |
| PLD     | Preço de Liquidação das Diferenças;                               |
| PLDh    | Preço de Liquidação das Diferenças horário;                       |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica; |
| SEB     | Setor Elétrico Brasileiro;  |
| SAR     | Sistema de Acompanhamento de Reservatórios;                       |
| SIGA    | Sistema de Informações de Geração da ANEEL;                       |
| SIN     | Sistema Interligado Nacional;                                     |
| SEP     | Sistemas Especiais de Proteção;                                   |
| FVF     | Solar Fotovoltaica Flutuante;                                     |
| TEO     | Tarifa de Energia de Otimização;                                  |
| UHE     | Usina Hidrelétrica;   |

# Sumário

|            |   |           |
|------------|---|-----------|
| <b>1</b>   | <b>INTRODUÇÃO</b>   | <b>15</b> |
| <b>1.1</b> | <b>Contexto</b>   | <b>15</b> |
| <b>1.2</b> | <b>Objetivo Geral</b>   | <b>17</b> |
| 1.2.1      | Objetivos Específicos   | 18        |
| <b>1.3</b> | <b>Organização do Trabalho</b>  | <b>18</b> |
| <b>2</b>   | <b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>  | <b>19</b> |
| <b>2.1</b> | <b>Desenho de Mercado do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)</b>                                | <b>19</b> |
| 2.1.1      | Complementaridade entre os regimes hidrológicos das bacias hidrográficas                    | 20        |
| 2.1.2      | Despacho Centralizado   | 23        |
| 2.1.3      | Preço do mercado <i>spot</i>  | 24        |
| 2.1.4      | Comercialização de Energia Elétrica no Brasil   | 25        |
| 2.1.4.1    | Ambiente de Contratação Regulada (ACR)  | 26        |
| 2.1.4.2    | Ambiente de Contratação Livre (ACL)   | 26        |
| 2.1.5      | Garantia Física   | 27        |
| 2.1.6      | Mercado de Curto Prazo (MCP)  | 28        |
| <b>2.2</b> | <b>Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)</b>   | <b>29</b> |
| <b>2.3</b> | <b>Descrição de Sistemas Híbridos de Energia</b>  | <b>30</b> |
| 2.3.1      | Complementaridade Energética  | 32        |
| 2.3.2      | Tipologias de arranjos de usinas  | 32        |
| 2.3.3      | Vantagens de Sistemas Híbridos de Energia   | 36        |
| 2.3.4      | Desvantagens de Sistemas Híbridos de Energia  | 37        |
| 2.3.5      | Limitações de Sistemas Híbridos de Energia  | 38        |
| 2.3.6      | Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) Horário e Sistemas Híbridos                        | 39        |
| <b>2.4</b> | <b>Projetos e Arranjos de Sistemas Híbridos de Energia</b>                                  | <b>40</b> |
| 2.4.1      | Geração Híbrida Solar-Hidrelétrica  | 42        |
| <b>3</b>   | <b>METODOLOGIA</b>  | <b>45</b> |
| <b>3.1</b> | <b>Etapa I: Aquisição de Dados</b>  | <b>46</b> |
| 3.1.1      | Escolha das usinas  | 46        |
| 3.1.2      | Coleta de Dados   | 47        |
| <b>3.2</b> | <b>Etapa II: Quantificação da complementaridade entre a disponibilidade hídrica e solar</b> | <b>48</b> |

|       |  |           |
|-------|--|-----------|
| 3.2.1 | Correlação de Variáveis . . . . .  | 49        |
| 3.3   | <b>Etapa III: Dimensionamento de sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico) . . . . .</b> | <b>50</b> |
| 4     | <b>RESULTADOS E DISCUSSÃO . . . . .</b>  | <b>51</b> |
| 4.1   | Quantificação da complementaridade entre a disponibilidade hídrica e solar . . . . .             | 51        |
| 4.2   | Dimensionamento de sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico) .                           | 58        |
| 5     | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>  | <b>65</b> |
|       | <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>   | <b>66</b> |
|       | <b>APÊNDICES . . . . .</b>   | <b>71</b> |
|       | <b>APÊNDICE A – ESTAÇÕES DE COLETA DE DADOS . . . . .</b>  | <b>72</b> |
|       | <b>APÊNDICE B – RESULTADOS GRÁFICOS DA APLICAÇÃO DOS LIMITES DE SAZONALIZAÇÃO . . . . .</b>      | <b>73</b> |

# 1 Introdução

A diversidade e complementaridade hidrológica entre as bacias ao longo das regiões do Brasil favorece a integração eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN) e também se configura como um dos motivos principais para a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), um mecanismo financeiro de compartilhamento de risco hidrológico entre todas as usinas hidrelétricas participantes. A otimização do uso de recursos hídricos pode ser feita a partir da associação de usinas hidráulicas com a tecnologia solar fotovoltaica flutuante (FVF), que possuem estimativas de crescimento elevadas em razão do desenvolvimento da tecnologia e redução de custos dos módulos fotovoltaicos.

Para isso, a regulamentação de usinas híbridas se torna peça fundamental para o desenvolvimento da exploração da complementaridade entre os recursos energéticos por ser uma opção de otimização dos sistemas de produção, mitigação dos impactos da variabilidade associadas às fontes renováveis intermitentes e uso mais eficiente da infraestrutura de transmissão e do local disponível. Por ser uma inovação para o sistema regulatório brasileiro, empreendimentos híbridos ainda possuem fatores limitantes, tanto regulatórios quanto operacionais, para a implementação de seus projetos no Sistema Interligado Nacional (SIN). Estes fatores são temas que estão sendo discutidos no cenário atual pelas instituições responsáveis pela operação e regulamentação do setor elétrico.

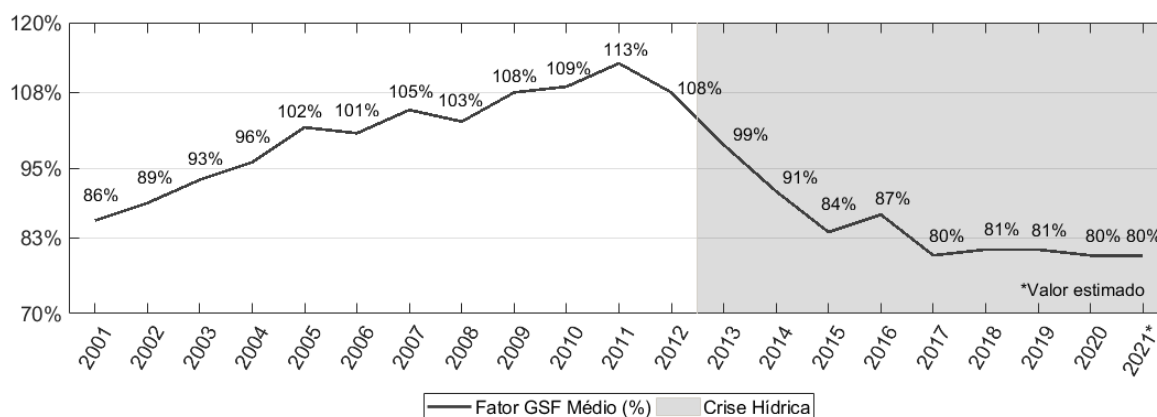
Assim sendo, devido a hibridização de fontes ser um tema relevante, pouco estudado e com pouca experiência internacional, este trabalho se fundamenta no contexto de sistemas híbridos de energia baseados em fontes complementares a fim de trazer um diferencial de negócio, por meio da diversificação do portfólio de geração com outras fontes e otimizar os sistemas de produção, com foco no potencial complementar entre as disponibilidades energéticas das fontes hídrica e solar.

## 1.1 Contexto

Desde de 2014 o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) tem apresentado valores de GSF inferiores a 100%, como mostrado na figura 1, o que levou à exposição de muitos proprietários de usinas hidrelétricas à valores de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) bem elevados devido a sua sensibilidade à expectativa de aflúências, pois nos últimos sete anos, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram valores inferior à média histórica, o que signifca dizer que os reservatórios das hidrelétricas captaram um volume de



água também abaixo da média. Este tem sido considerado o pior histórico de fluências para o Sistema Interligado Nacional (SIN) desde 1930 (início dos registros de histórico de vazões) (EPE, 2021a; ONS, 2021d; CCEE, 2019).

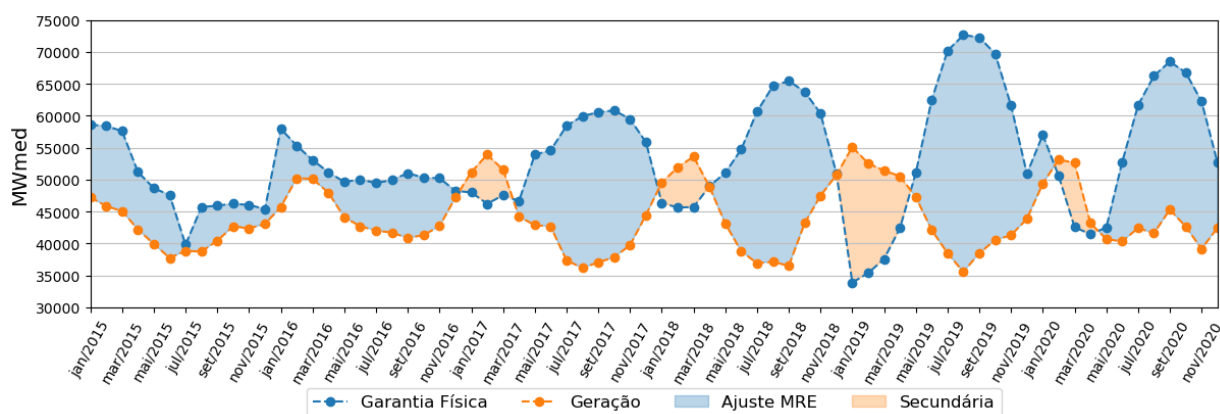


**Figura 1** – Performance histórica do MRE. Fonte: (ENERGIA, 2021), modificado pela autora.

Este cenário severo observado a partir de 2014 gerou grandes prejuízos a muitos agentes hidrelétricos participantes do MRE, pois a geração do MRE continuava abaixo de sua garantia física, e muitos deles questionaram judicialmente. Por consequência, as liquidações financeiras das operações realizadas pela Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foram travadas e a inadimplência cresceu, retendo montantes que chegaram a quase R\$ 8,7 bilhões (CCEE, 2020; GESEL, 2020). A judicialização do GSF (Ajuste do MRE), como o tema ficou conhecido, paralisou o mercado do setor elétrico.

Um dos fatores que explicam os valores de GSF abaixo de 100% é a mudança no perfil da sazonalização para fins do MRE, que se trata de um processo associado à estratégia comercial dos agentes, nos últimos anos. Percebe-se que, pela figura 2, até 2016 a sazonalização seguia o perfil de geração do MRE, e a partir de 2017 os agentes começam a fazer uma sazonalização mais agressiva, alocando grande quantidade no período seco, em que há menor geração hidráulica. Esse deslocamento entre a sazonalização das usinas do MRE e a geração efetiva provoca exposições ao MCP no período seco que, como comentado anteriormente, possui a característica de ter valores de PLD elevados (GESEL, 2020). Devido aos fatos expostos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou a Resolução nº 899/2020, que propõe mudanças regulatórias referentes às regras de sazonalização da garantia física para fins do MRE previstas a partir do ano de 2022.

Paralelo a isso, as adequações regulatórias e os desafios intrínsecos à inserção de usinas híbridas perante às normas atuais estão sendo debatidos no setor elétrico, pode-se citar o (i) o Grupo de Trabalho (GT), instaurado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) através da Portaria nº 187 de 04/04/2019, para elaborar orientações e propostas da Modernização do Setor



**Figura 2** – Perfil histórico de sazonalização versus geração do MRE. Fonte: (ENERGIA, 2021), modificado pela autora.

Elétrico. Dentre os 14 grupos temáticos tratados, tem-se o de “inserção das novas tecnologias” e no âmbito das tecnologias consideradas, há as usinas híbridas (GT, 2019; SENADO, 2018); e (ii) as Consultas Públicas nº 14/2019, para a formulação de proposta de regulamentação de usinas híbridas, e 61/2020, para obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório (AIR) acerca do tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas, realizadas pela ANEEL (ANEEL, 2019).

Em relação à associação com usinas hidrelétricas participantes do MRE, a proposta discutida na primeira fase da Consulta Pública nº 61/2020 proibia a constituição de centrais geradoras híbridas ou associadas com usinas participantes desse mecanismo, devido sua complexidade e dos possíveis impactos que a hibridização poderia trazer para o MRE. Entretanto, esse ponto foi muito questionado no âmbito da consulta pública. Nesse sentido, optou-se por permitir a hibridização com usinas participantes do MRE desde que as garantias físicas e as medições sejam distintas por tecnologia de geração e que a energia proveniente das demais tecnologias não sejam destinadas ao MRE. Essas condições são necessárias para fornecer a separação da contabilização da geração entre as diferentes tecnologias de geração, evitando-se assim a alocação indevida de energia da fonte não-hídrica no MRE (ANEEL, 2020a).

## 1.2 Objetivo Geral

O objetivo principal do estudo é proporcionar, com base na complementaridade temporal entre os recursos hídrico e solar, um mecanismo de proteção para aos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) em situações de exposição financeira negativas advindas do GSF.

A relevância está na contribuição de estratégias de desenvolvimento sustentável do sistema elétrico, a partir do aproveitamento energético de fontes complementares entre si, e de planejamento da comercialização e gestão do risco hidrológico das usinas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

### 1.2.1 Objetivos Específicos

- Explorar a complementariedade das disponibilidades energéticas hídrica e solar em projetos de usinas híbridas, a partir da análise dos coeficientes de correlação de *Pearson*.
- Desenvolver uma metodologia de dimensionamento de sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico) para cobrir as exposições financeiras negativas advindas do GSF.

## 1.3 Organização do Trabalho

O presente trabalho está estruturado nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1 - Introdução:** Apresentou uma breve introdução do tema, justificativa, contextualização e objetivos;
- **Capítulo 2 - Referencial teórico:** Descreve os conceitos que fundamentam o trabalho reunindo conhecimento necessário para que se compreenda a pesquisa realizada;
- **Capítulo 3 - Metodologia:** Mostra os materiais e métodos aplicados ao longo do trabalho e como foi desenvolvida cada etapa da metodologia proposta;
- **Capítulo 4 - Resultados e Discussão do Estudo de caso:** Aplica-se os procedimentos metodológicos, apresenta e discute os principais resultados alcançados no estudo;
- **Capítulo 5 - Considerações finais:** Relata as considerações finais do estudo realizado.

## 2 Referencial Teórico

Neste capítulo será apresentado a fundamentação teórica dos conceitos centrais relacionados ao tema e aos objetivos do estudo, o qual é orientado pelo princípio da complementaridade entre fontes energéticas. Nesse sentido, o capítulo segue uma lógica:

**1.** Caracterização do desenho de mercado do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com foco na complementaridade entre os regimes hidrológicos das bacias hidrográficas e no despacho centralizado, que são bases para o entendimento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); **2.** Elucidação do MRE, que aloca a produção hidrelétrica entre as usinas participantes do mecanismo, e investigação do processo de judicialização do setor elétrico; **3.** Caracterização de sistemas híbridos de energia, com foco na apresentação das tipologias de arranjos de usinas e nas vantagens, desvantagens e limitações associadas; e **4.** Explicitação de projetos de usinas híbridas baseadas em fontes complementares entre si, com foco na geração Híbrida Solar-Hidrelétrica.

### 2.1 Desenho de Mercado do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

Diante de um quadro de disponibilidades energéticas diversas, o Brasil desfruta de uma matriz elétrica prevalentemente renovável (82,74%), com significativa atuação das centrais hidrelétricas, configurando-se um exemplo em relação a um desenvolvimento energético sustentável. A tabela 1 exibe a atuação das fontes de energia que fazem parte da matriz elétrica brasileira (IRENA, 2020a; ANEEL, 2021).

| Fonte de energia  | Porcentagem de participação | Potência (MW) |
|-------------------|-----------------------------|---------------|
| Biomassa          | 8,74%                       | 15,521        |
| Hídrica           | 61,57%                      | 109,393       |
| Solar             | 2,16%                       | 3,843         |
| Eólica            | 10,85%                      | 19,285        |
| Marés             | 0,00003%                    | 0,050         |
| Petróleo e outros | 5,14%                       | 9,132         |
| Gás natural       | 8,40%                       | 14,924        |
| Carvão mineral    | 2,02%                       | 3,582         |
| Nuclear           | 1,12%                       | 1,990         |

**Tabela 1** – Matriz Elétrica Brasileira em setembro de 2021 de acordo com dados disponíveis no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA).

O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2030 apresenta forte crescimento de fontes renováveis, com ênfase para eólica e solar fotovoltaica, como motivos pode-se citar o estímulo a nível mundial para superar os desafios das mudanças climáticas, as decorrentes metas para a atuação de tecnologias que possuem menor impacto ambiental e baixa emissão de gases poluentes e o aumento da competitividade dessas fontes<sup>1</sup>. Dessa forma, o sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil caracteriza-se por ser um sistema hidro-termo-eólico (VIANA, 2018; ONS, 2002).

Constitui o SIN as instalações, interligadas eletricamente, que suprem a energia elétrica de todas as regiões do país. Levando em consideração a característica hidrológica semelhante entre as regiões do país e a existência de restrições elétricas relevantes para a transmissão da energia produzida entre essas mesmas regiões, o SIN foi dividido em quatro regiões geoeletricas<sup>2</sup>: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. As regiões geoeletricas são também denominadas subsistemas ou submercados (ONS, 2021e; ONS, 2021b).

Portanto, devido ao extenso território e à pluralidade climática e geográfica, os recursos energéticos são otimizados a partir da complementaridade energética presente entre si, ou seja, a integração entre os subsistemas é baseada na complementaridade sazonal, ou espacial, das disponibilidades energéticas ao longo do território brasileiro, de forma que a intermitência das fontes é mitigada ao se introduzir ocasional excedente de geração com o fim de compensar diminuições na geração de um certo local, as compensações são feitas por meio da geração de termelétricas e das variações do intercâmbio de energia, evitando assim o uso de sistemas de armazenamento mais custosos (ONS, 2019; ALENCAR C. A., 2018).

### 2.1.1 Complementaridade entre os regimes hidrológicos das bacias hidrográficas

O Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), na Resolução nº 32 de 2003, instituiu a Divisão Hidrográfica Nacional em doze Regiões Hidrográficas<sup>3</sup> brasileiras: Região Hidrográfica Amazônica, Tocantins/Araguaia, Atlântico Nordeste Ocidental, Parnaíba, Atlântico Nordeste Oriental, São Francisco, Atlântico Leste, Atlântico Sudeste, Paraná, Uruguai, Atlântico Sul e Paraguai. Essa divisão foi realizada com o objetivo de orientar o planejamento e gerenciamento dos recursos hídricos em todo o país (BRASIL, 2003).

<sup>1</sup> O aumento da competitividade se deve ao declínio dos custos de geração na última década e o decaimento de 82% da média ponderada mundial do custo nivelado de eletricidade (LCOE) de energia solar fotovoltaica em escala de utilidade, da mesma forma, o de eólica onshore caiu 39% (IRENA, 2020b).

<sup>2</sup> Os sistemas elétricos não conectados ao SIN são denominados Sistemas Isolados (ONS, 2021b).

<sup>3</sup> Região hidrográfica representa uma área composta por uma bacia, grupo de bacias ou sub-bacias hidrográficas próximas entre si com características naturais, sociais e econômicas similares (BRASIL, 2003).

Os empreendimentos hidrelétricos estão organizados em cascatas complexas e distribuídos em bacias hidrográficas<sup>4</sup> ao longo de todo o território nacional. O quadro 2 traz a disposição das bacias em relação a cada região geoeletrica do SIN. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste concentra os principais reservatórios do Brasil e, portanto, é o que possui maior relevância na capacidade de armazenamento total do SIN, com cerca de 70%. Os reservatórios que mais se destacam estão localizados nas bacias Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema, pertencentes à Região hidrográfica do Rio Paraná (EPE, 2021a).

A definição de complementaridade hidrológica está relacionada à existência de coincidência temporal entre os períodos úmidos e secos de bacias hidrográficas. Bacias hidrográficas podem apresentar uma complementaridade hidrológica “sazonal” e/ou “anual”. A complementaridade sazonal diz respeito ao sincronismo entre as curvas de variação das vazões ao longo do ano e a complementaridade anual se caracteriza pela verificação de sincronismo entre anos secos e úmidos de bacias. Bacias adjacentes têm a tendência de não apresentar alta complementaridade anual, devido às macros conjunturas meteorológicas médias anuais similares. Em contrapartida, bacias consideravelmente afastadas podem estar sujeitas a condições meteorológicas distintas e, portanto, apresentar uma complementaridade hidrológica anual maior (DAMAZIO JORGE MACHADO; GHIRARDI., 1997).

A Energia Natural Afluente (ENA)<sup>5</sup> dos empreendimentos hidrelétricos caracteriza-se por ter elevadas oscilações sazonais e anuais, como pode ser observado na figura 3, o que enfatiza a relevância dos reservatórios no armazenamento de energia do país, pois nos períodos de alta ENA poupa-se energia para ser aproveitada nos períodos de baixa ENA (IPEA, 2010). Assim sendo, o armazenamento da água nas grandes hidrelétricas e a complementaridade hidrológica entre as bacias ao longo das regiões do Brasil, devido a sua grande extensão territorial, favorece a integração eletroenergética do SIN, obtida graças à interligação elétrica dos sistemas, e aumenta a flexibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia para o sistema elétrico brasileiro (VIANA, 2018).

Por outro lado, as produções de energia de fontes renováveis intermitentes<sup>6</sup>, que têm suas gerações relacionadas a um grau de incerteza e por suas atuações contribuírem melhor para

<sup>4</sup> A bacia hidrográfica é determinada topograficamente como sendo uma área, drenada por um curso d'água ou sistema de cursos d'água conectados, que descarrega toda vazão por meio de uma simples saída (ONS, 2021e; ONS, 2021b).

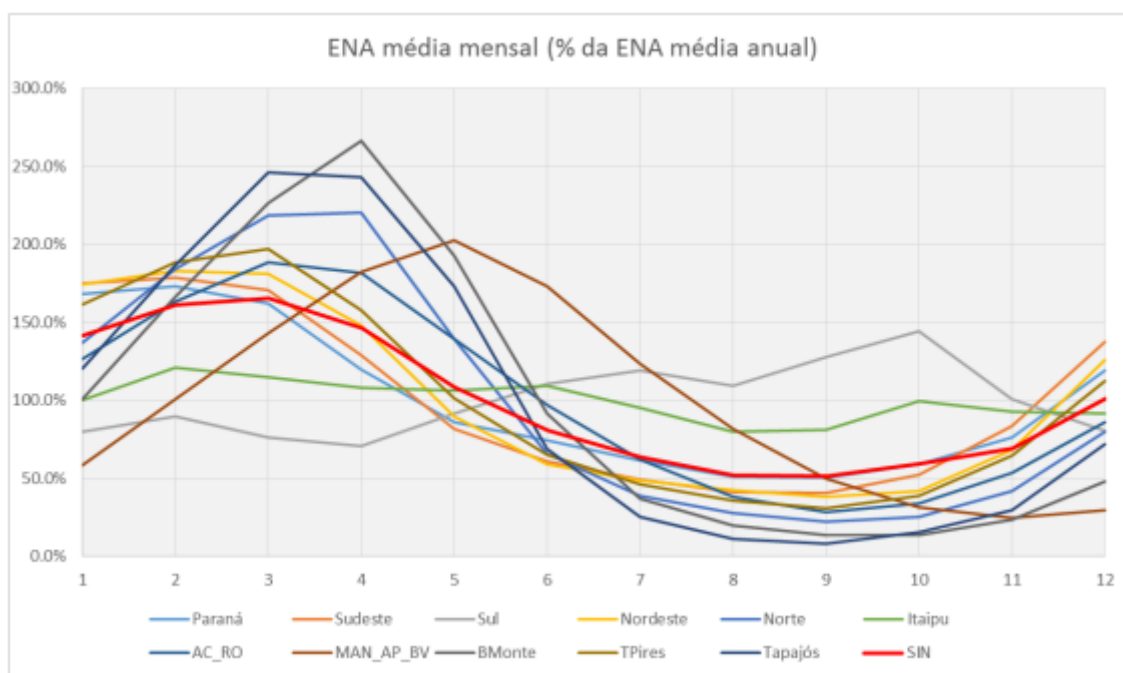
<sup>5</sup> Energia afluente a um sistema de usinas hidrelétricas, computada com base na energia produzível pelas vazões naturais afluentes destes aproveitamentos (ONS, 2021b).

