

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

KARINA AMADIO

**ESTUDO SOBRE O PLANEJAMENTO INTEGRADO ENTRE USINAS
HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS E EOLIOELÉTRICAS EM
MOMENTOS DE SOBRE OFERTA OU DE CURTAILMENT DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

KARINA AMADIO

**ESTUDO SOBRE O PLANEJAMENTO INTEGRADO ENTRE USINAS
HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS E EOLIOELÉTRICAS EM
MOMENTOS DE SOBRE OFERTA OU DE CURTAILMENT DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista.

Orientador:
Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Amadio, Karina
ESTUDO SOBRE O PLANEJAMENTO INTEGRADO ENTRE USINAS HIDRELÉTRICAS
REVERSÍVEIS E EOLIOELÉTRICAS EM MOMENTOS DE SOBRE OFERTA OU DE
CURTAILMENT DE ENERGIA ELÉTRICA / Karina Amadio ; orientador,
Everthon Taghori Sica, 2025.
70 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Campus Florianópolis, Graduação em Engenharia
eletrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia eletrica. 2. Usina Hidrelétrica Reversível. 3.
Sobre oferta de energia. 4. Inércia sistêmica. 5. Dinâmica de
Sistemas. I. Sica, Everthon Taghori . II. Instituto Federal de
Santa Catarina. Graduação em Engenharia eletrica. III. Título.


ESTUDO SOBRE O PLANEJAMENTO INTEGRADO ENTRE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS E EOLIOELÉTRICAS EM MOMENTOS DE SOBRE OFERTA OU DE CURTAILMENT DE ENERGIA ELÉTRICA

KARINA AMADIO


Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 29 de julho 2025.


Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 **EVERTHON TAGHORI SICA**
Data: 29/07/2025 20:18:39-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.

Documento assinado digitalmente
 **DANIEL TENFEN**
Data: 30/07/2025 10:08:33-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.

Documento assinado digitalmente
 **MARCO AURELIO MOREIRA SARAN**
Data: 29/07/2025 20:48:13-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Marco Aurélio Moreira Saran, M. Eng.

RESUMO

No cenário da transição energética brasileiro há um aumento na participação de usinas de fontes intermitentes ligadas a rede elétrica através de inversores e um crescente de eventos de restrições operacionais impostas a estas usinas. Assim, torna-se necessário encontrar alternativas para garantir a estabilidade do sistema, bem como maximizar o uso dos recursos energéticos disponíveis. Nesse contexto, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) surgem como uma solução promissora. Portanto, este trabalho tem como objetivo apresentar um estudo sobre o planejamento integrado entre uma UHR e uma eolioelétrica em momentos de sobre oferta ou de *curtailment* de energia elétrica no Brasil. Para isso, foi adotada a metodologia de Dinâmica de Sistemas (DS) devido a sua capacidade de trabalhar com sistemas complexos, não linearidades e integração de múltiplos elementos. A modelagem proposta foi estruturada em um Diagrama de Laços Causais, para uma análise qualitativa, e um Diagrama de Estoque e Fluxo, para analisar quantitativamente, e implementada no *software* Stella Architect. As variáveis de geração eolioelétrica e de *curtailment* foram alimentadas com dados reais de um conjunto eólico localizado na região Nordeste do país. Foram simulados três cenários de armazenamento nos reservatórios da UHR. Os resultados demonstraram que uma maior disponibilidade de energia no reservatório superior resultou em um maior aproveitamento da energia hidrelétrica, no entanto, em todos os casos, houve um aumento significativo da energia injetada no *grid*, demonstrando a eficiência da UHR como solução para o problema.

Palavras-chave: Usina Hidrelétrica Reversível. Sobre oferta de energia. Inércia sistêmica. Dinâmica de Sistemas.