<sup>6</sup> A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define que uma fonte de energia intermitente é um "recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original", ou seja, a energia proveniente dessas fontes não é passível de ser conservada, por exemplo, em forma de combustível ou em um reservatório, diferentemente de sistemas que utilizam fontes consideradas despacháveis, que não necessitam de sistemas de armazenamento para a sua conversão futura em energia, de modo que a própria fonte é qualificada como um acumulador de energia (BRASIL, 2012).

| Subsistema           | Região Hidrográfica | Bacias Hidrográficas | Nº de Usinas Hidrelétricas |
|----------------------|---------------------|----------------------|----------------------------|
| Sul                  | Paraná              | Parapanema           | 1                          |
|                      |                     | Iguaçu               | 9                          |
|                      | Atlântico Sul       | Jacuí                | 8                          |
|                      |                     | Itajaí               | 1                          |
|                      |                     | Capivari             | 1                          |
| Uruguai              | Uruguai             | 11                   |                            |
| Sudeste/Centro-Oeste | Amazônica           | Amazonas             | 10                         |
|                      | Paraná              | Paraná               | 5                          |
|                      |                     | Paranaíba            | 19                         |
|                      |                     | Tietê                | 12                         |
|                      |                     | Grande               | 15                         |
|                      |                     | Parapanema           | 10                         |
|                      | Atlântico Sudeste   | Atlântico Sudeste    | 1                          |
|                      |                     | Doce                 | 8                          |
|                      |                     | Itabopana            | 1                          |
|                      |                     | Paraíba do Sul       | 10                         |
|                      |                     | Ribeirão das Lajes   | 7                          |
|                      | Atlântico Leste     | Jequitinhonha        | 1                          |
|                      |                     | Mucuri               | 1                          |
|                      | Tocantins-Araguaia  | Tocantins-Araguaia   | 5                          |
| São Francisco        | São Francisco       | 3                    |                            |
| Paraguai             | Paraguai            | 5                    |                            |
| Nordeste             | Atlântico Leste     | Jequitinhonha        | 1                          |
|                      |                     | Paraguaçu            | 1                          |
|                      | Parnaíba            | Parnaíba             | 1                          |
|                      | São Francisco       | São Francisco        | 6                          |
| Norte                | Amazônica           | Amazonas             | 5                          |
|                      |                     | Araguari             | 3                          |
|                      | Tocantins-Araguaia  | Tocantins-Araguaia   | 2                          |
| <b>Total</b>         | <b>10</b>           | <b>24</b>            | <b>164</b>                 |

Observação: as bacias Atlântico NE Oriental e Atlântico NE Ocidental não possuem usinas hidrelétricas.

**Tabela 2** – Distribuição das bacias hidrográficas no SIN. Fonte: elaborado pela autora com base no diagrama esquemático das usinas hidrelétricas do SIN.



**Figura 3** – Pluralidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Fonte: (CCEE, 2019).

uma energia intermediária que para um suprimento imediato, não são confiáveis à operação do sistema elétrico. Por isso, são consideradas fontes renováveis variáveis, imprevisíveis, não controláveis e não despacháveis. Por consequência, simultaneamente ao aumento dessas fontes, necessita-se de fontes consideradas despacháveis para garantir que o sistema tenha capacidade de geração que supra os períodos mais graves (VIANA, 2018).

### 2.1.2 Despacho Centralizado

O mercado de energia elétrica no Brasil é implementado levando em consideração o modelo *pool*, caracterizado por adotar o despacho centralizado, em que o despacho de geração das usinas é supervisionado e controlado por um operador independente do sistema, cujo o objetivo é minimizar o custo de operação. A demanda do sistema é atendida ao menor custo possível por meio do mercado à vista (*spot*), desenhado com o propósito de assegurar a eficiência financeira da cadeia de produção de energia elétrica (ZUCARATO, 2003).

Tendo em conta a existência de muitas usinas hidrelétricas em cascata, o que acarreta na influência da decisão de despacho de uma usina na decisão das demais (acoplamento espacial entre essas usinas), e por estas serem a principal fonte de armazenamento de energia do país, o modelo de despacho e planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro foi arquitetado perante a ótica do despacho centralizado por custos (*tight pool*), com o objetivo de otimizar o uso dos recursos hídricos (CARVALHO, 2020).



No mecanismo *tight pool* para formação do preço no mercado *spot*, os agentes de geração hidrelétrica assinalam a disponibilidade de suas usinas, ao passo que geradores termelétricos oferecem ao operador central as quantidades e o custo de geração por MWh. O custo mínimo da operação é obtido por intermédio do uso de modelos computacionais de otimização que abrangem horizontes diversos para o planejamento da operação: modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM para as etapas de médio, curto e curtíssimo prazo, respectivamente. Esses modelos, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), buscam alcançar o despacho ótimo entre o custo total da operação e o custo de déficit de energia, ou seja, buscam balancear o benefício futuro da água com o uso presente à vista de seu armazenamento. Dessa forma, as usinas são despachadas segundo uma ordem crescente de preço (Ordem de Mérito por preço), tendo como referência o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO)<sup>7</sup> (ZUCARATO, 2003; CCEE, 2021h).

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o ente responsável por definir a estratégia da operação do sistema, conforme a Lei nº 9.648/1998. São despachadas centralizadamente as usinas classificadas como do Tipo I (usinas conectadas na Rede Básica que afetem a operação eletroenergética, independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária) e Tipo II-A (Usinas térmicas com Custo Variável Unitário (CVU) declarado ou usinas hidráulicas com potência maior que 30 MW e que não causam impactos na Rede de Operação) de acordo com a modalidade de operação de usinas (ONS, 2021f).

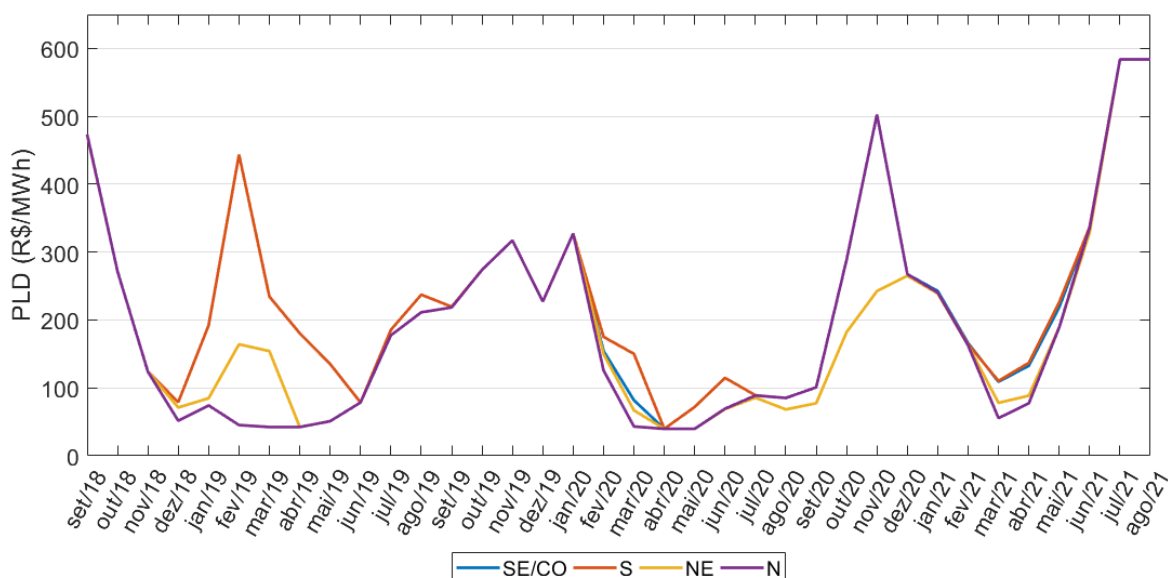
### 2.1.3 Preço do mercado *spot*

Os modelos matemáticos são também usados pela Câmara de CCEE para o cálculo do preço do mercado *spot*, o PLD, que tem como base o CMO e a aplicação de limites mínimo e máximos (horário e estrutural), estabelecidos todos os anos pela ANEEL. Para isso, a CCEE considera apenas as restrições elétricas entre os submercados pois entende que, devido às características dissemelhantes de interligação, consumo e produção das regiões geoeletricas, estas devem possuir preços diferenciados entre si. Ou seja, a CCEE entende que a energia é igualmente disponível em todos os pontos de consumo de um mesmo submercado e, portanto, desconsidera as restrições elétricas internas aos submercados (ONS, 2021e; CCEE, 2021h).

Desde 1º janeiro de 2021, conforme definido pela Portaria nº 301/2019, o PLD é calculado com granularidade horária para cada submercado. Uma das justificativas se deve ao fato do aumento da inserção das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira, que exige um sistema de estruturação de preço bem mais minucioso. Dessa forma, com a implementação do Preço de Liquidação das Diferenças horário (PLDh), as variações das fontes intermitentes

<sup>7</sup> Custo de geração da usina na última posição da ordem de mérito para suprir um adicional de carga (CCEE, 2021h).

tornam-se mais relevantes, o que faz necessário que o gerador invista em instrumentos com o intuito de se proteger das exposições financeiras (MME, 2020; EPE, 2019).



**Figura 4** – Média mensal do PLD por submercado. Fonte: elaborado pela autora com base em (CCEE, 2021a).

A figura 4 apresenta o PLD médio mensal para os quatro submercados<sup>8</sup>. É possível notar um comportamento similar entre as curvas, isso pode ser explicado devido a tentativa do ONS em harmonizar o preço através dos fluxos de intercâmbio entre os submercados. Importante ressaltar que o PLD é sensível às afluições esperadas, nível de armazenamento e expectativa da carga do SIN, como pode ser visualizado na depressão dos primeiros meses de 2020, em que foram adotadas medidas de isolamento social para a contenção da pandemia do Covid-19, com a consequente diminuição da demanda. Além disso, o PLD é impactado também pela inflação, juros e cenários políticos (VIANA, 2018; CCEE, 2021b).

#### 2.1.4 Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

O setor elétrico é constituído por quatro segmentos essenciais: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. O segmento de comercialização tem o papel de unir o agente gerador, ou algum outro que tenha obtido energia deste, ao consumidor, que está na ponta oposta da cadeia de produção. No modelo do SEB vigente, estabelecido pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, essa contratação pode acontecer em dois ambientes de negociação e contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), denominado mercado

<sup>8</sup> Para o período antes de 1º de janeiro de 2021, a média mensal do PLD foi calculada considerando a metodologia vigente na época (valores do PLD semanal por patamar de carga ponderado a partir do número de horas de cada patamar e para cada semana do mês. Para o período após 1º de janeiro de 2021, a média mensal do PLD corresponde na média simples das horas do mês de referência (CCEE, 2021a).

cativo, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), denominado mercado livre (SCHOR, 2016; SOZZI, 2014).

Neste trabalho, considera-se somente o desempenho estratégico dos geradores, com ênfase no mercado livre, pois neste mercado os agentes podem negociar de forma bilateral entre si.

#### 2.1.4.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Neste ambiente, regulamentado pela ANEEL, apenas as distribuidoras podem contratar energia por meio de: (i) leilões de compra ou de ajustes, firmados através de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR); (ii) Contratos de Geração Distribuída de Chamada Pública; (iii) Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN); (iv) Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF); e (v) contratação regulada da energia gerada pelas usinas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e da usina binacional de Itaipu (CCEE, 2021e).

O objetivo das distribuidoras é garantir o suprimento de energia dos consumidores que fazem parte de suas áreas de concessão. O preço dos contratos de compra de energia, os custos com o transporte de energia, os encargos e tributos federais e estaduais são repassados no valor das tarifas pagas pelos consumidores (SOZZI, 2014). No lado da venda tem-se os agentes de geração, comercializadores (autorizados a comercializar energia somente nos leilões de energia existente) e importadores de energia (CCEE, 2021e).

#### 2.1.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL as operações de compra, onde estão os agentes de geração, comercializações e os consumidores classificados como livres<sup>9</sup> ou especiais<sup>10</sup> são livremente pactuadas entre agentes do lado da venda, onde estão os respectivos geradores e comercializadores (CCEE, 2021e). Por existirem condições de elegibilidade para que os consumidores optem pelo ACL, o mercado do SEB é considerado atacadista (VIANA, 2018).

A negociação no ACL é celebrada por meio de contratos, designados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), em que suas cláusulas, como preço e condições de fornecimento, são livremente negociadas entre os agentes. Estes contratos po-

<sup>9</sup> Consumidor, nos termos da Lei nº 9.077/95 e cuja demanda contratada mínima seja de 1,5 MW, que opte por escolher seu fornecedor de energia elétrica, que pode ser tanto de energia convencional (usinas hidrelétricas e termelétricas) quanto de energia incentivada (biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), eólica, solar e cogeração qualificada).

<sup>10</sup> Consumidor, nos termos da Lei nº 9.427/96 e cuja demanda contratada esteja entre 0,5 e 1.5 MW, que só pode consumir energia de fontes incentivadas. A Portaria nº 465/2019 do MME reduz, gradativamente, até 2023, esta margem de demanda.

dem ser estabelecidos através de plataformas de comercialização de energia ou em formato de Mercado de Balcão (OTC) (CCEE, 2021e; VIANA, 2018).

Usualmente, é possível firmar três tipos de contratos no ACL: (i) contratos *forward* para entrega a longo prazo, este oferece uma estabilidade do preço e, portanto, uma maior proteção para os agentes; (ii) contratos *spot* para o mês a que se refere o consumo da energia, este é bastante influenciado pelo preço *spot*; e (iii) contratos *ex-post* para um período pós fim do mês de referência, o objetivo deste é quitar a posição, devedora ou credora, do agente no mês finalizado (VIANA, 2018).

Os contratos, para ambos os ambientes, servem para compor o lastro dos agentes e são levados em conta no processo de contabilização. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, para comercializar energia, os agentes que atuam como consumidores livres, especiais e na distribuição têm de atender a 100% das demandas sob sua responsabilidade por intermédio de suas respectivas gerações e/ou contratos de compra de energia. Em contrapartida, os agentes que participam como vendedores de energia devem apresentar lastro que garanta 100% dos seus contratos de venda. O lastro para venda pode ser composto por meio da garantia física das usinas e/ou por contratos de compra de energia ou de potência (CCEE, 2021f).

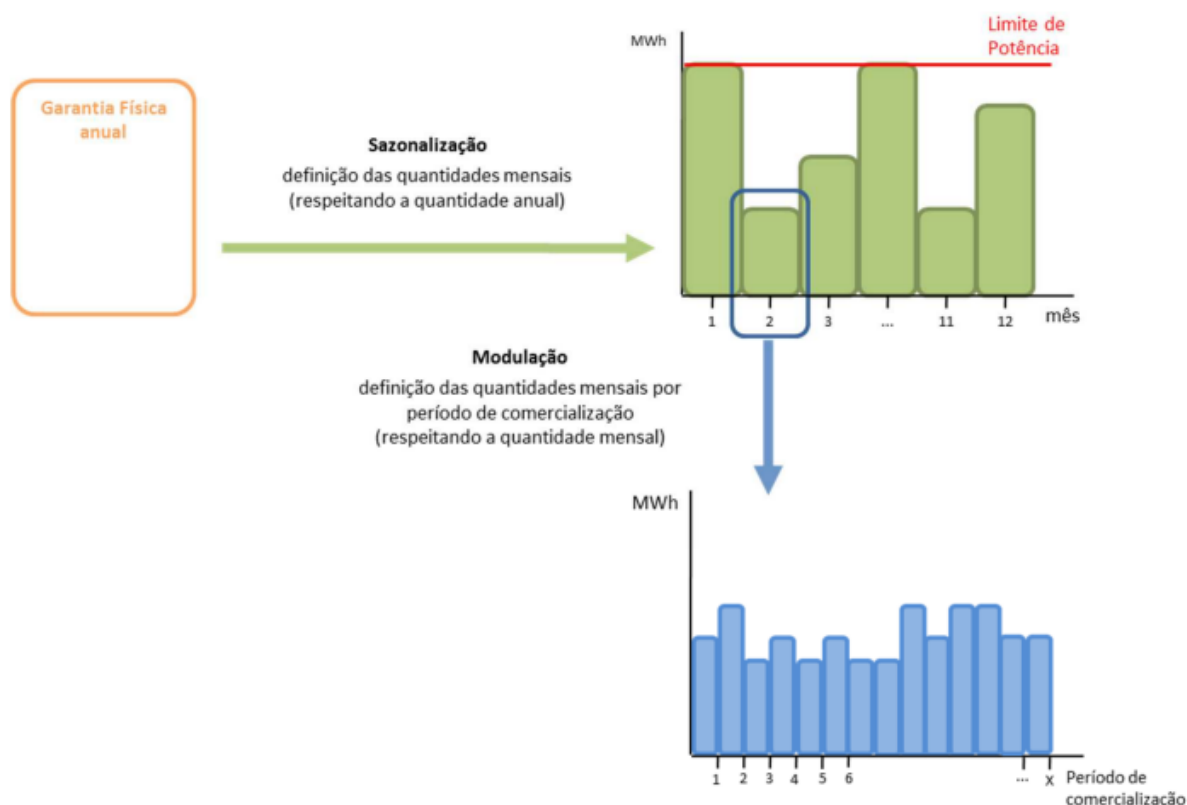
### 2.1.5 Garantia Física

A Garantia Física de um empreendimento, segundo a Lei nº 10.848/2004, é a quantia máxima de energia elétrica, inclusive a importada, que pode ser aproveitada para comprovar o atendimento a 100% de carga ou comercialização através de contratos. A quantia máxima de energia que o sistema como um todo pode suprir, dado a critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), corresponde à garantia física do SIN, e esta é dada pelo somatório das garantias físicas de todos os empreendimentos de geração (CCEE, 2021f).

O MME é o órgão responsável por definir o cálculo das garantias físicas das usinas, enquanto a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a responsável pela execução. Após os cálculos, os respectivos valores, concedidos em montantes anuais médios, são divulgados por meio de portaria ou expedição pelo MME e estabelecidos nos contratos de concessão ou ato de autorização. A forma de se calcular a garantia física dos empreendimentos de geração varia de acordo com a tecnologia empregada, modalidade de despacho e se é ou não participante do MRE, no caso de usinas hidráulicas (CCEE, 2021f).

O processo de sazonalização da garantia física corresponde à conversão do valor anual médio (MW médios) em valores mensais (MWh). A garantia física é sazonalizada para duas principais finalidades de uso dos montantes mensais: (i) para fins de definição de Lastro (limite

máximo) de comercialização de energia elétrica das usinas; e (ii) para fins de processamento do MRE. A conversão dos valores mensais em valores por período de comercialização<sup>11</sup> é denominado modulação da garantia física (CCEE, 2021f). A figura 5 ilustra os dois processos para uma usina.



**Figura 5** – Processo de sazonalização e modulação da garantia física de uma usina (CCEE, 2021f).

### 2.1.6 Mercado de Curto Prazo (MCP)

A diferença entre a dimensão comercial (montantes de energia contratados) e a dimensão física (montantes de energia que de fato foram gerados/consumidos) do setor elétrico é liquidada no MCP ao PLD. A posição financeira de cada agente é obtida ao se comparar seu requisito (consumo/venda) com seu recurso (contratos/geração), e todo esse processo é multilateral, ou seja, não é possível identificar as partes e contrapartes. Nesse sentido, os contratos bilaterais têm como objetivo minimizar as exposições dos agentes à variabilidade do PLD (CCEE, 2021e; CCEE, 2021h).

Este formato de contabilização e liquidação do MCP é chamado de *net pool* obrigatório, uma vez que todos os agentes do mercado têm a obrigação de participar e liquidar o montante

<sup>11</sup> Na data deste trabalho a contabilização é feita por hora.

referente a sua posição, devedora ou credora, com relação ao MCP. A CCEE é o ente responsável pelo cálculo e divulgação do PLD e por consolidar a diferença entre os montantes contratados e efetivamente gerados em base mensal (VIANA, 2018).

## 2.2 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Conforme visto na seção 2.1.2, o despacho do SEB é centralizado e realizado pelo ONS com o objetivo de minimizar os custos de operação. Dessa forma, os geradores que estão sujeitos às decisões de despacho não possuem controle sobre as produções de seus empreendimentos e, conseqüentemente, da gestão dos riscos hidrológicos, independentemente de suas obrigações contratuais baseadas em suas garantias físicas (CCEE, 2021g).

Tem-se, então, uma discrepância entre os montantes de energia comercializada e produzida. Para mitigar o risco de exposição no MCP foi criado o MRE, que é um dispositivo financeiro cujo objetivo é compartilhar entre os seus participantes os riscos financeiros e hidrológicos relativos às obrigações contratuais de energia por empreendimentos hidrelétricos despachados centralizadamente pelo ONS, cuja participação no mecanismo é obrigatória. A participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) é opcional (ONS, 2021b).

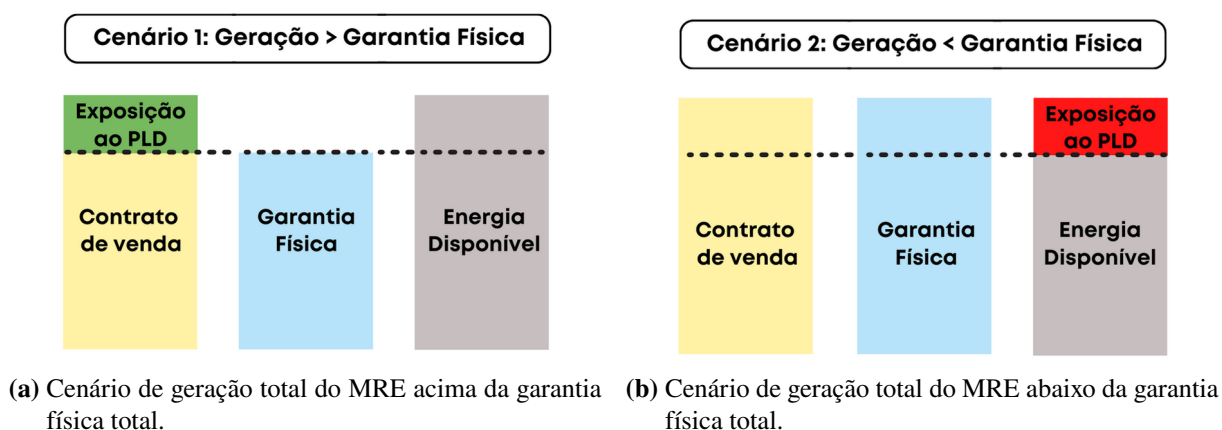
Os principais motivos para conceber o MRE então foram: (i) a diversidade e complementaridade entre os regimes hidrológicos das bacias hidrográficas ao longo do território brasileiro, elucidado na seção 2.1.1, em que os períodos secos, onde a produção de energia fica abaixo da média para armazenar a água, e úmidos, em que a produção fica acima da média, das regiões não coincidem; (ii) coexistência de muitas usinas hidrelétricas em cascatas, pois nesta condição a operação ótima de cada usina não corresponde necessariamente à condição ótima do sistema como um todo; e (iii) o fato de que não é mérito ou demérito das usinas por serem despachadas ou não, pois a decisão é centralizada (CCEE, 2021g).

No processamento do MRE compara-se a energia gerada por todas as usinas participantes com a soma de suas garantias físicas, a relação entre essas duas variáveis é chamada Fator de Ajuste do MRE ou, como é mais conhecido, de GSF (Generation Scaling Factor). Existem dois possíveis cenários, ilustrados na figura 6:

1. **Geração total do MRE acima da garantia física total:** ocorre a realocação contábil do excedente de energia dos empreendimentos que geraram acima de suas garantias físicas (superavitários) para aqueles que geraram abaixo (deficitários). Dessa forma, o MRE possibilita que todas as usinas integrantes tenham, independentemente de suas gerações efetivas, seus níveis de garantia física atendidos no processo de contabilização da CCEE. Após a complementação da garantia física das usinas, o excedente de geração, chamado

de “Energia Secundária”, é repartido entre todas as usinas proporcionalmente a suas respectivas garantias físicas (CCEE, 2021g).

2. **Geração total do MRE abaixo da garantia física total:** neste caso, o fator GSF é inferior a um. Dessa forma, aplica-se o ajuste do MRE à garantia física das usinas, apenas para fins do mecanismo, com o objetivo de igualar a geração e a garantia física total do MRE, para que assim todas as usinas participantes tenham seus níveis de garantia física atendidos (CCEE, 2021g).



**Figura 6** – Cenários do MRE. Fonte: autora, baseado em (CCEE, 2021g).

O cenário 1, figura 6a, coloca os proprietários das usinas em uma posição credora na liquidação do MCP, enquanto o cenário 2, figura 6b, em uma posição devedora. A compensação financeira da alocação de energia entre as usinas e do recebimento da energia secundária são valoradas segundo a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) (CCEE, 2021g).

Portanto, o grande objetivo do MRE, dada a importância das usinas hidrelétricas na matriz elétrica, é atenuar os riscos individuais, ou seja, a exposição à volatilidade no MCP, oriundos das condições hidrológicas do conjunto das bacias ao longo do território brasileiro. Porém, o mecanismo não é capaz de atenuar riscos sistêmicos, como períodos de seca longos e diminuição da demanda (CCEE, 2019).

## 2.3 Descrição de Sistemas Híbridos de Energia

Classifica-se como um sistema híbrido de energia, em sentido lato, todo e qualquer sistema que aproveita a complementaridade dos padrões de geração de diferentes tecnologias de energia, com pelo menos uma fonte renovável, em determinado local a fim de reduzir a variabilidade na geração das fontes intermitentes, otimizar a produção e distribuição de energia elétrica com menores custos a uma certa carga ou rede elétrica, que pode ser isolada ou interligada

a outras redes, e trazer um uso mais eficiente da infraestrutura de transmissão e do local disponível, com a expectativa de diminuir os riscos de interrupção do fornecimento de energia. A maioria dos sistemas híbridos são constituídas de três principais elementos: fontes de energia, sistema de armazenamento e sistema de controle compartilhado que seja capaz de otimizar o funcionamento das fontes envolvidas (DALWADI; MEHTA, 2012; FONSECA, 2017; PINHO J. T., 2008; GE, 2017).

Por a hibridização de duas ou mais fontes de energia se constituir uma solução para superar a incompatibilidade entre demanda e oferta providenciada pela geração renovável individual, estes sistemas geralmente são empregados para redes isoladas ou para aplicações bem específicas, como bombeamento de água, carregamento de baterias, suprimento para pequenas comunidades, refrigeração, dessalinização, entre outros. Os tamanhos, em potência, dos sistemas variam de acordo com cada caso, no geral, são executados em sistemas de médio a grande porte, com o principal objetivo de prover uma energia de qualidade e confiança (FERNANDES, 2005).

A implantação de sistemas híbridos no mundo começou após a crise do petróleo de 1973, como uma alternativa para reduzir o consumo de combustível fóssil. No final da década de 1990 e com o desenvolvimento da tecnologia, o incentivo passou a ser também por questões ambientais. No presente momento, não há um banco de dados com números de sistemas híbridos existentes no mundo, mas sabe-se que os primeiros projetos envolveram a hibridização do diesel com uma fonte renovável, salienta-se o sistema híbrido eólico-diesel implantado em 1977 na cidade de Clayton, Novo México, e em 1978 o sistema híbrido fotovoltaico-diesel na reserva indígena Papago, Arizona (PINHO J. T., 2008).

O território brasileiro tem uma disponibilidade de recursos energéticos naturais enorme e, devido a isso, um alto potencial para empreendimentos de energia híbrida. Empreendimentos híbridos já são uma realidade no Brasil, a maioria estão localizados na região Norte fornecendo energia para regiões isoladas. No momento atual, existem cerca de 235 Sistemas Isolados, onde são compostos majoritariamente por termelétricas a óleo Diesel, em que as fontes de energia eólica e/ou solar são utilizadas com o objetivo de diminuir os custos com o óleo diesel (PINHO J. T., 2008; ONS, 2020).

O primeiro sistema híbrido do Brasil foi instalado no ano de 1986 no arquipélago Fernando de Noronha, Pernambuco. Era um arranjo eólico-diesel que contava com uma capacidade nominal de geração de 2,1 MW, sendo 75 kW do sistema eólico e 225 kW do sistema diesel. Porém, devido a um incêndio provocado por um raio que atingiu as pás do aerogerador no ano de 2009, o sistema diesel começou a operar sozinho (LEONI CARLOS CARVALHO, 2017).



### 2.3.1 Complementaridade Energética

A palavra complementaridade remete a um evento de dois ou mais fenômenos em que exista uma condição complementar entre suas qualidades. Do ponto de vista energético, é o caráter complementar entre perfis de disponibilidades energéticas de diferentes fontes ao longo do tempo ou de uma região, e pode se caracterizar como uma vantagem sob sistemas que utilizam mais de uma fonte energética (sistemas híbridos) para a geração de energia despachável e segura.

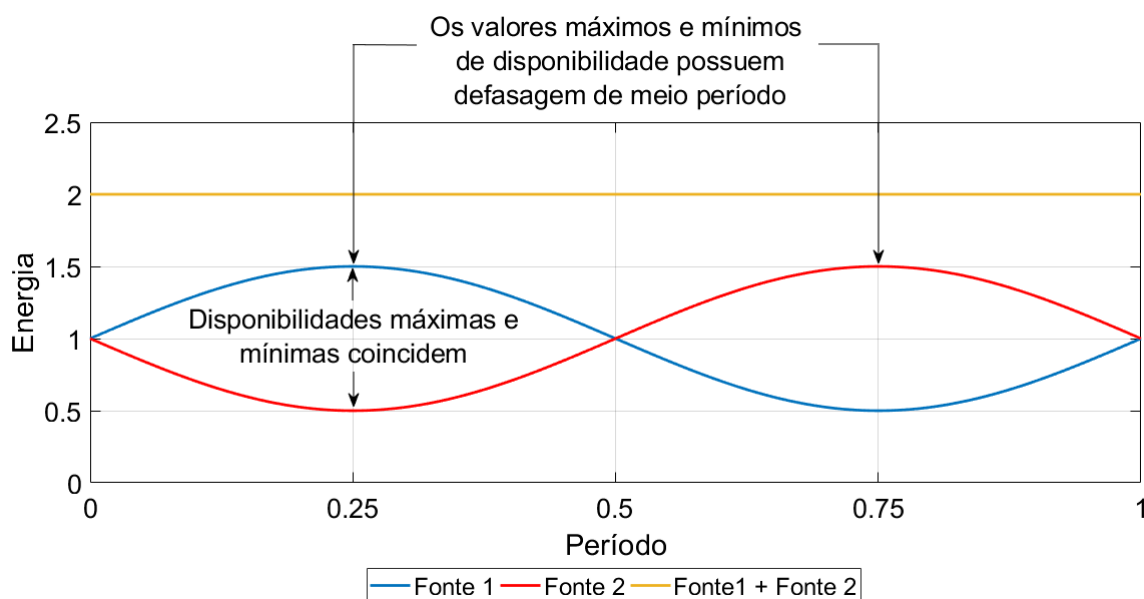
A definição de complementaridade entre recursos energéticos é um assunto de grande importância para o sistema elétrico e que possui várias aplicações as quais não necessariamente envolvem uma complementariedade bi-direcional. Destaca-se o uso na hibridização de fontes com o intuito de aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o custo de eletricidade, no aproveitamento da disponibilidade energética de uma fonte durante um certo período de tempo para minimizar a exploração de outra considerada dominante no sistema, na procura de um arranjo ideal de fontes de energia para um sistema específico com o objetivo de reduzir os custos de projeto envolvidos, e na formulação de estratégias de gerenciamento de energia de sistemas híbridos (JURASZ J., 2020).

Em Beluco, a complementaridade entre fontes energéticas pode ser investigada ao longo do tempo, do espaço ou em ambos simultaneamente. A complementaridade no domínio do tempo, em um dado local, diz respeito à periodicidade das disponibilidades energéticas, e a complementaridade no espaço se refere às disponibilidades energéticas que se complementam ao longo de um mesmo local. A figura 7 ilustra um caso de complementaridade perfeita. As senoides representam as disponibilidades energéticas ao longo de um ano, a complementaridade entre elas se caracteriza perfeita pois no momento em que a produção de energia de uma fonte é mínima, a da outra fonte tem seu valor máximo com a mesma amplitude (BELUCO, 2001).

Pode-se notar que a onda senoidal de um recurso está em oposição de fase com a do outro recurso, que as duas disponibilidades possuem o mesmo valor médio. Assim como a lacuna de tempo entre dois valores máximos ou mínimos das fontes de energia corresponde a 0,5 ano, cujo significado representa a compensação de uma no período de indisponibilidade da outra. O período pode ser analisado em qualquer base temporal, como anual, mensal, diária ou horária. A complementaridade pode ser avaliada também por senoides das energias que são disponibilizadas pelos equipamentos de conversão de energia (BELUCO, 2001).

### 2.3.2 Tipologias de arranjos de usinas

A EPE, empresa pública vinculada ao MME e responsável por fornecer serviços no ramo de estudos com o fim de custear o planejamento do setor energético, elaborou as seguintes notas técnicas acerca do tema hibridização de fontes de energia:



**Figura 7** – Ilustração de uma complementaridade perfeita ao longo do tempo entre duas fontes energéticas. Fonte: elaborado pela autora com base em [Beluco \(2001\)](#)

- Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudos de Caso - n.º. EPE-DEE-NT-025/2017-r0 ([EPE, 2017](#));
- Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento - n.º. EPE-DEE-NT-011/2018-r0 ([EPE, 2018](#));
- Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético - n.º. EPE-DEE-NT-029/2019-r0 ([EPE, 2019](#));

Na nota técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0 foram propostas quatro tipologias, representadas na figura 8, que descrevem as integrações entre as fontes energéticas com o objetivo de organizar e diferenciar as diferentes combinações possíveis. Os principais pontos que diferem as tipologias, que se encontram resumidos na tabela 3, são os contratos de capacidade instalada das usinas, a proximidade física e o compartilhar de equipamentos de geração.

- Usinas adjacentes:** usinas, as quais podem ser da mesma fonte de energia como em complexos de parques eólicos, construídas em locais próximos ou no mesmo terreno, com as conexões à rede básica independentes e que podem compartilhar a subestação e linha de transmissão com a vantagem do subdimensionamento, caso exista complementaridade entre as fontes.
- Usinas associadas:** aquelas em que as fontes de energia envolvidas são distintas e possuem características complementares, estão localizadas no mesmo terreno, injetam potência

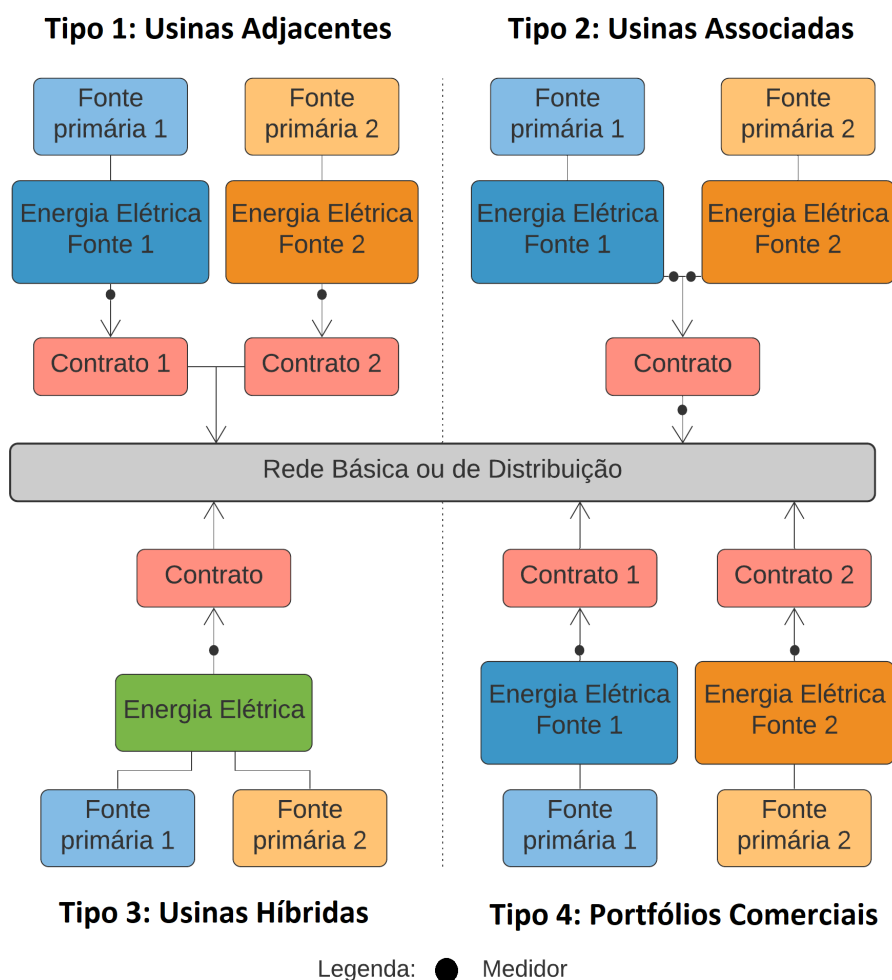
| Tipologia             | Equipamentos de geração  | Proximidade física                                     | Contratação do uso da rede  |
|-----------------------|--|--|---|
| Usinas Adjacentes     | Equipamentos de geração independentes.   | Próximas entre si e podem utilizar o mesmo terreno.    | Cada usina deve contratar uma capacidade de uso da rede compatível com a sua potência nominal.  |
| Usinas Associadas     | Equipamentos de geração independentes.   | Próximas entre si e podem utilizar o mesmo terreno.    | Compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede. A capacidade contratada é menor que a soma das potências nominais.  |
| Usinas Híbridas       | Compartilham de equipamentos de geração, e não é possível identificar qual fonte primária foi responsável pela produção de determinada energia elétrica. | Utilizam o mesmo terreno.                              | Compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede e a capacidade contratada é menor que a soma das potências nominais. |
| Portfólios Comerciais | Não envolve compartilhamento de equipamentos.  | Não tem a necessidade de estarem próximas fisicamente. | Natureza é apenas comercial-contratual mas cada usina deve contratar uma capacidade de uso da rede compatível com a sua potência nominal.                   |

**Tabela 3** – Principais pontos que diferem as tipologias para integração de fontes distintas de energia.  
Fonte: elaborado pela autora com base em [EPE \(2018\)](#).

única na rede e compartilham a subestação assim como a linha de transmissão. Devido esta configuração entre fontes possuir medidores de energia individuais, a análise da complementaridade é favorecida pois torna possível ter um acompanhamento da participação e desempenho de cada fonte.

- (c) **Usinas híbridas:** aquelas em que ao final do processo de geração de energia elétrica não é possível diferenciar o montante de energia que as diferentes fontes estão produzindo pois estas são combinadas ainda no processo de geração de energia elétrica. O conceito de usinas híbridas como uma das tipologias de integração entre fontes energéticas deve ser interpretado no seu sentido estrito.
- (d) **Portfólios comerciais:** usinas que possuem uma relação apenas comercial-contratual, sem a necessidade de estarem próximas fisicamente. São aplicados quando há complementaridade entre usinas ao longo de um região, com objetivo de diversificar os ativos e reduzir os riscos dos contratos.

Usinas adjacentes, associadas e portfólios comerciais são considerados usinas distintas e não propriamente híbridas pois as fontes energéticas não compartilham os equipamentos de



**Figura 8** – Tipologias de arranjos de usinas. Adaptado de [EPE \(2018\)](#).

geração e produzem energia independentemente uma da outra. Todavia, no conceito *latu sensu* de usinas híbridas encontrado na literatura, a tipologia de usinas associadas é a que melhor se encaixa na conceituação e que apresenta ser o tipo de combinação de fontes mais explorada ([EPE, 2018](#)).

A Minuta de Ato Normativo que está sendo proposta altera a Resolução Normativa nº 876 de 2020, que trata da junção das regras que regulamentam os requisitos e procedimentos para aquisição de outorgas de geração de energia elétrica. Entre as alterações, tem-se que a definição de uma Central Geradora Híbrida (UGH) é uma “instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias, objeto de outorga única”, ela define, também, Centrais geradoras associadas como sendo “duas ou mais instalações com a finalidade da produção de energia elétrica com tecnologias distintas, com outorgas distintas, que compartilham fisicamente

e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição” (ANEEL, 2020c, p. 2).

### 2.3.3 Vantagens de Sistemas Híbridos de Energia

As possíveis vantagens na hibridização de fontes de energia dependem das disponibilidades energéticas dos recursos disponíveis no local que se pretende construir o empreendimento, dos graus de complementaridade entre as fontes, da existência de infraestrutura de transmissão e distribuição de energia, do dimensionamento e performance das usinas. Portanto, variam para cada projeto. Pode-se citar as seguintes vantagens provenientes de sistemas híbridos compostos por fontes de energia com características complementares (EPE, 2018):

- (a) **Aumento da segurança e estabilidade do sistema elétrico:** devida a diversificação de fontes de energia, pode haver uma estabilidade maior na produção final em razão da modulação, sazonalidade e perfil de geração individual das fontes. Este fenômeno é chamado de efeito portfólio e, apesar de não depender que os projetos de usinas estejam combinados, próximos ou em locais diferentes, sistemas híbridos podem amenizar os impactos no sistema devido a redução da variabilidade e, assim, aumentar o fator de uso do sistema de transmissão, desde que seja mantida a inserção de potência máxima no ponto de conexão.
- (b) **Diminuição dos níveis de ociosidade do sistema de transmissão e/ou distribuição:** a complementaridade entre as gerações das fontes implica em diminuição da variação de inserção de potência na rede, o que otimizaria o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição à medida que os períodos de capacidade ociosa desses sistemas é reduzido. Dessa forma, a operação do sistema tende a exigir menos instrumentos de controle de frequência e tensão.
- (c) **Melhora do fator de capacidade do arranjo de usinas:** como consequência da redução da ociosidade dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, espera-se um aumento do fator de capacidade (taxa de tempo na qual a usina opera com a potência nominal ou máxima durante um período) da produção conjunta em circunstâncias consideradas extremas sob o ponto de vista da performance do sistema.
- (d) **Otimização do uso do local compartilhado:** um benefício associado ao aproveitamento do local físico e energético dos recursos disponíveis está atrelado à redução dos custos advindos da compra da área, o que impacta as despesas relacionadas ao monitoramento, operação, manutenção e inspeção das usinas.

- (e) **Compartilhamento de equipamentos de geração:** pode haver economia no capital que deixa de ser investido devido o aproveitamento de um mesmo equipamento para a geração de mais de uma fonte. Dentre as configurações propostas pela EPE, a configuração de usinas híbridas seria a única a dispor deste benefício.
- (f) **Compartilhamento do Montante de Uso do Sistema de Transmissão e/ou Distribuição (MUST/MUSD):** o compartilhar da infraestrutura contratualmente, além de fisicamente, permite a redução dos custos do gerador com tarifas de uso da rede, pois o montante contratado de conexão seria limitado a um valor menor que a soma das potências das fontes individuais. Esta estratégia se dá em razão da complementaridade entre as fontes, pois implica que os momentos de geração não coincidem.
- (g) **Compartilhamento do sistema de interesse restrito:** como consequência do compartilhamento do MUST/MUSD, as instalações de geração de interesse restrito (subestações e linhas de transmissão) podem ser dimensionadas para uma potência menor que a soma das potências individuais das fontes.

É possível notar que as vantagens englobam o perfil gerador e o responsável pelo controle e coordenação da operação desses sistemas.

#### 2.3.4 Desvantagens de Sistemas Híbridos de Energia

As desvantagens estão relacionadas à dificuldade de encontrar locais que funcionem bem para as fontes de energia envolvidas no sistema e à proporção ótima para cada fonte, a qual depende do local da usina e varia para cada projeto. Pode-se citar as seguintes desvantagens provenientes de sistemas híbridos compostos por fontes de energia com características complementares (EPE, 2019):

- (a) **Projetos mais complexos:** plantas de usinas híbridas são intrinsecamente mais difíceis de projetar do que as plantas convencionais. Além da dificuldade de encontrar locais que funcionem bem para as fontes de energia envolvidas no sistemas, estes demandam estratégias de controle e otimização das diferentes fontes, em alguns casos do sistema de armazenamento, para operação coordenada. A necessidade de equipamentos de controle adicionais à rede coloca em questão a vantagem do aumento da segurança e estabilidade do sistema elétrico.
- (b) **Intervenção na produção individual de energia das fontes:** o compartilhar da área pode elevar as perdas no processo de geração de energia devido a influência de uma planta na outra.

- (c) **Confiabilidade em casos de falhas nas instalações de interesse restrito:** por terem sua infraestrutura de conexão compartilhada, uma parcela ou toda da produção da usina híbrida pode ficar contrometida e impossibilitada de ser escoada em situações de falha.
- (d) **Perdas relacionadas ao corte de geração (*curtailment*):** Podem ocorrer situações em que a energia conjunta gerada ultrapasse a capacidade contratada de escoamento para a tipologia de usinas associadas em virtude do compartilhamento da infraestrutura de acesso e conexão à rede de distribuição ou básica, tanto fisicamente com o subdimensionamento das instalações de interesse restrito, quanto contratualmente com a contratação de uma capacidade para uso da rede inferior à integralidade das potências nominais individuais dos recursos energéticos que contribuem para a usina híbrida, o que exige que essa energia excedente seja descartada. Dessa forma, o *curtailment* se configura como uma perda inerente a sistemas híbridos de energia e deve ser considerado a contar do estágio do projeto.