ABSTRACT

In the context of Brazil's energy transition, there is an increase in the participation of intermittent power plants connected to the grid through inverters, along with a growing number of operational restrictions imposed on these plants. Therefore, it is necessary to find alternatives to ensure the stability of the system, as well as to maximize the use of available energy resources. In this context, Pumped Storage Hydroelectric Plants (PSH) emerge as a promising solution. Thus, this work aims to present a study on the integrated planning between a PSH and a wind farm during periods of overproduction or electricity curtailment in Brazil. For this, the System Dynamics (SD) methodology was adopted due to its ability to work with complex systems, nonlinearities, and the integration of multiple elements. The proposed model was structured using a Causal Loop Diagram for qualitative analysis and a Stock and Flow Diagram for quantitative analysis, and implemented using the Stella Architect software. The wind generation and curtailment variables were fed with real data from a wind farm located in the Northeast region of the country. Three different storage scenarios for the PSH reservoir were simulated. The results showed that greater energy availability in the upper reservoir led to increased hydropower utilization. However, in all scenarios, there was a significant increase in the energy injected into the grid, demonstrating the efficiency of the PSH as a solution to the problem.

Keywords: Pumped-storage hydroelectric plants. Energy oversupply. System inertia. System dynamics.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de Geração de Energia [GWh].....	11
Figura 2 – Curva de Carga de Energia [GWh].....	12
Figura 3 – (a) Geração fotovoltaica [MWmed] e (b) Curva de Pato.....	13
Figura 4 – Restrição de operação Conjunto Eólico Abil I outubro 2024	15
Figura 5 – Novas capacidades instaladas de UHRs	19
Figura 6 – Capacidades instaladas de UHRs 2023 [MW]	20
Figura 7 – UHRs <i>open loop</i> e <i>closed loop</i>	21
Figura 8 – Esquemático UHR <i>pump-back</i>	21
Figura 9 – Arranjos entre máquinas hidráulicas e elétricas.....	23
Figura 10 – Desafios para a implementação de novas UHRs no cenário nacional	26
Figura 11 – Gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo.....	28
Figura 12 – Gerador síncrono com rotor de ímã permanente	29
Figura 13 – Gerador de indução com dupla alimentação.....	29
Figura 14 – Histórico de crescimento de potência total instalada [GW]	31
Figura 15 – Capacidade instalada de usinas eolioelétricas onshore e offshore em 2024.....	31
Figura 16 – Evolução da capacidade instalada [MW] de eolioelétricas no Brasil.....	33
Figura 17 – Ocorrência SIN 2023.....	34
Figura 18 – Cortes % de usinas eólicas	34
Figura 19 – Configuração sistema eólico-hidrelétrico.....	36
Figura 20 – Modelo dinâmico expansão da capacidade instalada através de UHR	41
Figura 21 – Variáveis do diagrama de estoque e fluxo	42
Figura 22 – Diagrama de estoque e fluxo estudo Malásia	42
Figura 23 – Diagrama de Laços Causais	44
Figura 24 – Diagrama de Estoque e Fluxo	46
Figura 25 – Equação da bomba da UHR	47
Figura 26 – Equação da turbina da UHR	47
Figura 27 – Equação do <i>curtailment</i>	48
Figura 28 – Equação do <i>grid</i>	48
Figura 29 – Configuração do modelo no Stella Architect	50
Figura 30 – Cenário 1: comportamento dos reservatórios	51