Essa restrição à geração de energia de empreendimentos híbridos se constitui como uma desvantagem pois a ultrapassagem dos limites do montante do uso da rede pode colocar em risco a segurança do sistema e deve ser rigorosamente obedecida pelos geradores, cuja responsabilidade recai. Na nota técnica nº EPE-DEE-NT-025, Metodologia para Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas, infere-se que o *curtailment* é influenciado pelos tipos de equipamentos de geração selecionados no dimensionamento das usinas (EPE, 2017).

Apesar das resoluções contemplarem multas pela ultrapassagem do montante de uso da rede contratada, os estudos desenvolvidos pela EPE entendem que essas penalizações, para o caso de usinas híbridas ou associadas que contratem uma capacidade da rede inferior à potência nominal das usinas envolvidas, não são suficientes, pois trazem riscos ao sistema elétrico como um todo caso mais de um gerador decida ultrapassar o limite ao mesmo tempo. Para isto, em sistemas híbridos, é necessário definir uma fonte para alocar o montante de energia cortada nos eventos e que esse corte de geração seja automático e obrigatório. A ANEEL define que os Sistemas Especiais de Proteção – SEP é um “Sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema, dos equipamentos ou das linhas de transmissão” (ANEEL, 2020b).

### 2.3.5 Limitações de Sistemas Híbridos de Energia

A não paridade entre os setores de energia renovável podem impedir o progresso de sistemas híbridos. Pode-se citar as seguintes limitações, que podem servir de impecilhos para

maiores investimentos em usinas híbridas, provenientes de sistemas compostos por fontes de energia com características complementares (EPE, 2018; EPE, 2019):

- (a) **Capacidade de escoamento da rede:** o sistema de um local com disponibilidades energéticas complementares pode ter restrições que exigem investimento na infraestrutura existente para que seja viável o aumento da capacidade de escoamento.
- (b) **Compartilhamento de contratos de uso da rede:** no Brasil, as Resoluções Normativas nº 666/2015 e nº 506/2012 da ANEEL não permitem a contratação de um montante de uso do sistema de transmissão e distribuição, respectivamente, inferior à soma das potências nominais individuais dos recursos energéticos. Logo, impossibilita o compartilhamento de contratos de uso da rede nas tipologias de usinas híbridas e associadas, o qual traria benefícios relacionados à diminuição dos custos com os contratos.
- (c) **Liquidação financeira dos contratos:** as regras para a contabilização e liquidação de energia produzida, hoje, dependem da forma do contrato e se diferenciam por fonte/tecnologia. As regras atuais não se adequam para empreendimentos híbridos que utilizem uma única medição de produção de energia, como a tipologia usinas híbridas, o que afeta a alocação dos riscos e precificação da geração conjunta.
- (d) **Cálculo da garantia física:** os critérios para cálculo da garantia física de usinas, hoje, é realizado de acordo com as particularidades de cada fonte e não há metodologia que contabilize a garantia física de empreendimentos híbridos. O *curtailment* impacta e deve ser levado em consideração neste cálculo.

### 2.3.6 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) Horário e Sistemas Híbridos

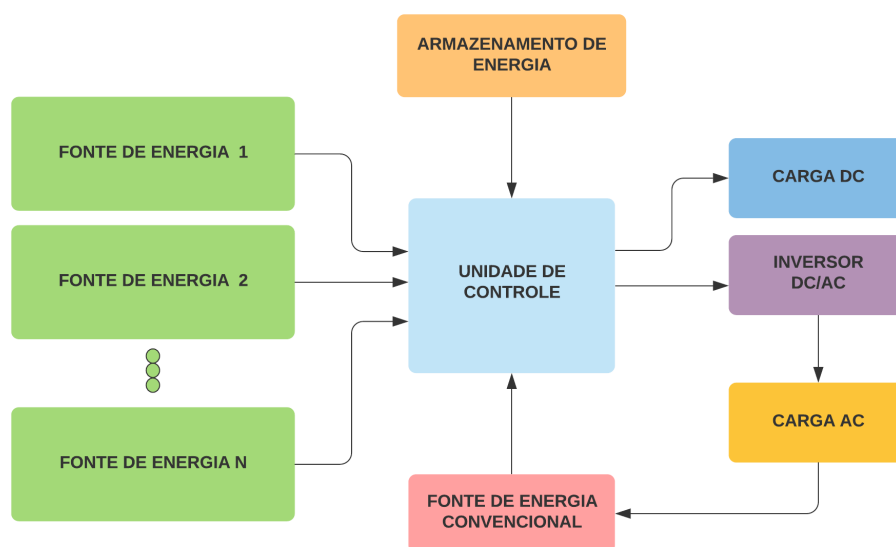
O PLD, utilizado para valorar os montantes de energia liquidadas no MC), era calculado por patamar de carga, semanalmente e para cada submercado até dezembro de 2020. Este método reduzia, de certa forma, as exposições financeiras para os geradores por não captar a variabilidade horária ou diária das fontes renováveis intermitentes. Entretanto, com o aumento da inserção dessas fontes na matriz elétrica brasileira, exige-se um sistema de estruturação de preço bem mais minucioso. Dessa forma, com a implementação do PLDh a partir de 1 janeiro de 2021, por meio da Portaria nº 301 de 31/07/2019, as variações das fontes intermitentes tornam-se mais relevantes, o que faz necessário que o gerador invista em instrumentos com o intuito de se proteger das exposições financeiras. Usinas híbridas podem funcionar como um mecanismo de proteção aos riscos de exposição das oscilações de preço à medida que propõem a redução da variabilidade de duas fontes intermitentes por meio da complementaridade energética entre



elas, a fim de aproximar ao máximo o perfil de geração a um perfil *flat* (distribuição constante) (MME, 2020; EPE, 2019).

## 2.4 Projetos e Arranjos de Sistemas Híbridos de Energia

Em tese, a integração de um sistema de energia híbrido é feita como mostra a figura 9. A complexidade do sistema elétrico aumenta quando se lida com sistemas híbridos, os quais exigem uma otimização do emprego de cada fonte que deve ser levado em consideração nos projetos. A maneira de se otimizar o sistema transfigura-se um estudo específico para cada caso. O sistema híbrido pode estar conectado a um sistema de armazenamento de energia e operar interligado à rede ou como um sistema isolado, e a carga a ser atendida pelo sistema híbrido pode ser alternada, o tipo mais comum, contínua ou os dois tipos ao mesmo tempo. Arranjos que são interligados e acoplados em barramentos de corrente alternada (CA) devem obedecer aos requisitos de qualidade e segurança (tensão e frequência adequados), essa configuração exige um sistema de controle mais sofisticado (LUNA-RUBIO R., 2012; FERNANDES, 2005).



**Figura 9** – Arquitetura geral de um sistema de energia híbrida. Adaptado de Luna-Rubio R. (2012)

Projetos de sistemas híbridos de energia podem ser contemplados desde a sua elaboração inicial ou a partir da inclusão a sistemas já existentes. Estes podem ser compostos por diversas combinações de fontes de geração, pode-se citar sistemas eólicos, fotovoltaicos, hídricos, diesel, de CSP, gás natural, biomassa, nuclear, etc. O armazenamento energético, como baterias, supercapacitores, volante de flywheel (FES) e células a combustível não é obrigatório nestes sistemas (ANDRADE HELDER; DE LEMOS PEREIRA, 2007).

| Arranjo de fontes em sistemas híbridos               | Sinergia e complementaridade entre as fontes  |
|--|---|
| Energia hídrica, eólica e/ou solar                   | A otimização do uso de recursos hídricos pode ser feita a partir de projetos de um parque híbrido fotovoltaico-hidráulico com reservatório, em que as gerações solar e eólica funcionam como um complemento para períodos longos de seca, além de serem armazenadas na configuração de energia potencial no reservatório, o que minimizaria a utilização da energia nos reservatórios. Por sua vez, a energia hidráulica, que promove uma energia mais confiável, complementa e suaviza as oscilações na geração da energia solar e eólica nos períodos chuvosos(KUMAR K., 2013). |
| Energia a diesel, eólica e/ou solar                  | A junção da energia eólica ou fotovoltaica a geradores de energia a diesel funciona como uma compensação dos custos relacionados à transposição do diesel, que representa um fator de economia para locais isolados, e uma solução para diminuir a poluição devido ao transporte do combustível. O grupo gerador diesel assegura a invariabilidade e estabilidade da energia gerada a partir do recurso eólico ou solar, e assim garante o atendimento à demanda da carga com uma maior eficiência. São os sistemas mais implantados mundialmente (FERNANDES, 2005).              |
| Energia solar concentrada (CSP) e solar fotovoltaica | O aproveitamento do recurso solar pode ser otimizado a partir da hibridização entre as tecnologias CSP e PV. As plantas CSP são capazes de gerar energia despachável pois, devido ao sistema de armazenamento, continuam a produzir energia mesmo sem a presença do sol. Portanto, a partir de ajustes no despacho de energia, durante o dia há produção de energia somente com o sistema PV enquanto toda a energia térmica é armazenada para ser utilizada nos outros horários, ou quando a produção da planta PV não ser capaz se atender a carga(KALBERMATTER, 2017).         |
| CSP e biomassa                                       | A complementariedade da hibridização da energia solar térmica com a biomassa é tanto sazonal quanto diurna. Durante o dia, a planta CSP atua enquanto a matéria-prima é queimada como um combustível complementar para que se alcance uma geração de energia constante, logo, a demanda de biomassa diminui, aumentando a segurança do sistema (NIXON; DAVIES, 2012).   |
| Energia eólica e solar fotovoltaica                  | A complementaridade entre o recurso eólico e solar permite que o aproveitamento energético aconteça ao longo de todo o ano. Enquanto do início da manhã até o pôr-do-sol prevalece a geração fotovoltaica, a velocidade dos ventos permanece maior durante a noite e de madrugada, instantes em que a taxa de radiação é nula (PINHO J. T., 2008).  |
| Energia geotérmica e fotovoltaica                    | Há várias configurações para este tipo de hibridização, as principais envolvem o pré-aquecimento solar, em que a energia solar é utilizada a fim de pré-aquecer a salmoura ou demais fluidos, e o superaquecimento solar, na qual a energia solar é usada para superaquecer o fluido de trabalho do ciclo de energia geotérmica (LI CHANGWEI LIU, 2019).  |

**Tabela 4** – Sinergia e complementaridade em diferentes arranjos de sistemas híbridos de energia. Fonte: elaborado pela autora.

As combinações viáveis de fontes de energia intermitente dependem da complementaridade entre as fontes, a qual não garante que a aleatoriedade será sanada, e podem ser restringidas pela tipologia escolhida para a usina. A tabela 4 traz como a complementaridade pode funcionar entre diversos arranjos de usinas híbridas. O nível de integração entre fontes é maior nas tipologias de usinas associadas e híbridas, o que pode dificultar ou inviabilizar certas combinações, como por exemplo a tipologia de usinas híbridas que é limitada a arranjos em que possa haver o compartilhamento de equipamentos de geração. A energia produzida pela associação de recursos energéticos não confiáveis, ou não despacháveis, independente do nível de integração ou complementaridade, é também caracterizada por ser não despachável (EPE, 2018).

Este estudo tem enfoque no sistema híbrido de energia Solar-Hidrelétrica.

### 2.4.1 Geração Híbrida Solar-Hidrelétrica

A tecnologia solar fotovoltaica flutuante (FVF) não encontra limitações regulatórias no setor elétrico no Brasil, que estima-se ter uma capacidade de até 4.519 GWp ao se utilizar os reservatórios das usinas hidrelétricas. A maior plataforma solar flutuante do Brasil está localizado na UHE Sobradinho, no estado da Bahia. O empreendimento tem 1MWp (Megawatt pico) de potência instalada e ocupa uma área de lago de 11 mil m<sup>2</sup>, aproximadamente (EPE, 2021b).

As maiores dificuldades na implantação desse tipo de empreendimento estão na obtenção do licenciamento ambiental e na constatação do direito ao uso da área designada para o projeto. Os desafios estão relacionados à construção, operação e custos de implantação, que ainda são maiores se comparados às usinas em terra. O Capital Expenditure (CAPEX) de FVFs costumam ser cerca de 18% maior (EPE, 2021b).

Tendo em vista que as estruturas das FVFs são geralmente fixas, os fatores de capacidade (FC) são considerados mais baixos que de usinas com rastreamento solar de um eixo. Além disso, a influência da água na redução das temperaturas dos módulos também é levada em consideração a partir de um ganho tímido. A tabela 5 apresenta os valores mensais de FC típicos dessa fonte para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, obtidos a partir de dados do Banco de Dados de Sistema (AEGE) (EPE, 2021b).

| Jan.  | Fev.  | Mar.  | Abr.  | Mai.  | Jun.  | Jul.  | Ago.  | Set.  | Out.  | Nov.  | Dez.  |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 25.7% | 25.1% | 24.2% | 24.1% | 21.2% | 21.5% | 22.8% | 27.0% | 27.8% | 25.9% | 21.5% | 22.7% |

**Tabela 5** – Fatores de capacidade FVF mensais para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Fonte: (EPE, 2021b).

As possíveis vantagens específicas da associação de usinas hidrelétricas com FVF são (EPE, 2020):

- (a) **Aumento de eficiência dos módulos:** A temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos instalados sobre a água tendem a diminuir em relação a uma instalação em solo. O grau desta vantagem pode variar a depender da localidade escolhida, pois quanto maior a velocidade do vento, maiores os ganhos na eficiência.
- (b) **Diminuição das perdas por sujeira:** Por serem instaladas sobre os reservatórios, a tendência é ter um acúmulo menor de poeira nos módulos. Por consequência, requer-se uma quantidade menor de água, que pode até ser a mesma água disponível no local, para a limpeza dos painéis.
- (c) **Diminuição das perdas por sombreamento:** O sombreamento entre os módulos tende a diminuir devido ao uso de uma inclinação menor nos módulos, em relação a uma instalação em solo, para reduzir a influência dos ventos sob a estrutura.
- (d) **Diminuição da evaporação da água dos reservatórios:** os efeitos da cobertura FVF em reservatórios podem ser mais ou menos interessantes a depender da disponibilidade hídrica de cada local e da área do reservatório utilizada. Apesar da redução da evaporação em reservatórios estar associada a usinas flutuantes, esta também pode ser alcançada por outros métodos mais viáveis economicamente, como o uso de filmes superficiais e bolas de sombra.

As seguintes vantagens podem estar associadas a FVF (EPE, 2020):

- (a) **Acúmulo de dejetos de pássaros:** Os custos com a limpeza dos módulos flutuantes podem aumentar devido ao dejetos de aves da região. A concentração de nutrientes na água é também afetada devido a falta destes mesmos dejetos. Além disso, pode haver redução na qualidade da água a depender dos produtos químicos utilizados nos módulos para limpeza ou redução do acúmulo de sujeira.
- (b) **Impacto na vida aquática local:** O porte das usinas flutuantes influencia bastante no grau de alterações no microclima do local. Pequenos empreendimentos tendem a manifestar baixos impactos na vida aquática e até mesmo, em alguns casos, impactos positivos devido à criação de níveis médios de distúrbios, que podem aumentar a biodiversidade local, aumento de áreas de abrigo e forrageamento (ato de procurar alimento) dos peixes. Por outro lado, usinas com proporções que ocupam grandes áreas da superfície do reservatório podem vir a causar diminuição do processo de fotossíntese local, devido à

redução da luz pelo sombreamento dos painéis. Dessa forma, a cadeia alimentar pode sofrer desequilíbrios, levando ao maiores benefícios à certas espécies e/ou diminuição de populações.

- (c) **Impactos da variação do nível d'água dos reservatórios:** A oscilação dos níveis d'água do reservatório pode interferir na inclinação dos módulos flutuantes, que podem influenciar no aumento do sombreamento e/ou operação dos módulos em ângulos desvantajosos. Essa desvantagem intensificada em hidrelétricas reversíveis e usinas de regularização, em que seus reservatórios sofrem de deplecionamento (diminuição do nível de água) ao longo da operação.
- (d) **Menor vida útil dos equipamentos:** A possibilidade de corrosão e elevada umidade, a qual os módulos ficam sujeitos, podem impactar na vida dos módulos fotovoltaicos, das estruturas da plataforma e até mesmo dos flutuadores.

Dessa forma, indica-se privilegiar as localidades com maiores fluxos de água e tempo de residência (tempo que a água permanece no rio) para a instalação de FVFs em usinas hidrelétricas (EPE, 2020).

### 3 Metodologia

Nesta seção é apresentada a hipótese proposta e os procedimentos utilizados para sua validação.

A metodologia desenvolvida baseia-se nos estudos referentes à complementaridade entre recursos energéticos aplicados aos sistemas híbridos e gerenciamento de riscos por meio da diversificação da composição de portfólios. Objetiva-se vislumbrar, sem o intuito de apresentar estudo de viabilidade econômica, a seguinte hipótese:

A estratégia de hibridização de usinas participantes do MRE com usinas solares flutuantes proporciona uma proteção contra exposições financeiras negativas no MCP advindas dos cenários em que a geração total do MRE se encontra abaixo da garantia física total, casos em que o fator GSF é inferior a um.

De acordo com a hipótese levantada, a estimativa da produção de energia da usina flutuante é calculada com base nas expectativas de variação do GSF. A estratégia de hibridização das usinas hidrelétricas com FVFs, a serem instaladas em seus reservatórios de água, se torna relevante visto que os geradores que estão sujeitos às decisões de despacho e que fazem parte do MRE não possuem controle sobre as produções de seus empreendimentos e, conseqüentemente, da gestão dos riscos hidrológicos.

Importante salientar que a permissão para que usinas participantes do MRE se tornem híbridas está condicionada à existência de medição e garantias físicas distintas por fonte de geração. Além disso, a geração oriunda de outras tecnologias de geração não pode ser destinada ao MRE (ANEEL, 2020a). Dessa forma, a solução propõe a designação da produção da parcela solar para cobrir as exposições financeiras negativas advindas do GSF e seu comprometimento com contratos dependeria da expectativa de desempenho tanto da usina hidrelétrica quanto do MRE como um todo.

Portanto, essa solução pretende: (i) trazer um diferencial de negócio, por meio da diversificação do portfólio de geração com outras fontes; e (ii) fornecer ao empreendedor uma ferramenta que proporcione maior flexibilidade nas estratégias de planejamento da comercialização e gestão da exposição a movimentos de preços de mercado desfavoráveis influenciados pelos impactos negativos do GSF.

As etapas da metodologia para a validação da hipótese levantada foram:

1. Etapa I: Aquisição de Dados.
2. Etapa II: Quantificação da complementaridade entre a disponibilidade hídrica e solar.
3. Etapa III: Dimensionamento de sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico).

Nas próximas seções tem-se a descrição detalhada de cada etapa.

### 3.1 Etapa I: Aquisição de Dados

#### 3.1.1 Escolha das usinas

As disponibilidades energéticas das fontes de energia hídrica e solar são avaliadas por meio de séries históricas reais temporais, e estas são necessárias para entender e prever a variabilidade sazonal esperada do perfil de geração de energia. Esta primeira etapa é voltada para a escolha das localidades para a coleta dos dados meteorológicos necessários de cada fonte. Para cada subsistema, identificou-se a usina hidrelétrica mais representativa. Os critérios analisados foram a relevância da capacidade de armazenamento de energia dos principais reservatórios em relação aos subsistemas e a participação no MRE. O quadro 6 apresenta, para cada subsistema, as usinas hidrelétricas e suas respectivas bacias.

| Subsistema | Empreendimentos | Bacias Hidrográficas | Capacidade de armazenamento de energia* |
|------------|-----------------|----------------------|---|
| S          | Salto Santiago  | Iguaçu               | 17,10%                                  |
| SE/CO      | Furnas          | Grande               | 17,21%                                  |
|            | Cana Brava      | Tocantins-Araguaia   | -                                       |
| NE         | Sobradinho      | São Francisco        | 58,23%                                  |
| N          | Tucuruí         | Tocantins-Araguaia   | 50,69%                                  |

\*em relação ao subsistema levando em conta todos os reservatórios cheios

**Tabela 6** – Usinas selecionadas para o estudo de caso.

Abaixo, os detalhes sobre as usinas selecionadas:

1. **Usina Hidrelétrica Salto Santiago:** localizada no município de Saudade do Iguaçu, no estado do Paraná, pertence à ENGIE Brasil. Instalada no rio Iguaçu, possui uma Potência Outorgada de 1.420 MW, Garantia Física de 733,3 MW médios e seu reservatório tem uma área de 208 km<sup>2</sup> (BRASIL, 2021b).
2. **Usina Hidrelétrica de Furnas:** localizada entre os municípios de São José da Barra e São João Batista do Glória, no estado de Minas Gerais, e foi a primeira usina construída

por FURNAS Centrais Elétricas, uma sociedade anônima de economia mista federal, de capital fechado e controlada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras. Instalada no rio Grande, possui uma Potência Outorgada de 1.216 MW, Garantia Física de 582 MW médios e seu reservatório tem uma área de 1.440 km<sup>2</sup>. Em cumprimento à Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras, a UHE Furnas deixa de ser participante do regime de cotas de garantia física<sup>1</sup> e passa, de forma gradual e uniforme até 2028, a comercializar sua energia no ACL (FURNAS, 2021; MME, 2021).

3. **Usina Hidrelétrica Cana Brava:** localizada em Cavalcante, no estado de Goiás, está instalada no rio Tocantins, possui uma Potência Outorgada de 450 MW, Garantia Física de 260,8 MW médios e seu reservatório tem uma área de 139 km<sup>2</sup> (BRASIL, 2021a).
4. **Usina Hidrelétrica de Sobradinho:** localizada no estado da Bahia e pertence à Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), uma sociedade anônima de capital aberto. Instalada no rio São Francisco, possui uma Potência Outorgada de 1.050,3 MW, Garantia Física de 504,5 MW médios e seu reservatório tem uma área de 4.214 km<sup>2</sup> (CHESF, 2021).
5. **Usina Hidrelétrica de Tucuruí:** localizada no município Tucuruí, no sudeste do Pará, e pertence a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte). Instalada no rio Tocantins, possui uma Potência Outorgada de 8.535 MW, Garantia Física de 4.414 MW médios e seu reservatório tem uma área de 2.850 km<sup>2</sup> quando cheio (ELETRICIDADE, 2020).

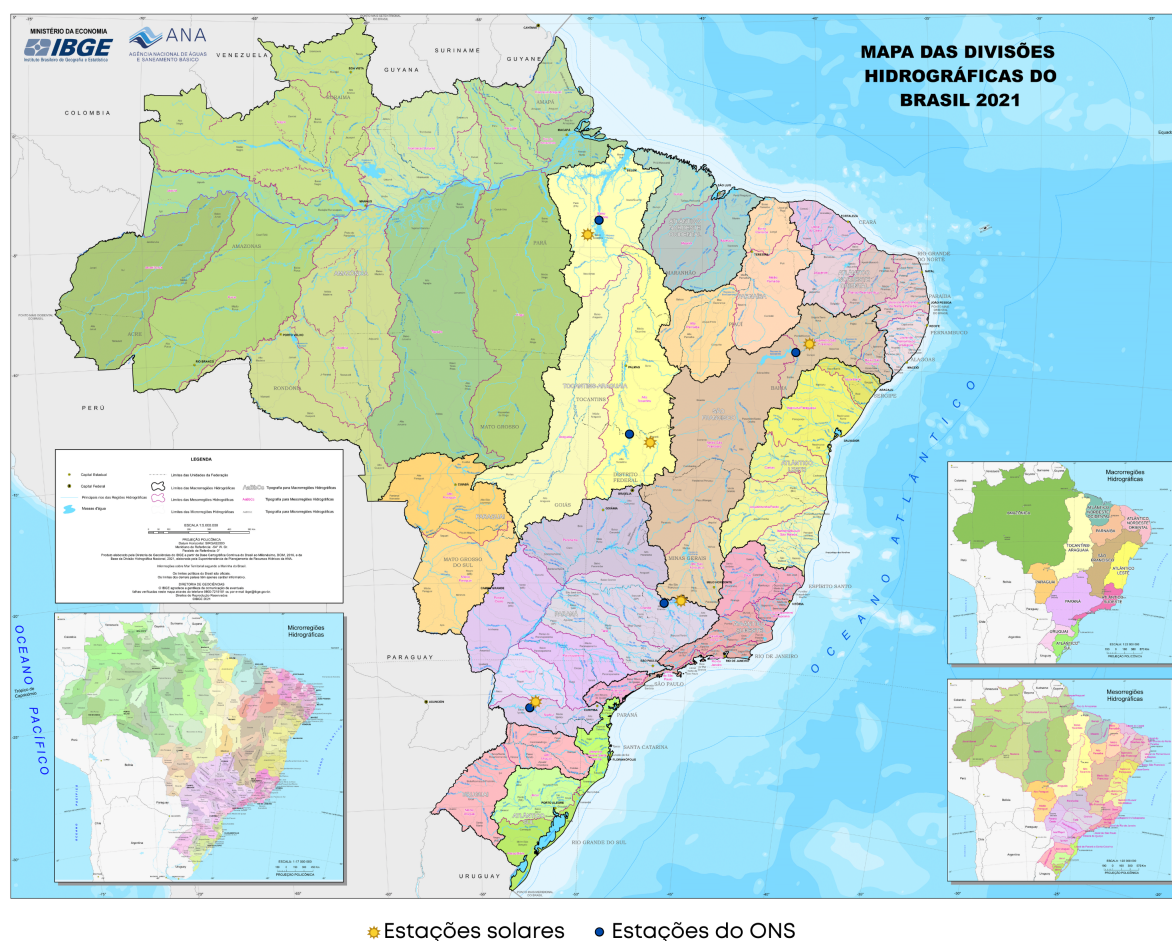
### 3.1.2 Coleta de Dados

Os dados meteorológicos usados neste trabalho foram coletados das estações automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (Inmet), para os dados de irradiação global, e das estações fluviométricas do Sistema de Acompanhamento de Reservatórios (SAR) do SIN, sob responsabilidade do ONS, para os dados de vazões afluentes<sup>2</sup> (ONS, 2021h; INMET, 2021). A figura 10 contém a localização geográfica das estações selecionadas para este estudo. Informações adicionais das estações selecionadas podem ser encontradas no Apêndice A.

<sup>1</sup> Criado pela Lei nº 12.783/2013 com o objetivo de comercializar a energia dos geradores com a concessão vencida. Neste regime, todos os anos a ANEEL reparte a garantia física dos geradores hidrelétricas entre as distribuidoras. Os geradores participantes não assumem os riscos hidrológicos nem os resultados financeiros do MRE relativos às usinas (ANEEL, 2017).

<sup>2</sup> Vazão que chega a um aproveitamento hidroelétrico (ONS, 2021c).





**Figura 10** – Localização geográfica das estações automáticas, do Instituto Nacional de Meteorologia (Inmet), e das estações fluviométricas, de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), consideradas neste trabalho. Fonte: [IBGE \(2021\)](#), modificado pela autora.

### 3.2 Etapa II: Quantificação da complementaridade entre a disponibilidade hídrica e solar

Esta etapa do estudo busca avaliar a complementaridade entre as disponibilidades energéticas hídrica e solar por meio do uso do coeficiente de correlação linear de *Pearson*. A CCEE realiza mensalmente a contabilização e liquidação financeira do MCP, processo pelo qual são apurados o pagamento e recebimento dos débitos e créditos de cada agente. Em razão do anterior e de forma a compatibilizar a resolução temporal das análises, os cálculos relacionados com a complementaridade são realizados em uma base mensal para o ano 2020.

A série hídrica é dada em base diária e a série solar em base horária. Portanto, para a série histórica temporal de irradiação global, somou-se os valores das horas de cada dia a fim de se obter os valores diários. As matrizes de correlação linear entre as séries foram calculadas

por meio do comando `pearsonr()` do módulo funções estatísticas (`scipy.stats`) da linguagem de programação `Python`.

### 3.2.1 Correlação de Variáveis

O uso da correlação de Pearson é uma maneira comum de se obter a relação linear entre duas variáveis aleatórias de diferentes unidades. O coeficiente de correlação linear de Pearson,  $\rho$ , é obtido através da divisão da covariância pelo produto dos desvios padrão das variáveis, dado pela equação 3.1:

$$\rho = \frac{Cov(X, Y)}{S_X S_Y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2] [\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2]}} \quad \text{com } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.1)$$

Onde X e Y são as variáveis aleatórias, que neste caso são as séries temporais de vazão afluente e irradiação global. O coeficiente de correlação linear de Pearson é adimensional e pode assumir um valor positivo, zero ou negativo, entre -1 e 1, que indicam uma correlação positiva, nula ou negativa, respectivamente. É importante ressaltar que a correlação não diz qual variável varia em função da outra, mas apenas que existe uma relação entre elas. Além disso, um baixo coeficiente de correlação de Pearson não implica inexistência de relação entre as variáveis, que podem ter uma relação não-linear. A tabela 7 traz a interpretação adotada como referência neste estudo.

| Correlação       | Valor de $\rho$           | Interpretação |
|------------------|---------------------------|---------------|
| Não Complementar | $0,90 \leq \rho < 1,00$   | muito forte   |
|                  | $0,60 \leq \rho < 0,90$   | forte         |
|                  | $0,30 \leq \rho < 0,60$   | moderada      |
|                  | $0,00 < \rho < 0,30$      | fraca         |
| Complementar     | $-0,30 < \rho < 0,00$     | fraca         |
|                  | $-0,60 < \rho \leq -0,30$ | moderada      |
|                  | $-0,90 < \rho \leq -0,60$ | forte         |
|                  | $-1,00 < \rho \leq -0,90$ | muito forte   |

**Tabela 7** – Interpretação do coeficiente de correlação de Pearson. Fonte: (CANTÃO, 2015), modificado pela autora.

De acordo com CANTÃO e ROSA, quanto menor o valor de  $\rho$ , maior será a complementaridade entre as variáveis, pois indica que a tendência de crescimento de uma variável significa a tendência de diminuição da outra. Por outro lado, caso  $\rho > 0$  as variáveis tendem a ter um comportamento similar. No contexto deste trabalho, a similaridade entre variáveis corresponde a uma relação de não complementaridade.

### 3.3 Etapa III: Dimensionamento de sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico)

O propósito desta etapa é encontrar a participação ótima da usina solar fotovoltaica flutuante na hibridização de usinas que participam do MRE. Para isso, considera-se que seu objetivo é ser um produto de comercialização de curto prazo, a fim de mitigar a exposição dos geradores aos riscos relacionados ao GSF.

No estudo são consideradas as mudanças regulatórias referentes às regras de sazonalização da garantia física para fins do MRE previstas para o ano de 2022 por meio da Resolução nº 899/2020. Portanto, nesta subetapa, simula-se o comportamento do GSF em decorrência da aplicação de limites de sazonalização seguindo os seguintes passos:

1. Obtenção das novas curvas de sazonalização: Para isso, fez-se o ajuste, para cada usina selecionada, dos valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE considerando a aplicação dos limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020;
2. Análise do impacto financeiro da nova regra de sazonalização na exposição dos agentes ao mercado de curto prazo;
3. Definição da potência da FVF ao levar em consideração os valores mais críticos dos montantes a liquidar no MCP de cada cenário, a fim de que a contribuição da complementaridade mensal possa refletir na estratégia de comercialização dos agentes.

## 4 Resultados e Discussão

Nesta seção, são apresentados e discutidos os resultados alcançados com o procedimento metodológico adotado.

### 4.1 Quantificação da complementaridade entre a disponibilidade hídrica e solar

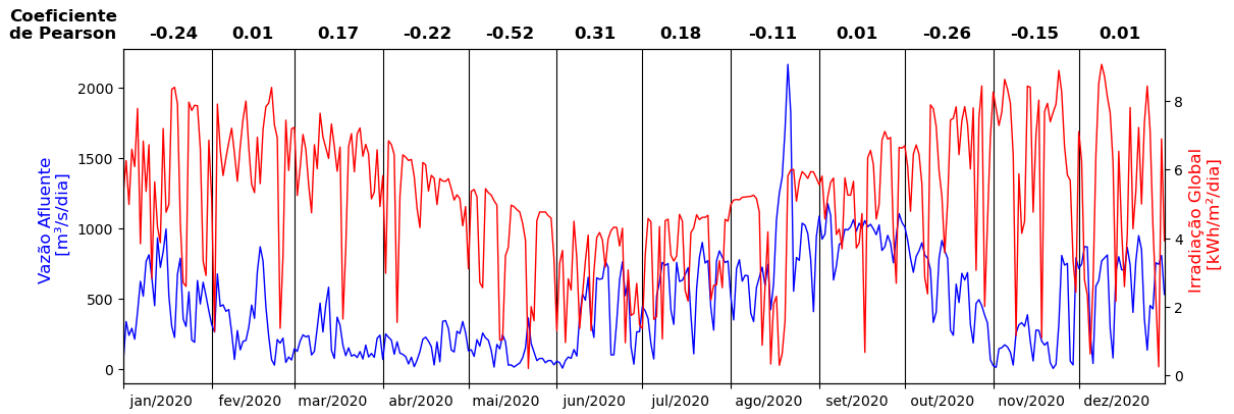
A figura 11 ilustra o comportamento diário das séries vazão afluente e irradiação global dos empreendimentos selecionados e apresenta os Coeficientes de correlação de *Pearson* mensais entre as variáveis para o período de 2020. Observa-se, pelas figuras 11b, 11d e 11e, que as curvas de vazão média têm comportamento semelhante para as UHEs de Furnas, Sobradinho e Tucuruí, com maior disponibilidade hidráulica no primeiro semestre e menor no segundo.

As bacias localizadas no subsistema Sul não apresentam, historicamente, um comportamento hidrológico com sazonalidade bem estabelecido entre períodos úmido e seco (ONS, 2021a), por isso possuem a característica de se comportarem de maneira inversa, como pode ser visto na figura 11a para a UHE Salto Santiago. O comportamento diferenciado da UHE Cana Brava se deve por ela ser uma usina à fio d'água, o que a torna bem mais susceptível às mudanças no regime hidrológico e às variações de vazão do rio Tocantins, onde está instalada.

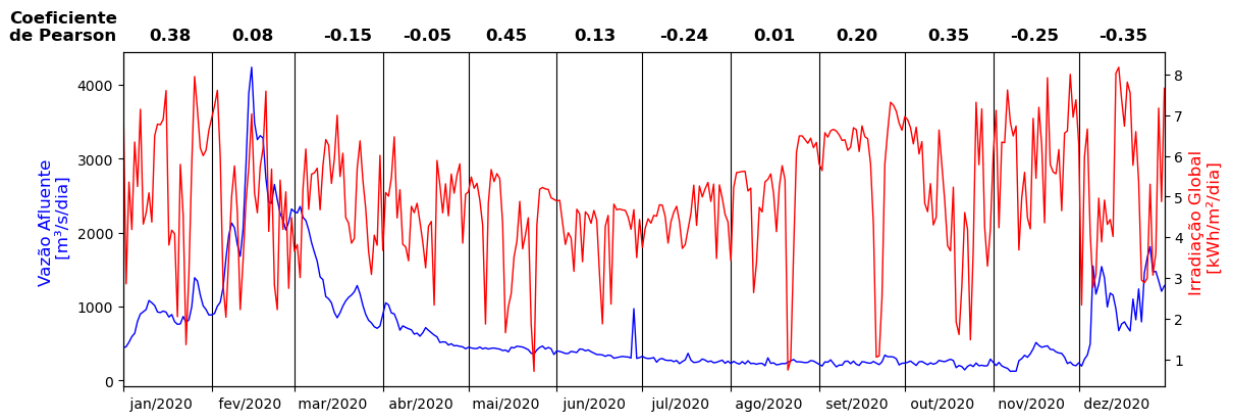
Esse comportamento distinto entre as vazões ao longo do território brasileiro dá certa flexibilidade nas análises de complementaridade entre as fontes diversas, possibilitando combinações que possam se adequar às características de cada região.

Diferentemente da série de vazões, a série histórica de irradiação global apresenta um comportamento similar e uniforme para as regiões consideradas: maior disponibilidade nos meses de janeiro, fevereiro, março, setembro, outubro, novembro e dezembro e uma redução significativa entre os meses de abril, maio, junho, julho e agosto, exceto para UHE Tucuruí. É perceptível uma grande variabilidade dos dados à vista dos dias.

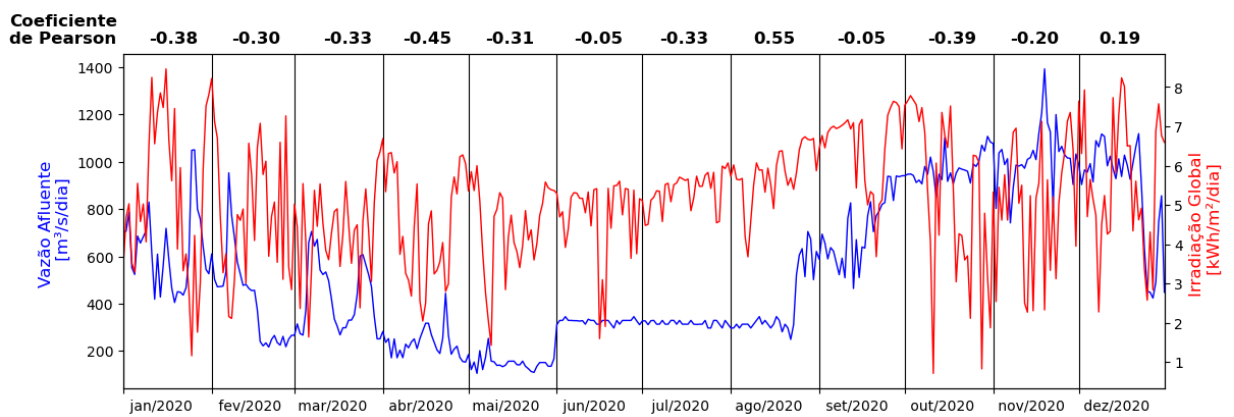
Dessa forma, é possível visualizar que ambos os recursos possuem alta disponibilidade energética até final do período úmido (abril), exceto para UHE Santiago, e que visualmente existe uma relação de complementaridade até o final do período seco (novembro), exceto para UHE Cana Brava.



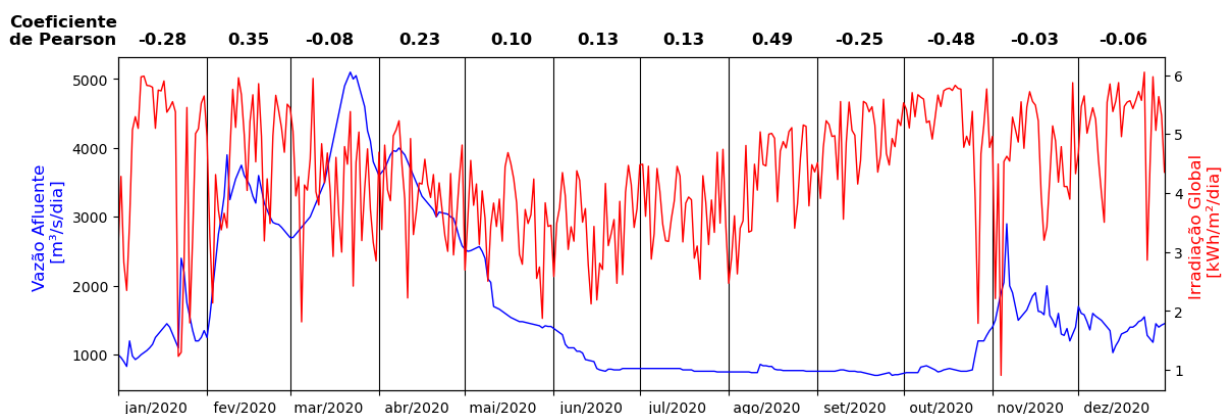
(a) UHE Salto Santiago (Subsistema Sul).



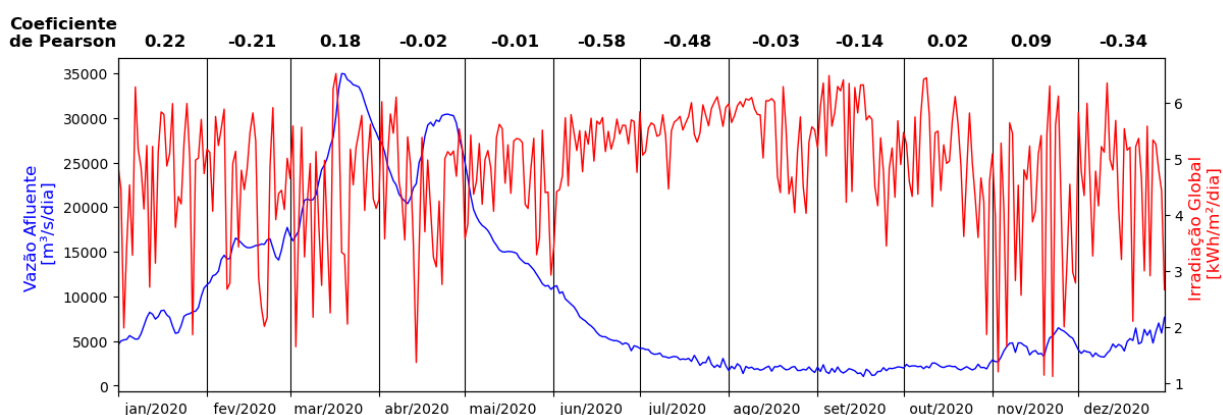
(b) UHE Furnas (Subsistema SE/CO).



(c) UHE Cana Brava (Subsistema SE/CO).



(d) UHE Sobradinho (Subsistema NE).



(e) UHE Tucuruí (Subsistema N).

**Figura 11** – Coeficientes de correlação de Pearson entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para as usinas selecionadas. Fonte: Autora.

A avaliação da complementaridade entre as disponibilidades energéticas hídrica e solar é feita por meio do uso do coeficiente de correlação linear de *Pearson*, os resultados estão compilados na tabela 8.

| UHE            | Jan.  | Fev.  | Mar.  | Abr.  | Mai.  | Jun.  | Jul.  | Ago.  | Set.  | Out.  | Nov.  | Dez.  |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Salto Santiago | -0.24 | 0.01  | 0.17  | -0.22 | -0.52 | 0.31  | 0.18  | -0.11 | 0.01  | -0.26 | -0.15 | 0.01  |
| Furnas         | 0.38  | 0.08  | -0.15 | -0.05 | 0.45  | 0.13  | -0.24 | 0.01  | 0.20  | 0.35  | -0.25 | -0.35 |
| Cana Brava     | -0.38 | -0.30 | -0.33 | -0.45 | -0.31 | -0.05 | -0.33 | 0.55  | -0.05 | -0.39 | -0.20 | 0.19  |
| Sobradinho     | -0.28 | 0.35  | -0.08 | 0.23  | 0.10  | 0.13  | 0.13  | 0.49  | -0.25 | -0.48 | -0.03 | -0.06 |
| Tucuruí        | 0.22  | -0.21 | 0.18  | -0.02 | -0.01 | -0.58 | -0.48 | -0.03 | -0.14 | 0.02  | 0.09  | -0.34 |

**Tabela 8** – Coeficientes de correlação de Pearson entre os dados médios de Vazão Afluente e Irradiação Global. Fonte: autora.

De acordo com a interpretação da tabela 7, os resultados para cada uma das usinas foram:

### 1. UHE Salto Santiago:

- Meses com complementaridade fraca: janeiro, abril, agosto, outubro e novembro;
- Mês com complementaridade moderada: maio; e
- Meses em que as variáveis são consideradas não complementares: fevereiro, março, junho, julho, setembro e dezembro.

Os coeficientes trazem a informação de que para os meses de baixa vazão as variáveis são interpretadas como sendo não complementares. Porém, é notável, pela figura 11a, que entre abril e julho, onde a série de irradiação global tem seu valor reduzido, a de vazão afluenta começa a ter um comportamento crescente. O mesmo acontece para os meses a partir de setembro, em que há uma inversão de tendência de crescimento entre as séries.

### 2. UHE Furnas:

- Meses com complementaridade fraca: março, abril, julho e novembro;
- Mês com complementaridade moderada: dezembro; e
- Meses em que as variáveis são consideradas não complementares: janeiro, fevereiro, maio, junho, agosto, setembro e outubro.

Ao se analisar a figura 11b, verifica-se que as variáveis se complementam ao longo de todos os meses do ano, mesmo aqueles com  $\rho > 0$ .

### 3. UHE Cana Brava:

- Meses com complementaridade fraca: fevereiro, junho, setembro e novembro;
- Meses com complementaridade moderada: janeiro, março, abril, maio, julho e outubro; e
- Meses em que as variáveis são consideradas não complementares: agosto e dezembro.

Os coeficientes indicam que há complementaridade entre as variáveis ao longo de todo o ano, exceto para os meses de agosto e dezembro. Porém, o resultado é contestado ao se observar a figura 11c, em que as séries para o mês de agosto apresentam um comportamento similar ao mês de julho que é interpretado como tendo complementaridade moderada.

### 4. UHE Sobradinho:

- Meses com complementaridade fraca: janeiro, setembro, novembro e dezembro;
- Mês com complementaridade moderada: outubro; e

- Meses em que as variáveis são consideradas não complementares: fevereiro, abril, maio, junho, julho e agosto.

Apesar das variáveis serem consideradas não complementares para os meses maio, junho, julho e agosto, a figura 11d mostra que o comportamento das séries não apresenta grande diferença em relação ao mês de outubro, que é interpretado como tendo complementaridade moderada.

#### 5. UHE Tucuruí:

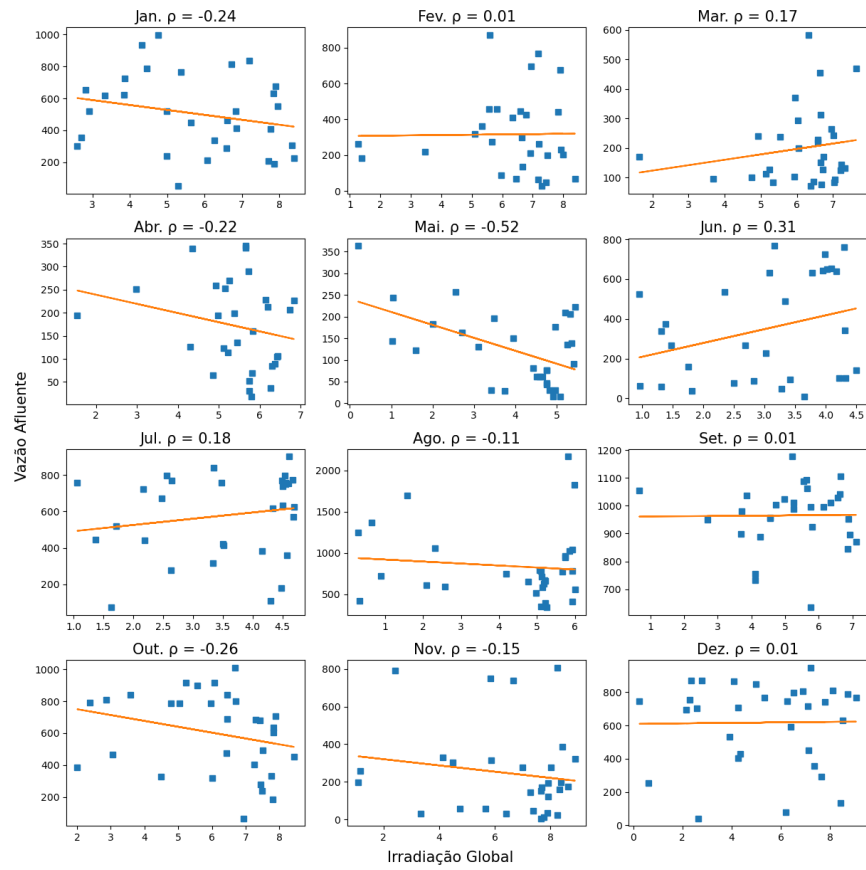
- Meses com complementaridade fraca: fevereiro, abril, maio, agosto e setembro;
- Meses com complementaridade moderada: junho, julho e dezembro; e
- Meses em que as variáveis são consideradas não complementares: janeiro, março, outubro e novembro.