Figura 31 – Cenário 1: operação da turbina e da bomba	52
Figura 32 – Cenário 1: aproveitamento da energia frustrada	52
Figura 33 – Cenário 1: geração total injetada no sistema	53
Figura 34 – Cenário 2: comportamento dos reservatórios	53
Figura 35 – Cenário 2: operação da turbina e da bomba	54
Figura 36 – Cenário 2: aproveitamento da energia frustrada	54
Figura 37 – Cenário 2: Geração total injetada no sistema	54
Figura 38 – Cenário 3: comportamento dos reservatórios	55
Figura 39 – Cenário 3: operação da turbina e da bomba	55
Figura 40 – Cenário 3: aproveitamento da energia frustrada	56
Figura 41 – Cenário 3: Geração total injetada no sistema	56
Figura 42 – Comparativo do comportamento do reservatório superior	57
Figura 43 – Comparativo do comportamento do reservatório inferior	57
Figura 44 – Comparativo do comportamento da energia injetada no <i>grid</i>	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica [MW] – Brasil.....	10
Tabela 2 – Comparação entre três arranjos convencionais de UHR.....	21
Tabela 3 – UHRs construídas no Brasil	24
Tabela 4 – Possíveis locais para instalação de UHRs	25
Tabela 5 – Comparação de configurações de turbinas eólicas.....	30
Tabela 6 – Resumo do processo de modelagem na DS	43
Tabela 7 – Premissas adotadas para a UHR do modelo	49
Tabela 8 – Perdas mensais na rede básica.	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DEF	Diagrama de Estoque e Fluxos
DLC	Diagrama de Laços Causais
DS	Dinâmica de Sistemas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquemas Regionais de Alívio de Carga
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
GWEC	Global Wind Energy Council
IHA	International Hydropower Association
IRENA	International Renewable Energy Agency
MMDG	Micro e Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAP	Relatório de Análise de Perturbação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHEs	Usinas Hidrelétricas
UHRs	Usinas Hidrelétricas Reversíveis

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Definição do Problema	13
1.2	Justificativa	14
1.3	Objetivo Geral e Específicos	16
1.4	Estrutura do trabalho	16
2	USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS E USINAS EOLIOELÉTRICAS	18
2.1	Usinas Hidrelétricas Reversíveis	18
2.2	Usinas Eolioelétricas	27
2.3	Complementariedade	33
2.4	Conclusão	38
3	MODELO PROPOSTO E RESULTADOS	39
3.1	Modelagem por Dinâmica de Sistemas	39
3.2	Diagrama de Laços Causais (DLC)	43
3.3	Diagrama de Estoque e Fluxos (DEF)	45
3.3.1	Variáveis de Estoque	46
3.3.2	Variáveis de Fluxo	46
3.3.3	Variáveis Auxiliares	48
3.4	Simulação e Resultados	48
3.4.1	Cenário 1	51
3.4.2	Cenário 2	53
3.4.3	Cenário 3	55
3.4.4	Comparativo dos cenários	56
3.5	Conclusões	58
4	CONCLUSÃO	60
4.1	Sugestão de trabalhos futuros	60
	REFERÊNCIAS	62

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) foi categorizado como hidrotérmico desde a implementação da energia elétrica no país. O aproveitamento hidrelétrico significativo foi viabilizado pelas condições geográficas e hídricas, possibilitando um custo reduzido para a geração de eletricidade e uma matriz elétrica predominantemente renovável e inicialmente estocável, visto que as usinas hidrelétricas possuíam reservatório hídrico de acumulação.

Entretanto, a evolução das mudanças climáticas e o aumento da demanda intensificaram a necessidade de diversificação da matriz para assegurar a segurança energética. Isso, juntamente com o contexto de foco na transição energética, acarretou uma crescente implementação de fontes renováveis, porém não-estocáveis e intermitentes no sistema. Com o passar dos anos, esse avanço ocasionou a mudança da classificação do SEB para hidro-termo-eólico, como é possível observar na Tabela 1 disponibilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2024).