Os coeficientes que indicam a maior relação de complementaridade ocorrem nos meses de junho ( $\rho = -0.58$ ) e julho ( $\rho = -0.48$ ), em que a curva de irradiação global tende a crescer ao passo que a da vazão afluyente tende a diminuir (começo do período seco). Porém, ao analisar a figura 11e, percebe-se que há uma queda extrema dos valores de  $\rho$  para os meses de agosto a outubro, que visualmente apresentam o mesmo comportamento complementar se comparado aos meses de junho e julho.

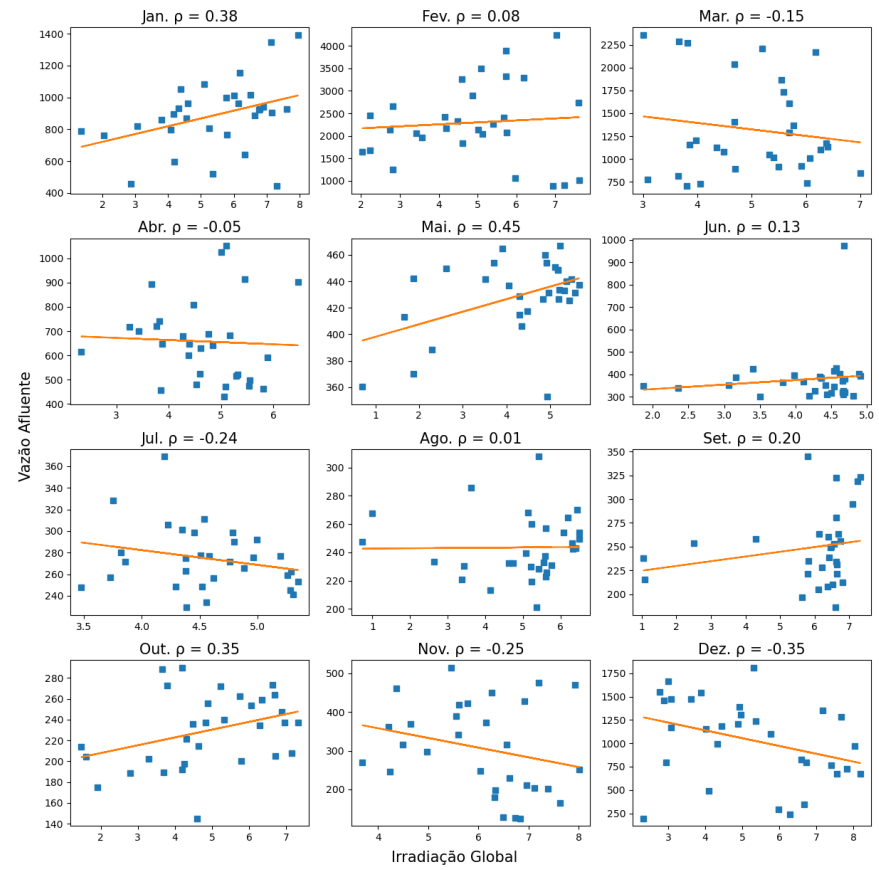
A incompatibilidade dos resultados com as análises gráficas se deve ao fato do coeficiente analisar a intensidade de uma relação linear entre variáveis. Ao se analisar os diagramas de dispersão apresentados nas figuras 12, 13, 14, 15 e 16, percebe-se que as séries diárias de vazão afluyente e irradiação global podem ser classificadas como não correlacionadas para a maioria dos meses. Por consequência, os coeficientes fazem sentido para alguns períodos e outros não.

Portanto, as representações gráficas elucidam as limitações da metodologia de cálculo dos coeficientes de correlação de *Pearson* para a análise de relação complementar entre os regimes diários de vazão afluyente e irradiação global, não podendo ser descartada a suposição de complementaridade. Dessa forma, os resultados demonstram a necessidade de uma ferramenta estatística mais adequada para as análises de complementaridade entre os recursos hídrico e solar.

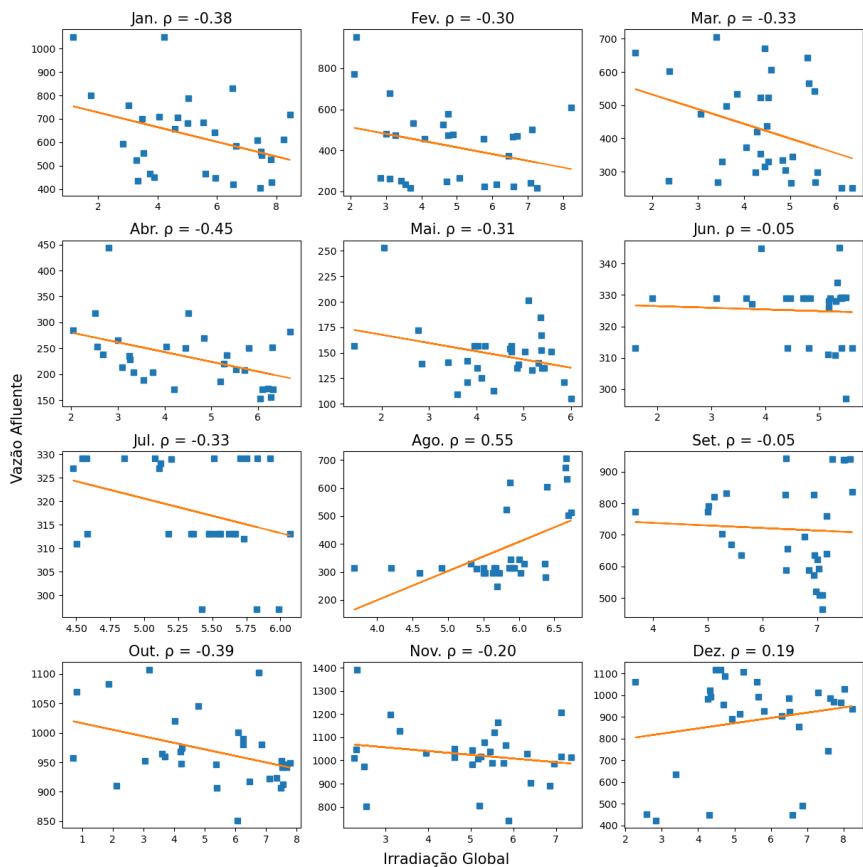




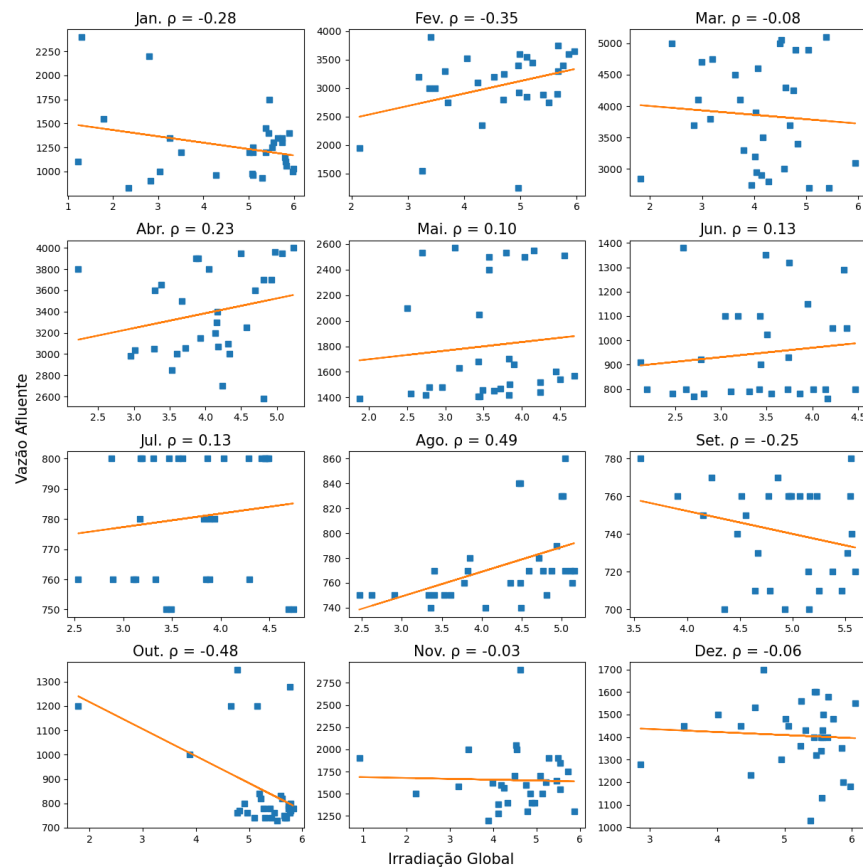
**Figura 12** – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Salto Santiago. Fonte: Autora.



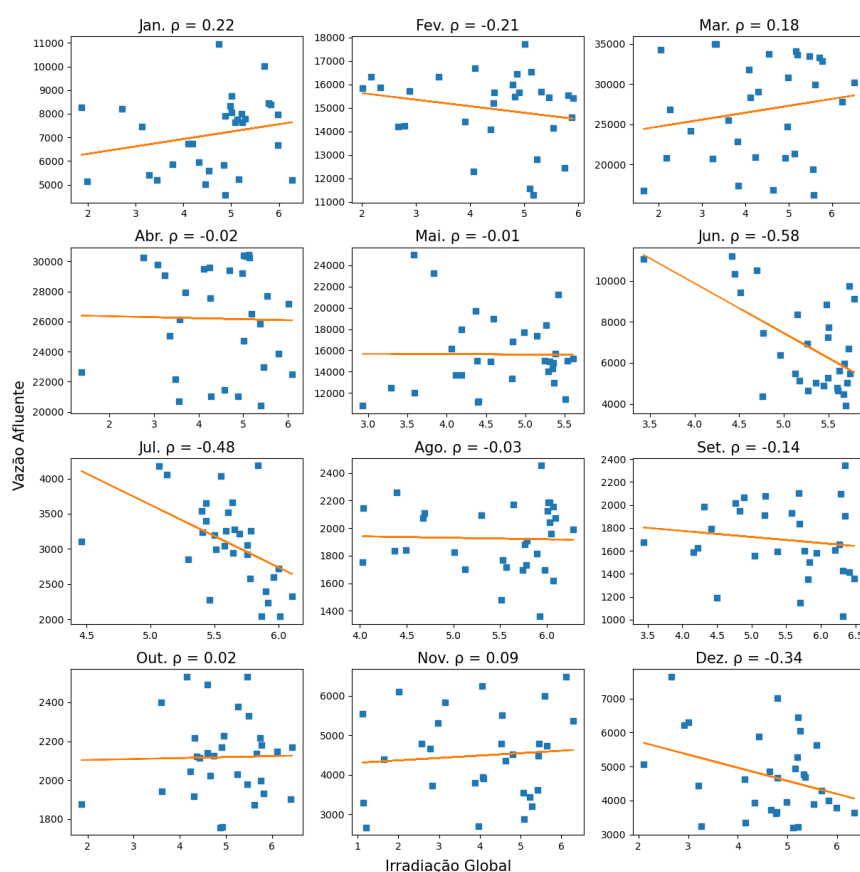
**Figura 13** – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Furnas. Fonte: Autora.



**Figura 14** – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Cana Brava. Fonte: Autora.



**Figura 15** – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Sobradinho. Fonte: Autora.



**Figura 16** – Diagramas de dispersão entre as séries diárias de Vazão Afluente e Irradiação Global para UHE Tucuruí. Fonte: Autora.

## 4.2 Dimensionamento de sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico)

A estratégia do dimensionamento da usina leva em consideração o pior cenário de GSF do período analisado. Para isso, considera-se os novos critérios para a sazonalização da garantia física para fins de alocação de energia no MRE estabelecidas pela Resolução nº 899/2020 (BRASIL, 2020). Neste trabalho são consideradas as seguintes curvas de garantia física:

- (i) Cenário base: os valores mensais de garantia física sazonalizada precisam atender ao perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores. Para calcular o perfil de geração média de cada ano com base nos últimos cinco anos, utilizou-se dos dados de geração das usinas Tipo I, II-A, II-C e III, as quais fazem parte do MRE, a partir de 2010. Dessa forma, para calcular o perfil de geração média do ano de 2015 foram usados os dados de geração de 2010 a 2014. Esta lógica é seguida para o cálculo do perfil de geração média do restante dos anos. Os dados de 2010 a 2013 são oriundos do histórico da operação do

SIN, da base de dados técnica do ONS, e os dados de 2014 a 2019 foram retirados do painel Geração da CCEE (CCEE, 2021c; ONS, 2021g); e

- (ii) Cenário atual (até 2021): os valores mensais de garantia física sazonalizada não podem ser superiores à potência instalada da usina e o somatório dos montantes mensais deve ser igual ao montante anual. Esta é referente às curvas de sazonalização que efetivamente foram realizadas;
- (iii) Cenário de transição (2022 a 2026): os valores mensais de garantia física sazonalizada devem estar entre a faixa de variação  $\pm 20\%$  do perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores. Esta curva é obtida com base em ajustes feitos na curva (ii), e os limites máximos e mínimos de sazonalização levam em consideração a curva base (i), que deverá ser seguida pelos agentes a partir de janeiro de 2027.

Primeiro, avaliou-se os critérios das esquações 4.1 e 4.2.

$$\text{Se } GF_{R,j} > L_{S,j}, \quad GF_{Faixa,j} = L_{S,j} \quad (4.1)$$

$$\text{Se } GF_{R,j} < L_{i,j}, \quad GF_{Faixa,j} = L_{i,j} \quad (4.2)$$

onde:

$GF_{R,j}$  = Garantia Física que efetivamente foi realizada no mês j;

$L_{S,j}$  = Limite superior de sazonalização no mês j;

$L_{i,j}$  = Limite inferior de sazonalização no mês j;

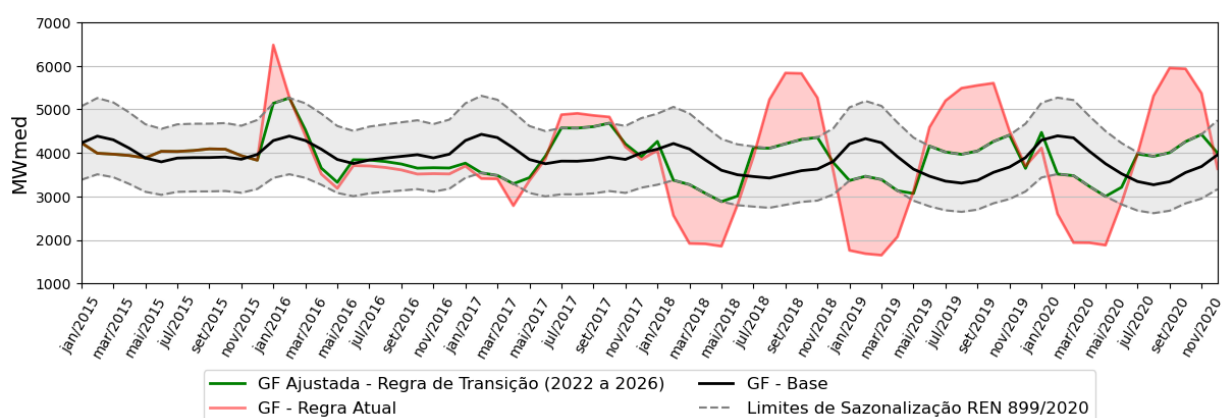
$GF_{Faixa,j}$  = Garantia Física realizada ajustada de acordo com a faixa de variação  $\pm 20\%$  do perfil de geração média do MRE no mês j.

De forma que a manter o valor da garantia física anual dos empreendimentos após os ajustes, os valores que ultrapassaram os limites estabelecidos pela nova regra foram redistribuídos proporcionalmente ao longo dos meses dos anos considerando os seguintes critérios:

- (a) Caso o ano contenha valores de  $GF_{Faixa}$  mensais que respeitem os limites de Sazonalização: Se a média anual da Garantia Física após os ajustes for menor ou maior que a média anual da Garantia Física realizada, a diferença é redistribuída entre os meses que estão dentro da faixa de variação, desde que continuem dentro da mesma.
- (b) Caso o ano só contenha valores de  $GF_{Faixa}$  mensais fora dos limites de Sazonalização:

- Se a média anual da Garantia Física após os ajustes for menor que a média anual da Garantia Física realizada, a diferença a ser acrescentada é redistribuída entre os meses foram ajustados pelo limite inferior;
- Se a média anual da Garantia Física após os ajustes for maior que a média anual da Garantia Física realizada, a diferença a ser abatida é redistribuída entre os meses que foram ajustados pelo limite superior;

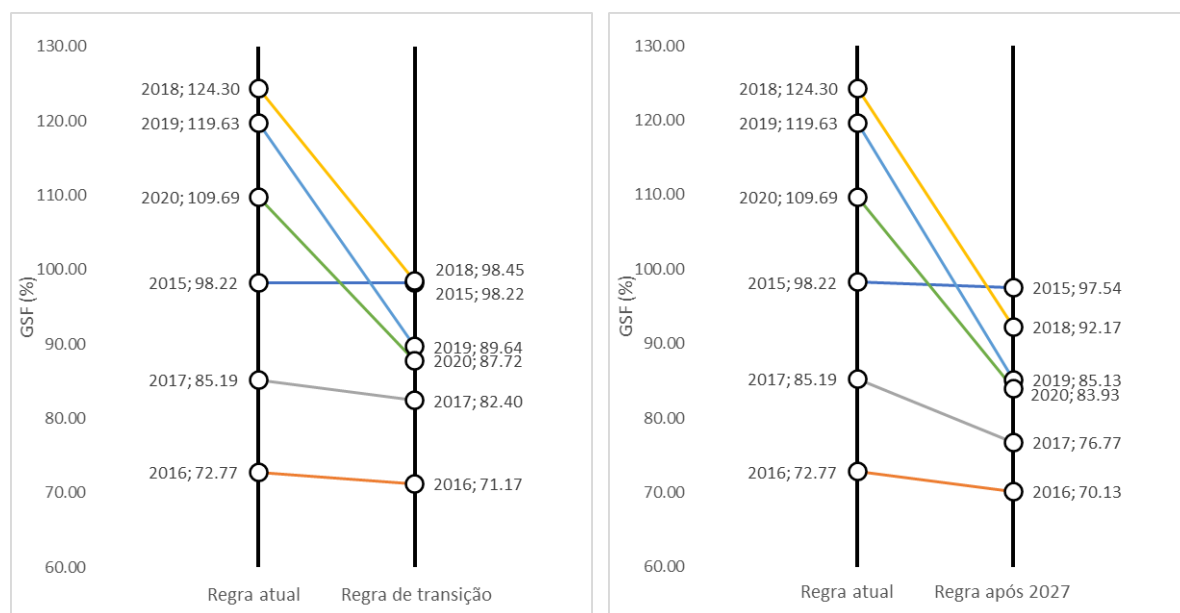
Na figura 17 tem-se o comparativo dos cenários (i), (ii) e (iii) para UHE Tucuruí. Observa-se bem a tendência sazonal da geração hidráulica no cenário (i): primeiro trimestre com maior percentual de geração e queda de maio a setembro. É notório a extrapolação dos limites estabelecidos na nova regra pela sazonalização realizada.



**Figura 17** – Curva de Sazonalização realizada *versus* Sazonalização obtida com a aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN nº 899/2020 para UHE Tucuruí. Fonte: autora.

Tendo em vista as curvas de Sazonalização ajustadas, os valores de GSF mensais foram calculados conforme a equação 4.3. A figura 18 contém a simulação dos comportamento do GSF em decorrência da aplicação de limites de sazonalização. O compilado dos resultados gráficos das etapas seguidas para o restante das usinas são apresentados no Apêndice B. De forma geral, observa-se que, apesar de haver GSF em todos os meses, as novas regras fazem com que as curvas de GSF sofram atenuações, especialmente para UHE Salto Santiago, Cana Brava e Tucuruí, o que evita maiores oscilações mensais.

$$\text{GSF}_{\text{mensal}} = \frac{\text{Geração de Energia mensal da usina}}{\text{Garantia Física mensal da usina}} \quad (4.3)$$

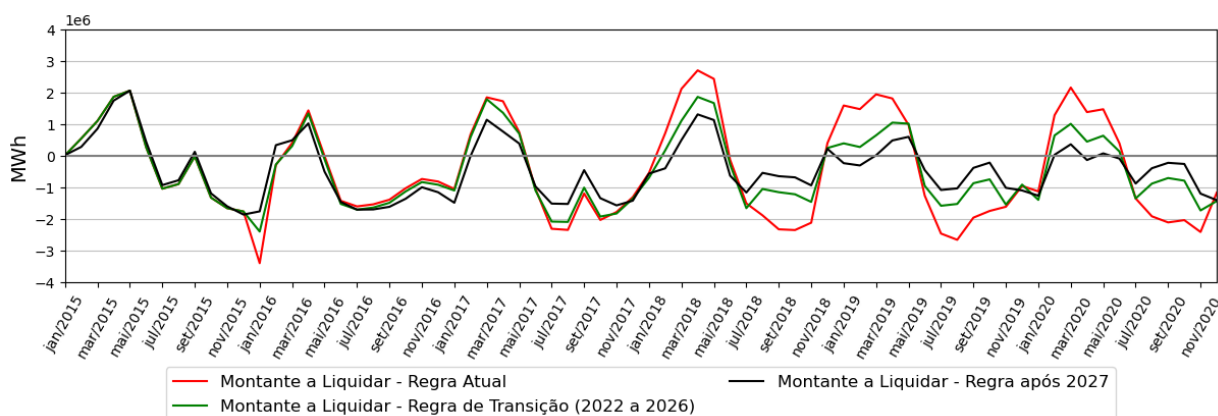


(a) Regra atual versus regra de transição.

(b) Regra atual versus regra após 2027.

**Figura 18** – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Tucuruí. Fonte: autora.

Deve-se considerar essa atenuação na elaboração da proposta do dimensionamento dos sistemas híbridos (hídricos - Solar fotovoltaico) pois as novas regras impactam o montante de energia exposto ao mercado de curto prazo para as usinas que estão no mecanismo e, por consequência, a exposição ao PLD. A figura 19 apresenta os montantes de energia a serem liquidados no MCP ao PLD por submercado. O comparativo do impacto financeiro após a valoração pode ser visto tabela 9. A média mensal do PLD de cada submercado é oriunda da base de dado da CCEE (CCEE, 2021d).



**Figura 19** – Comparativo dos montantes liquidados no MCP para UHE Tucuruí. Fonte: autora.

Nota-se uma redução do impacto financeiro para todas usinas selecionadas, com menores porcentagens de redução em relação à regra atual para as UHEs Furnas e Sobradinho, devido

| UHE            | Cenários           | $\Sigma$ Exposição negativa<br>(R\$ milhão) | Montante a liquidar do<br>pior cenário de GSF<br>(MWh) |
|----------------|--------------------|---|--|
| Salto Santiago | Regra Atual        | 1.908,60                                    | jun/2020 - 673,95                                      |
|                | Regra de transição | 1.509,45 (-21%)*                            | jun/2020 - 706,63                                      |
|                | Regra após 2027    | 1.166,22 (-39%)                             | jun/2020 - 657,85                                      |
| Furnas         | Regra Atual        | 2.535,82                                    | mar/2015 - 523,99                                      |
|                | Regra de transição | 2.524,03 (-0.46%)                           | mar/2015 - 523,99                                      |
|                | Regra após 2027    | 2.423,50 (-4.4%)                            | fev/2018 - 480,93                                      |
| Cana Brava     | Regra Atual        | 1.424,81                                    | mai/2018 - 338,35                                      |
|                | Regra de transição | 1.063,00 (-25.4%)                           | mai/2018 - 266,20                                      |
|                | Regra após 2027    | 1.029,52 (-27.7%)                           | mai/2020 - 227,60                                      |
| Sobradinho     | Regra Atual        | 4.363,48                                    | jun/2015 - 765,53                                      |
|                | Regra de transição | 4.075,86 (-6.6%)                            | jun/2017 - 461,26                                      |
|                | Regra após 2027    | 3.968,32 (-9%)                              | fev/2017 - 430,39                                      |
| Tucuruí        | Regra Atual        | 17.071,83                                   | jan/2016 - 4.549,61                                    |
|                | Regra de transição | 13.878,41 (-18.7%)                          | jan/2016 - 3.207,65                                    |
|                | Regra após 2027    | 10.831,71 (-36.5%)                          | dez/2015 - 2.485,77                                    |

\*Em relação à regra atual.

**Tabela 9** – Comparativo dos impactos financeiros. Fonte: autora.

ao fato que suas sazonalizações realizadas não extrapolaram os limites impostos pela REN nº 899/2020. Observa-se que as porcentagens de redução das regras de transição e após 2027 para UHE Cana Brava ficaram bem próximas, diferentemente do que ocorre para as UHEs Salto Santiago e Tucuruí, que obtiveram uma diferença de cerca de 18% entre os dois percentuais de redução. Portanto, as novas regras de sazonalização atenuam o montante de energia exposto ao mercado de curto prazo ao reduzir a flexibilidade dos agentes proprietários das usinas na sazonalização da garantia física para fins do MRE.

A proposta da associação de usinas hidrelétricas participantes do MRE com FVF tem o objetivo de atender a necessidade dos agentes de procurar soluções que reduzem os impactos negativos do GSF em seus resultados. Dessa maneira, propõe-se que o montante excedente da hibridização, proveniente da usina solar fotovoltaica, seja um produto de curto prazo. Ou seja, o objetivo é deixá-lo descontratado estrategicamente em alguns meses e reservado para ser liquidado no MCP, com a finalidade de proporcionar uma autoproteção contra perdas financeiras advindas de cenários de GSF. Além disso, a proposta visa à otimização do uso dos sistemas de transmissão/distribuição e dos recursos energéticos ao aproveitar a complementaridade entre eles.

Dessa forma, a potência da FVF ( $P_{FVF}$ ), calculada conforme equação 4.4, tem como referência os montantes de energia pertinentes ao pior histórico de GSF apresentados na tabela

9 para cada cenário de sazonalização da garantia física. Considerou-se um FC igual a 24%, de acordo a média anual dos valores da tabela 5, para que o pior cenário de GSF seja atendido. Ao adotar como referência os dados da FVF instalada na UHE Sobradinho (1 MWp de potência instalada para cada 11 km<sup>2</sup> de área ocupada), foi possível estimar a área de instalação das FVFs em relação à área dos reservatórios de cada usina. A tabela 10 resume os resultados encontrados.

$$P_{FVF}(MWp) = \frac{\text{Montante do pior cenário de GSF (MWh)}}{FC} \quad (4.4)$$

| UHE            | Área do reservatório (km <sup>2</sup> ) | Cenários de sazonalização | P <sub>FVF</sub> (MWp) com FC = 24% | Área da FVF (km <sup>2</sup> ) | Taxa de ocupação da área (%) |
|----------------|---|---------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Salto Santiago | 208                                     | Regra Atual               | 2.808,14                            | 30,89                          | 14,85                        |
|                |   | Regra de transição        | 2.944,28                            | 32,39                          | 15,57 (+0, 72%)*             |
|                |   | Regra após 2027           | 2.741,05                            | 30,15                          | 14,5 (-0, 35%)               |
| Furnas         | 1.440                                   | Regra Atual               | 2183,30                             | 24,02                          | 1,67                         |
|                |   | Regra de transição        | 2.183,30                            | 24,02                          | 1,67                         |
|                |   | Regra após 2027           | 2.003,86                            | 22,04                          | 1,53 (-0, 14%)               |
| Cana Brava     | 139                                     | Regra Atual               | 1.409,79                            | 15,51                          | 11,16                        |
|                |   | Regra de transição        | 1.109,17                            | 12,20                          | 8,78 (-2, 38%)               |
|                |   | Regra após 2027           | 948,35                              | 10,43                          | 7,5 (-3, 66%)                |
| Sobradinho     | 4.214                                   | Regra Atual               | 3.189,73                            | 35,09                          | 0,83                         |
|                |   | Regra de transição        | 1.921,94                            | 21,14                          | 0,5 (-0, 33%)                |
|                |   | Regra após 2027           | 1.793,30                            | 19,73                          | 0,47 (-0, 36%)               |
| Tucuruí        | 2.850                                   | Regra Atual               | 18.956,71                           | 208,52                         | 7,32                         |
|                |   | Regra de transição        | 13.365,21                           | 147,02                         | 5,16 (-2, 16%)               |
|                |   | Regra após 2027           | 10.357,37                           | 113,93                         | 4,0 (-3, 32%)                |

\*Em relação à regra atual.

**Tabela 10** – Estimativa da produção de energia e da área ocupada da FVF. Fonte: autora.

Para as UHEs Furnas, Sobradinho e Tucuruí, que possuem grandes reservatórios, os resultados mostram que as áreas requisitadas para a instalação das FVFs de acordo com os valores de P<sub>FVF</sub> ocupam uma porcentagem não tão significativa em relação a área total dos reservatórios. Em contrapartida, para as UHEs Salto Santiago e Cana Brava, que possuem reservatórios menores, a porcentagem se torna significativa.

Em relação ao cenário da regra atual, os valores de P<sub>FVF</sub> e de suas respectivas taxas de ocupação da área das regras de transição e após 2027 são menores, exceto para o cenário de transição da UHE Salto Santiago. Porém, essa variação não é tão expressiva, exceto para as UHEs Cana Brava e Tucuruí.

De forma geral, observa-se que a potência da FVF necessária para cobrir os custos no MCP referentes ao pior cenário de GSF ao longo de 5 anos (2015 a 2020) ultrapassam a potência



de empreendimentos já existentes até o presente momento da elaboração deste trabalho. Para fins de comparação: (i) FVF da UHE Sobradinho, que hoje é considerada o maior empreendimento de plataforma flutuante existente no Brasil, conta com 1 MWp e tem expectativa de ter 2,5 MWp de capacidade instalada; e (ii) FVF de 70 MWp instalada na província de Anhui, uma das maiores na China.

A escolha do melhor valor de  $P_{FVF}$  seria a do cenário da regra de sazonalização a ser aplicada a partir de 2027. É interessante notar que as diferenças entre os cenários de sazonalização demonstram a relevância das mudanças regulatórias na formulação de estratégias de gestão de riscos baseadas em respostas com ativos de geração.

Dessa forma, os resultados revelam que a solução proposta tem o potencial e pode ser considerada uma alternativa para proporcionar uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Contudo, pode ser inviável e não atrativa para os agentes do mercado devido: (i) aos elevados valores de  $P_{FVF}$  aos quais indicam que os investimentos também devem ser elevados; e (ii) à dinâmica regulatória do setor, pois futuras normas podem alterar novamente as regras de sazonalização da garantia física e até mesmo decidir o fim do MRE.

Nesse sentido, mesmo sem os benefícios do compartilhamento do uso do sistema, faz mais sentido optar por uma estratégia de gestão de riscos de preços de curto prazo baseada na tipologia portfólios comerciais de usinas híbridas, que apenas requerem um envolvimento comercial-contratual ao passo que permitem aproveitar a complementaridade temporal e espacial dos recursos energéticos.

## 5 Considerações finais

Este capítulo sintetiza as conclusões alcançadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

O presente trabalho se propôs a avaliar a complementaridade temporal entre os recursos hídrico e solar por meio dos coeficientes de correlação de *Pearson*. Os resultados obtidos indicam que os coeficientes não são adequados para a análise de relação complementar entre os regimes diários de vazão afluyente e irradiação global. Apesar disso, não deve ser descartada a suposição de associação pois as representações gráficas elucidam que as variáveis possuem uma relação não linear entre si. Ademais, o comportamento das vazões e de irradiação global ao longo do ano de 2020 revelou que, mesmo com a grande variabilidade nos perfis, os dados se distribuem de forma complementar.

O dimensionamento da usina FVF levou em consideração o pior cenário de GSF entre os anos de 2015 a 2020. Para isso, os novos critérios para a sazonalização da garantia física para fins de alocação de energia no MRE estabelecidas pela Resolução nº 899/2020 foram considerados. Notou-se uma extrapolação dos limites estabelecidos na nova regra pelas sazonalizações realizadas e que, após a aplicação das novas regras, as curvas de GSF sofreram atenuações e o impacto financeiro foi reduzido para todas usinas selecionadas. Ao considerar os montantes de energia referentes ao pior histórico de GSF e um FC igual a 24%, a contribuição energética da FVF para a hibridização foi calculada para os três cenários de sazonalização da garantia física: (i) regra atual; (ii) regra após 2027; e (iii) regra de transição (2022 a 2026).

Os resultados revelam que a solução proposta tem o potencial de proporcionar uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Entretanto, infere-se que, devido à dinamicidade das mudanças regulatórias e aos altos valores de potência necessários a cobrir as exposições no MCP, aos quais sugerem altos investimentos dos empreendimentos, a proposta pode ser inviável. Dessa maneira, apesar dos benefícios intrínsecos a uma geração híbrida solar-hidrelétrica local, a tipologia portfólios comerciais de usinas híbridas demonstra ser mais adequada para uma estratégia de gestão de riscos de preços de curto prazo por envolver apenas uma relação comercial-contratual, sem obrigatoriedade de proximidade física.

## Referências

ALENCAR C. A., S. R. . J. J. U. Estudo da complementariedade da geração de energia entre as fontes solar e hidráulica. *Revista Brasileira de Energia*, v. 2, n. 1, p. 58–67, 2018. Citado na página 20.

ANDRADE HELDER; DE LEMOS PEREIRA, A. C. L. *Metodologia de projeto de sistema híbrido eólico/solar/diesel aplicado à Vila de Sucuriju-Amapá*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco., Recife, 2007. Citado na página 40.

ANEEL, A. N. de E. E. Cota de Garantia Física. [S.l.], 2017. Citado na página 47.

ANEEL, A. N. de E. E. Consulta 014/2019. [S.l.], 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p\\_auth=Ev9IXor1&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=3354&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=Ev9IXor1&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3354&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica)>. Citado na página 17.

ANEEL, A. N. de E. E. análise das contribuições recebidas na consulta pública n. 061/2020 e proposta de abertura de segunda fase da consulta pública com vistas ao tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 45.

ANEEL, A. N. de E. E. Glossário ANEEL. [S.l.], 2020. Citado na página 38.

ANEEL, A. N. de E. E. Inuta de ato normativo proposta de revisão de normativos para implantação de usinas híbridas e/ou associadas. p. 2, 2020. Citado na página 36.

ANEEL, A. N. de E. E. Sistema de informações de geração da aneel - siga. 2021. Citado na página 19.

BELUCO, A. *Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

BRASIL. Resolução normativa nº 32, de 15 de outubro de 2003. institui a divisão hidrográfica nacional. 2003. Citado na página 20.

BRASIL. Resolução normativa nº 493, de junho de 2012. estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica – migdi ou sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente – sigfi. 2012. Citado na página 21.

BRASIL. Resolução normativa nº 899, de 1 de dezembro de 2020. altera a resolução normativa nº 584, de 29 de outubro de 2013. 2020. Citado na página 58.

BRASIL, E. Usina hidrelétrica cana brava. 2021. Citado na página 47.

BRASIL, E. Usina hidrelétrica salto santiago. 2021. Citado na página 46.

CANTÃO, M. P. Complementaridade hidroelétrica no território brasileiro. relatório de pós-doutorado do departamento de hidráulica e saneamento da universidade federal do paraná. 2015. Disponível em: <<http://www.ppgerha.ufpr.br/publicacoes/RelatorioComplementaridadeHidroelolica.pdf>>. Citado na página 49.

CARVALHO, G. A questão do gsf e a li o de edmund burke. Canal Energia, 2020. Citado na página 23.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Moderniza o do setor elétrico: Relatório do grupo temático aprimoramento do mre. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/mre.pdf>>. Citado 3 vezes nas páginas 16, 23 e 30.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Aprova o do pl do risco hidrológico no senado libera passivo de quase r\$ 9 bilhões. 2020. Citado na página 16.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Gráfico média mensal do pld. 2021. Citado na página 25.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Infopl  - 521 - 4  semana operativa - set/2021. 2021. Citado na página 25.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Informa es ao mercado - painel de gera o. 2021. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomercado?\\_adf.ctrl-state=16ylheeg7\\_5&\\_afLoop=210541720512854#!>](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=16ylheeg7_5&_afLoop=210541720512854#!>)> Citado na página 59.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Preços média mensal. 2021. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/preco\\_media\\_mensal?\\_adf.ctrl-state=10rjp6wxnp\\_168&\\_afLoop=291470077422471#!>](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_media_mensal?_adf.ctrl-state=10rjp6wxnp_168&_afLoop=291470077422471#!>)> Citado na página 61.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Regras de comercializa o - contratos. Versão 2021.1.0, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27 e 28.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Regras de comercializa o - garantia física. Versão 2021.2.0, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Regras de comercializa o - mecanismo de realoca o de energia. Versão 2022.2.0, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

CCEE, C. de Comercializa o de E. E. Regras de comercializa o - preço de liquida o das diferenças. Versão 2021.1.0, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 28.

CHESF, C. H. do S. F. Sobradinho. 2021. Citado na página 47.

- DALWADI, P. G.; MEHTA, C. R. “feasibility study of solar-wind hybrid power system. In: *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*. [S.l.: s.n.], 2012. v. 2, p. 125–128. Citado na página 31.
- DAMAZIO JORGE MACHADO, F. d. S. C.; GHIRARDI., A. O. Análise de complementariedades hidrológicas a nível continental na américa do sul. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, 1997. Citado na página 21.
- ELETRICIDADE, M. da. Usina hidrelétrica tucuruí. 2020. Citado na página 47.
- ENERGIA, E. Webinar mre: Tudo o que você precisa saber sobre as mudanças regulatórias para 2022. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- EPE, E. de P. E. Escassez hídrica e o fornecimento de energia elétrica no brasil. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 21.
- EPE, E. de P. E. Geração eólica e fotovoltaica. dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas. 2021. Citado na página 42.
- EPE, E. de P. E. metodologia para avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. Nota Técnica, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 38.
- EPE, E. de P. E. sinas híbridas - uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Nota Técnica, 2018. Citado 6 vezes nas páginas 33, 34, 35, 36, 39 e 42.
- EPE, E. de P. E. sinas híbridas no contexto do planejamento energético. Nota Técnica, 2019. Citado 5 vezes nas páginas 25, 33, 37, 39 e 40.
- EPE, E. de P. E. solar fotovoltaica flutuante - aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento. Nota Técnica, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- FERNANDES, R. T. *Supervisão de um Sistema Híbrido eólico/diesel usando Lógica Fuzzy*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Mato Grosso do Sul., Campo Grande, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 31, 40 e 41.
- FONSECA, M. N. *Proposta para configuração ótima de Projetos Híbridos Isolados de geração de energia*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá., Itajubá, 2017. Citado na página 31.
- FURNAS, E. Usina de furnas - 1.216 mw. 2021. Citado na página 47.
- GE, G. E. *Hybrid Solutions brochure*. [S.l.], 2017. Citado na página 31.
- GESEL, G. de Estudos do S. E. A questão do gsf e a lição de edmund burke. 2020. Disponível em: <[http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/03\\_carvalho\\_2020\\_09\\_01.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/03_carvalho_2020_09_01.pdf)>. Citado na página 16.
- GT, G. de T. *Relatório do Grupo Temático Inserção de Novas Tecnologias*. [S.l.], 2019. Citado na página 17.

- IBGE, S. d. R. H. A. Diretoria de G. Mapa das divisões hidrográficas do Brasil. 2021. Citado na página 48.
- INMET, I. N. de M. Estações automáticas. 2021. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/paginas/catalogoaut#>>. Citado na página 47.
- IPEA, I. de P. E. A. Setor elétrico: Desafios e oportunidades. 2010. Citado na página 21.
- IRENA, T. I. R. E. A. Renewable capacity highlights. 2020. Citado na página 19.
- IRENA, T. I. R. E. A. Renewable power generation costs in 2019. 2020. Citado na página 20.
- JURASZ J., C. F. A. K. A. G. M. . B.-A. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, v. 195, p. 703–724, 2020. Citado na página 32.
- KALBERMATTER, J. M. *Avaliação de um sistema híbrido de concentração solar (fotovoltaico e térmico) para geração de eletricidade no semiárido brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro., 2017. Citado na página 41.
- KUMAR K., . A. M. A. Design and development of hybrid wind-hydro power generation system. *International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*., 2013. Citado na página 41.
- LEONI CARLOS CARVALHO, L. A. e. D. B. P. Projeto híbrido eólico-solar. *O setor elétrico*., 2017. Citado na página 31.
- LI CHANGWEI LIU, S. J. Y. C. K. Review on hybrid geothermal and solar power systems. *Journal of Cleaner Production*., 2019. Citado na página 41.
- LUNA-RUBIO R., T.-P. M. V.-V. D. . R.-M. G. J. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. *Solar energy*, v. 86, n. 4, p. 1077–1088, 2012. Citado na página 40.
- MME, M. de Minas e E. *Preço Horário: implementação é aprovada*. [S.l.], 2020. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 40.
- MME, M. de Minas e E. *CNPE define recursos da capitalização da Eletrobras a serem revertidos a consumidores e União*. [S.l.], 2021. Citado na página 47.
- NIXON, P. K. D. J. D.; DAVIES, P. A. The feasibility of hybrid solar-biomass power plants in India. *Energy*, 2012. Citado na página 41.
- ONS, O. N. do S. E. Submódulo 1.1 - o operador nacional do sistema elétrico e o procedimentos de rede: visão geral. 2002. Citado na página 20.
- ONS, O. N. do S. E. Plano da operação energética dos sistemas isolados (pen sisol). 2020. Citado na página 31.
- ONS, O. N. do S. E. Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do sistema interligado nacional - estudo prospectivo agosto a novembro de 2021. 2021. Citado na página 51.

- ONS, O. N. do S. E. Glossário dos procedimentos de rede. 2021. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 29.
- ONS, O. N. do S. E. *Glossário ONS*. [S.l.], 2021. Citado na página 47.
- ONS, O. N. do S. E. Imprensa notícias: Escassez hídrica. 2021. Citado na página 16.
- ONS, O. N. do S. E. O sistema interligado nacional - sin. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 24.
- ONS, O. N. do S. E. Procedimentos de rede - submódulo 7.2 - classificação de modalidade de operação de usina. 2021. Citado na página 24.
- ONS, O. N. do S. E. Resultados da operação - histórico da operação. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Citado na página 59.
- ONS, O. N. do S. E. Sistema de acompanhamento de reservatórios (sar). 2021. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sar0/MedicaoSin>>. Citado na página 47.
- ONS, O. N. do S. E. Iano da operação energética – pen. 2019. Citado na página 20.
- PINHO J. T., B. C. F. O.-P. E. J. S.-H. M. S. B. L. C. M. G. M. A. B. . M. W. N. *Sistemas Híbridos-Soluções Energéticas para a Amazônia*. Dissertação (Mestrado) — Ministério de Minas e Energia., Brasília., 2008. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 41.
- ROSA, C. d. O. C. S. Estudo de complementaridade entre as energias hidrelétrica, eólica e fotovoltaica nas regiões sudeste e centro-oeste. Universidade Federal Fluminense, 2019. Citado na página 49.
- SCHOR, J. M. d. C. Aplicação do modelo de retail wheeling ao setor elétrico: vantagens e possibilidades. MS thesis. Universidade Federal de Pernambuco, 2016. Citado na página 26.
- SENADO, A. *Comissão de Infraestrutura tem pauta voltada para energia renovável*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2018/10/26/comissao-tem-pauta-voltada-para-energia-renovavel>>. Citado na página 17.
- SOZZI, G. Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro. Diss. Universidade de São Paulo, 2014. Citado na página 26.
- VIANA, A. G. Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil. diss. Universidade de São Paulo., 2018. Citado 7 vezes nas páginas 20, 21, 23, 25, 26, 27 e 29.
- ZUCARATO, A. N. Simulação de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica. 2003. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

# Apêndices



## APÊNDICE A – Estações de coleta de dados

Este apêndice contém as informações das estações utilizadas para coletar os dados meteorológicos necessários para realizar este estudo. O quadro 11 apresenta as estações para a variável irradiação global ( $\text{kJ}/\text{m}^2$ ).

| Empreendimentos | Código | Estação               | Estado |
|-----------------|--------|-----------------------|--------|
| G. B. Munhoz    | B804   | Laranjeiras do Sul    | PR     |
| Furnas          | A524   | Formiga               | MG     |
| Cana Brava      | A024   | Alto Paraíso de Goiás | GO     |
| Sobradinho      | A307   | Petrolina             | PE     |
| Tucuruí         | A235   | Novo Repartimento     | PA     |

**Tabela 11** – Estações automáticas do Inmet selecionadas.

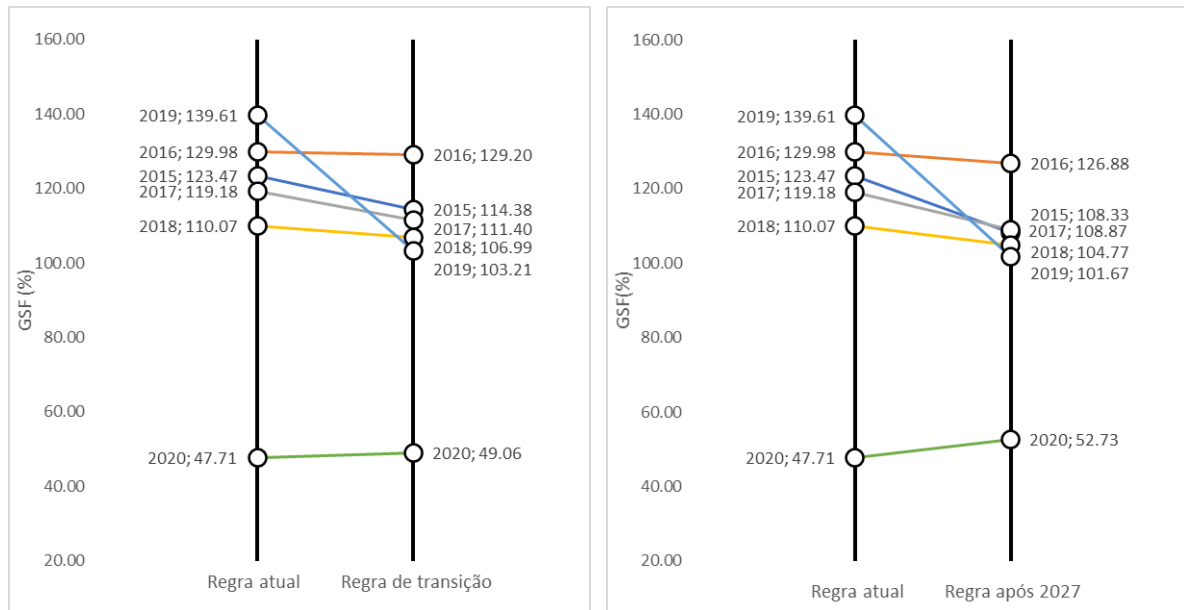
O quadro 12 apresenta as estações para a variável vazão afluente ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

| Empreendimentos | Código do reservatório | Estação      | Estado |
|-----------------|------------------------|--------------|--------|
| G. B. Munhoz    | 19059                  | G. B. MUNHOZ | PR     |
| Furnas          | 19004                  | FURNAS       | MG     |
| Cana Brava      | 19129                  | CANA BRAVA   | GO     |
| Sobradinho      | 19121                  | SOBRADINHO   | BA     |
| Tucuruí         | 19134                  | TUCURUI      | PA     |

**Tabela 12** – Estações fluviométricas do ONS selecionadas.

# APÊNDICE B – Resultados gráficos da aplicação dos Limites de Sazonalização

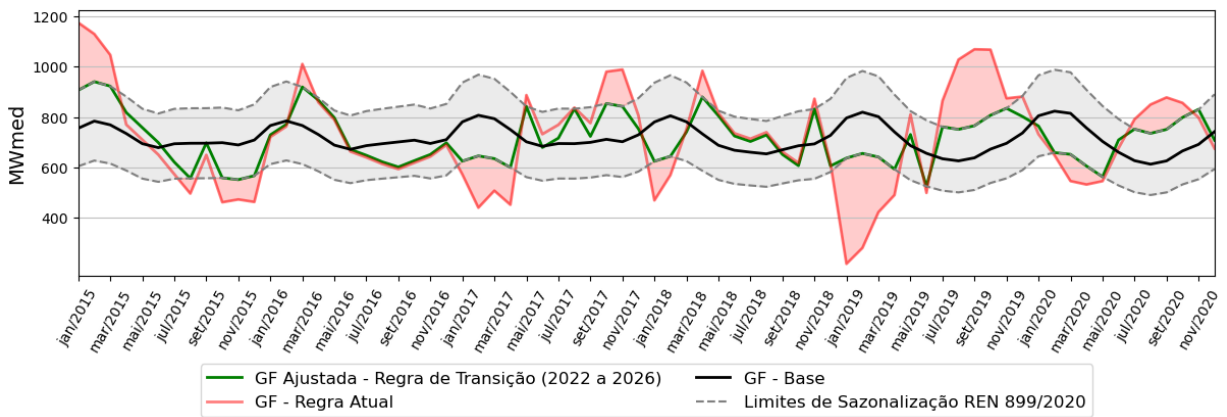
Este apêndice contém os resultados gráficos para UHE Salto Santiago, Furnas, Cana Brava e Sobradinho após a aplicação dos Limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020.



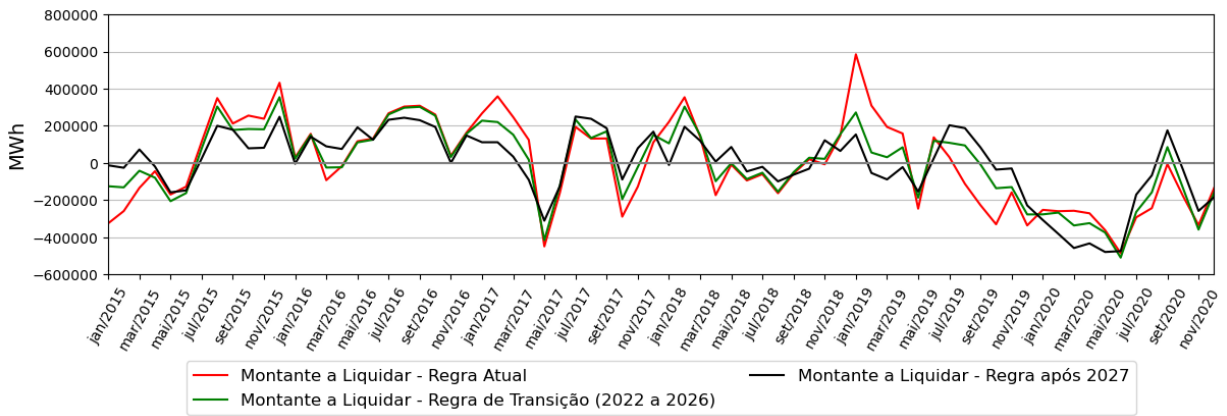
(a) Regra atual versus regra de transição.

(b) Regra atual versus regra após 2027.

**Figura 21** – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Salto Santiago. Fonte: autora.

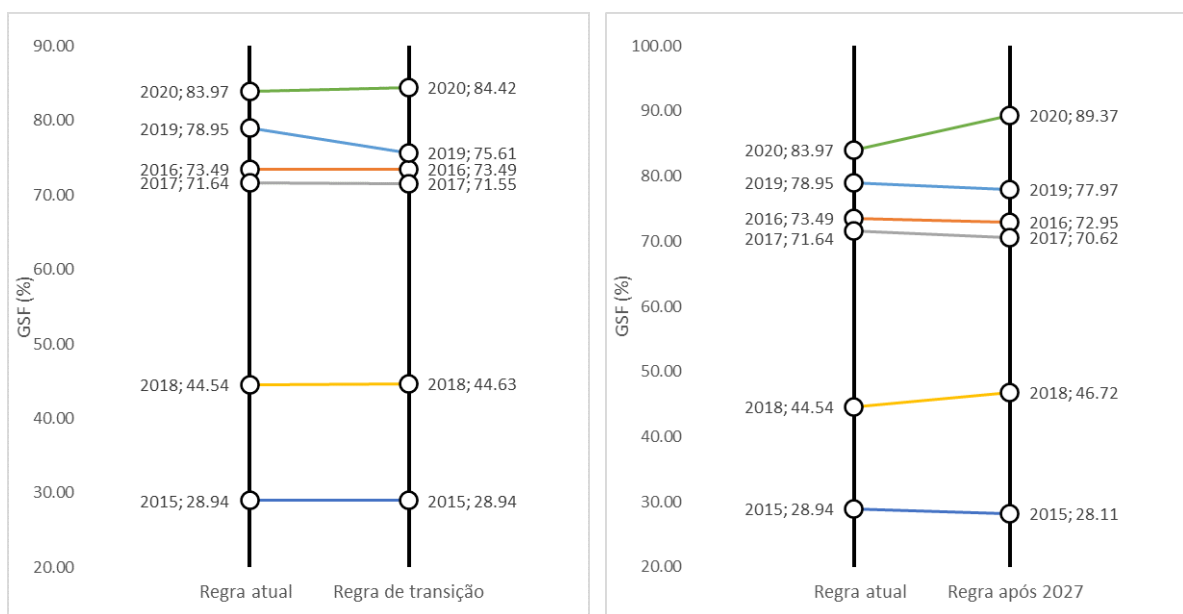


(a) Curva de Sazonização realizada versus Sazonização obtida com a aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN nº 899/2020.



(b) Comparativo dos montantes liquidados no MCP.

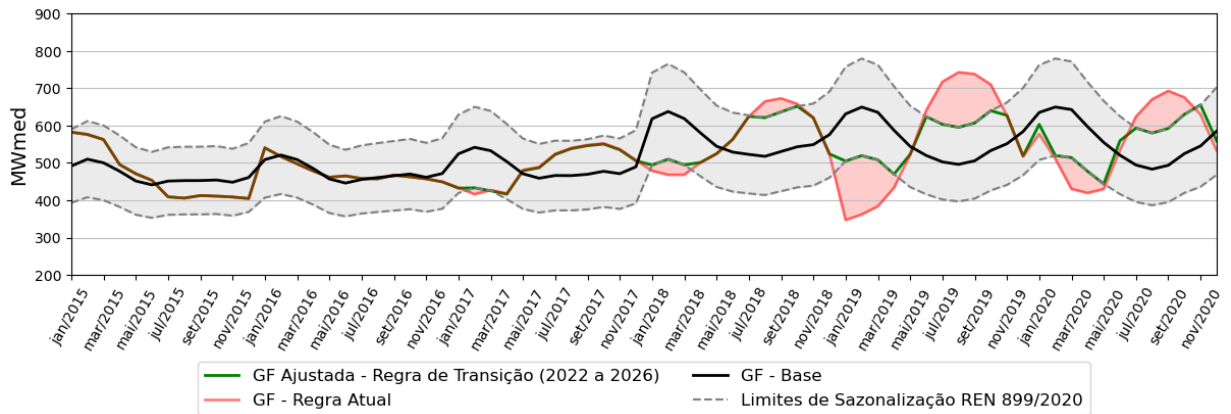
Figura 20 – Resultados da UHE Salto Santiago após a aplicação dos Limites de Sazonização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. Fonte: Autora.



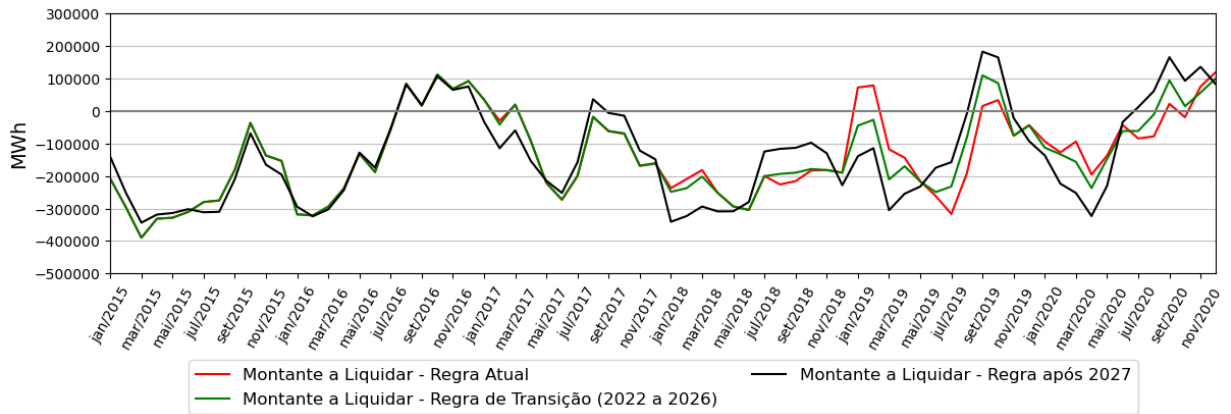
(a) Regra atual versus regra de transição.

(b) Regra atual versus regra após 2027.

Figura 23 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Furnas. Fonte: autora.

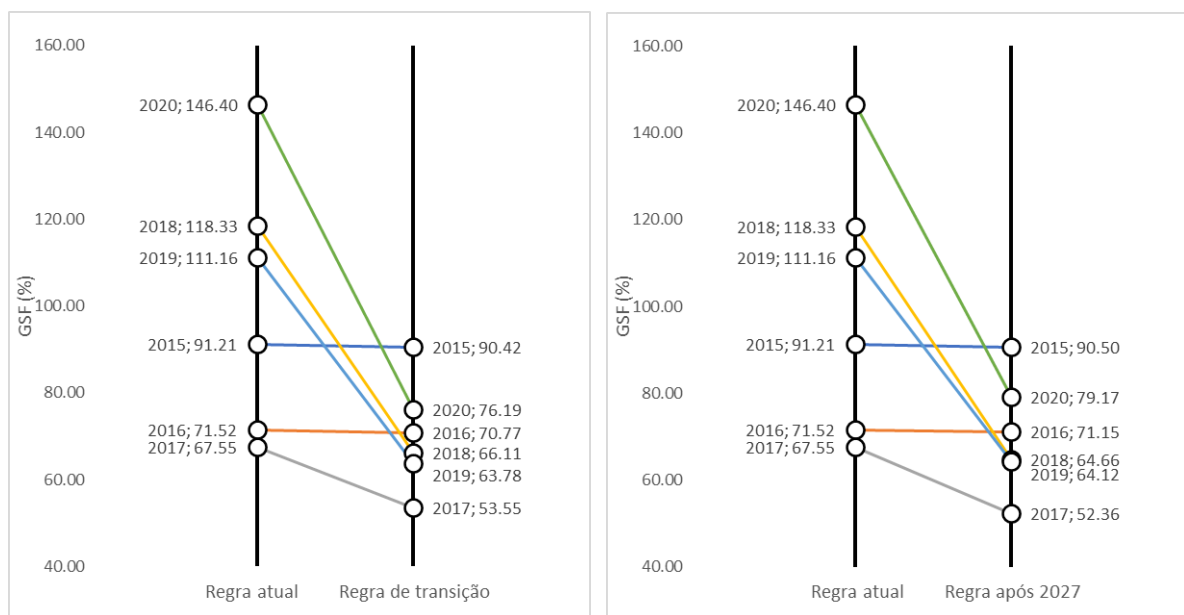


(a) Curva de Sazonização realizada versus Sazonização obtida com a aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN nº 899/2020.



(b) Comparativo dos montantes liquidados no MCP.

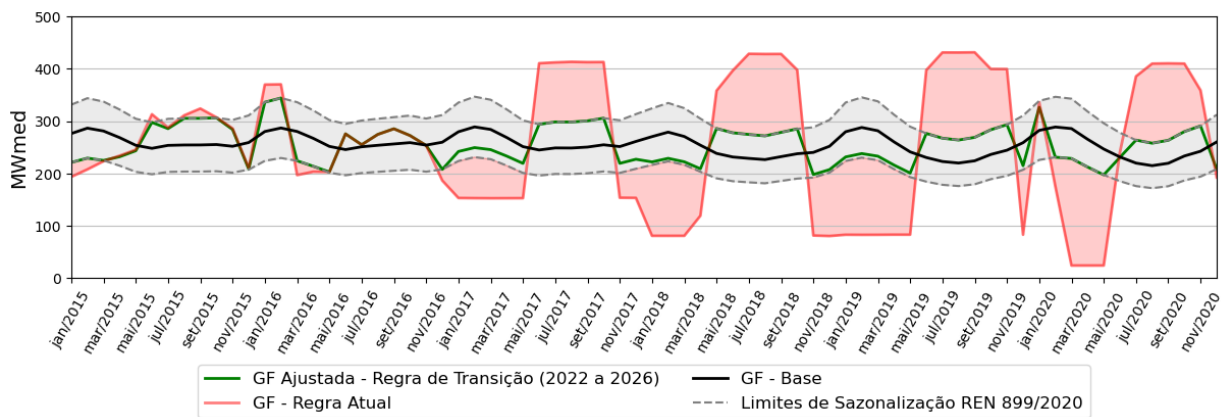
Figura 22 – Resultados da UHE Furnas após a aplicação dos Limites de Sazonização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. Fonte: Autora.



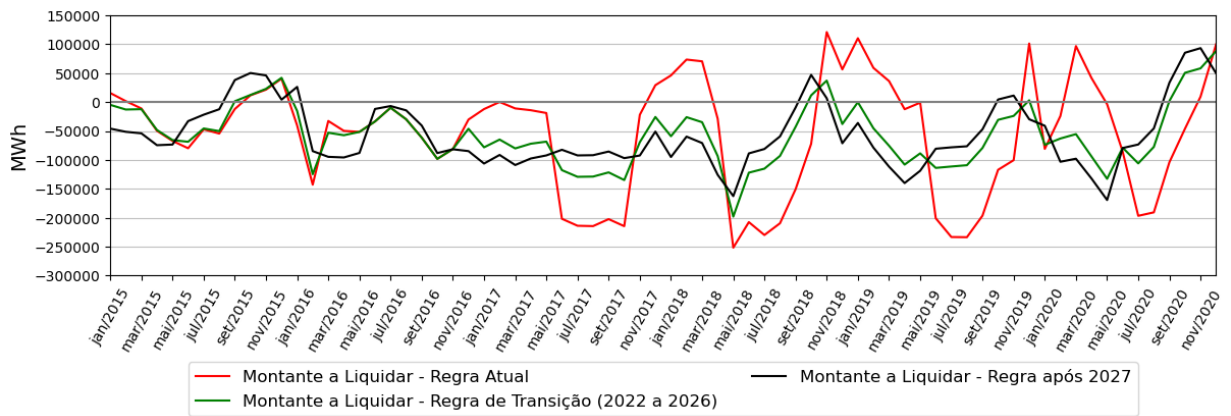
(a) Regra atual versus regra de transição.

(b) Regra atual versus regra após 2027.

Figura 25 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Cana Brava. Fonte: autora.

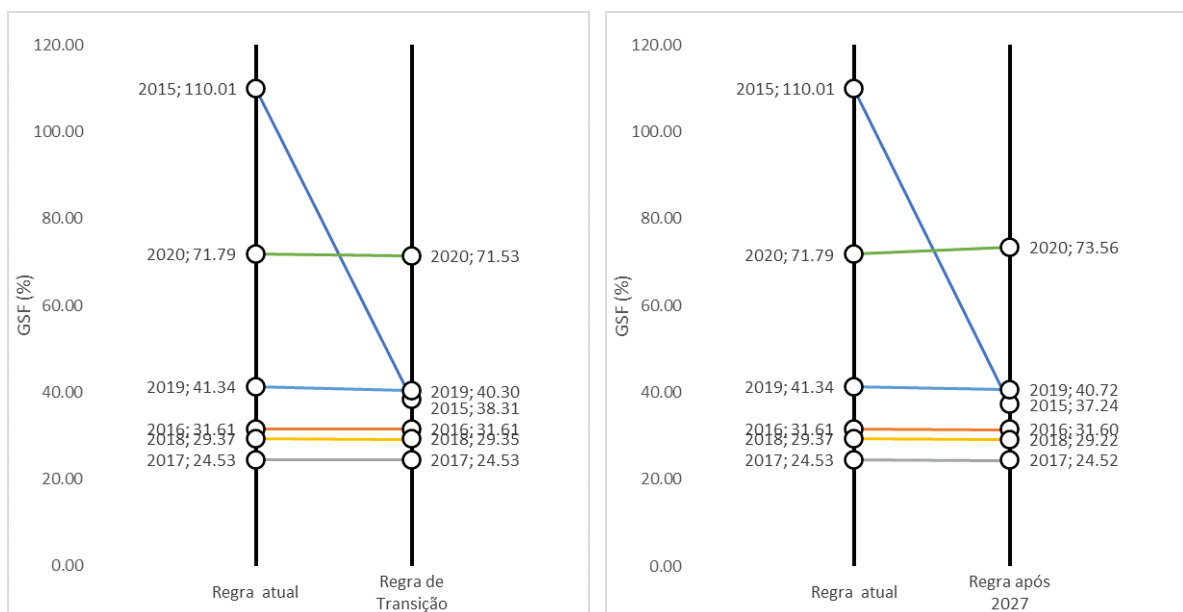


(a) Curva de Sazonização realizada versus Sazonização obtida com a aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN nº 899/2020.



(b) Comparativo dos montantes liquidados no MCP.

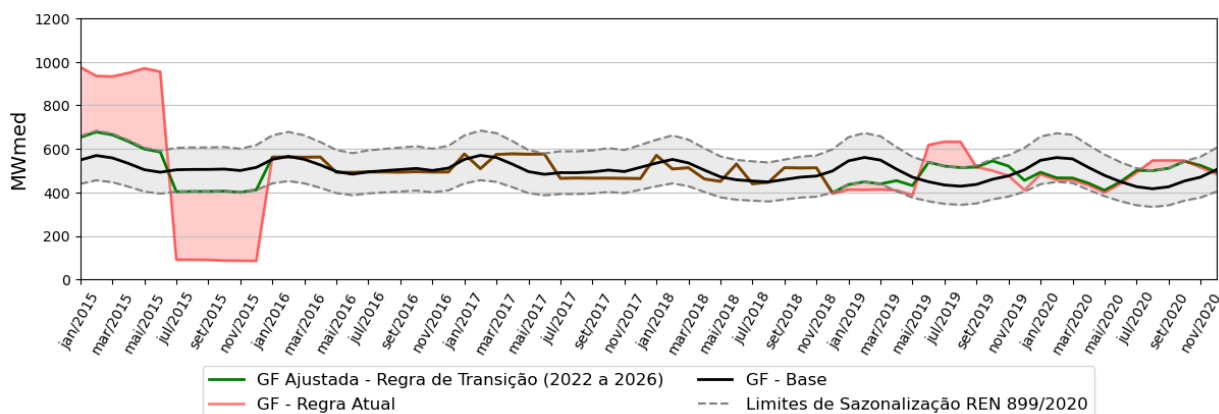
Figura 24 – Resultados da UHE Cana Brava após a aplicação dos Limites de Sazonização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. Fonte: Autora.



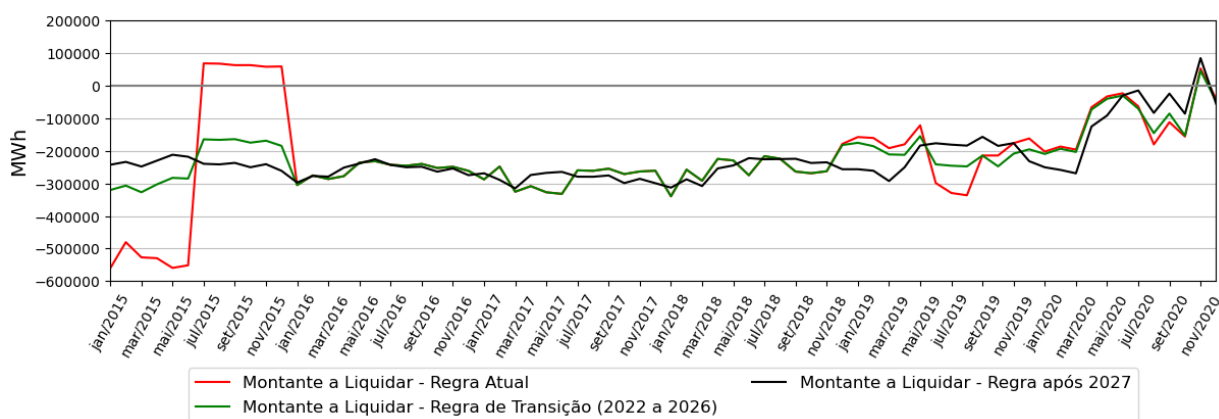
(a) Regra atual versus regra de transição.

(b) Regra atual versus regra após 2027.

Figura 27 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Sobradinho. Fonte: autora.



(a) Curva de Sazonalização realizada versus Sazonalização obtida com a aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN nº 899/2020.



(b) Comparativo dos montantes liquidados no MCP.

**Figura 26** – Resultados da UHE Sobradinho após a aplicação dos Limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. Fonte: Autora.