Tabela 1 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica [MW] – Brasil

(continua)

Ano	Hidrelétrica	Termelétrica	Eolioelétrica	Solar		Nuclear	Total
				Fotovoltaica			
2000	61.063	10.623	19	0	1.966	73.671	
2001	62.409	10.481	21	0	1.966	74.877	
2002	64.474	13.813	22	0	2.007	80.315	
2003	67.698	16.130	22	0	2.007	85.857	
2004	69.088	19.556	29	0	2.007	90.679	
2005	71.060	19.770	29	0	2.007	92.865	
2006	73.678	20.372	237	0	2.007	96.295	
2007	76.869	21.229	247	0	2.007	100.352	
2008	77.545	22.999	398	0	2.007	102.949	
2009	78.610	25.351	602	0	2.007	106.570	
2010	80.703	29.689	927	1	2.007	113.327	
2011	82.459	31.243	1.425	1	2.007	117.135	
2012	84.294	32.778	1.892	2	2.007	120.973	
2013	86.018	36.528	2.202	5	1.990	126.743	
2014	89.193	37.827	4.888	15	1.990	133.913	
2015	91.650	39.563	7.633	21	1.990	140.858	
2016	96.925	41.275	10.124	24	1.990	150.338	
2017	100.275	41.628	12.283	935	1.990	157.112	
2018	104.139	40.523	14.390	1.798	1.990	162.840	

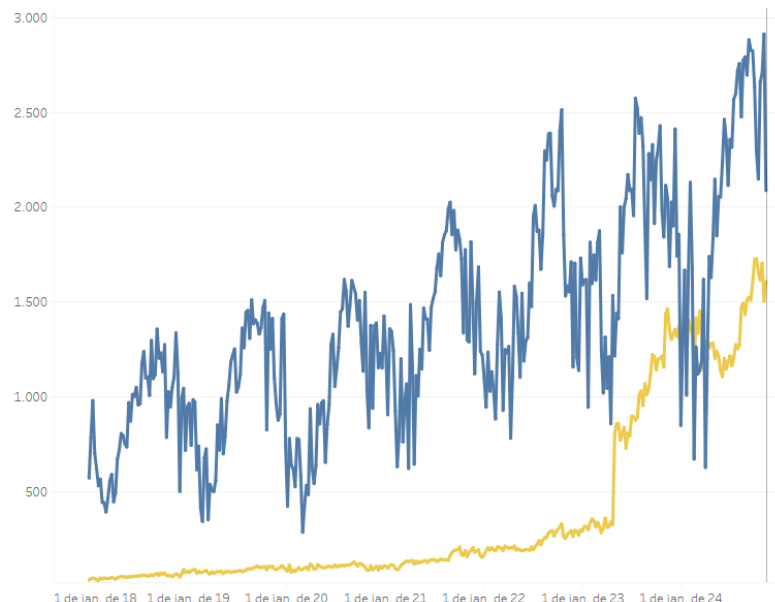
(conclusão)

Ano	Hidrelétrica	Termelétrica	Eolielétrica	Solar		Nuclear	Total
				Fotovoltaica			
2019	109.058	41.219	15.378	2.473		1.990	170.118
2020	109.271	43.057	17.131	3.287		1.990	174.737
2021	109.350	44.866	20.771	4.632		1.990	181.610
2022	109.721	46.284	23.744	7.387		1.990	189.127
2023	109.857	47.336	28.664	11.477		1.990	199.325

Fonte: Adaptado de Balanço Energético Nacional (2024).

Segundo dados de geração e demanda de energia elétrica disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), as fontes intermitentes têm apresentado uma contribuição crescente para o atendimento da demanda. Esse aumento pode ser observado nas Figuras 1 e 2 disponibilizadas pelo ONS (2024a, 2024b), que apresentam a curva de geração e demanda no Sistema Interligado Nacional (SIN) no período de 01/01/2018 a 20/11/2024. Na Figura 1, a curva em azul representa a energia elétrica proveniente de fontes eolielétricas e a em amarelo corresponde à fonte solar fotovoltaica. Na Figura 2, por sua vez, a curva em cinza representa a carga total do sistema, a curva vermelha a carga do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a azul a do subsistema Nordeste, verde Sul e laranja Norte.

Figura 1 – Curva de Geração de Energia [GWh]

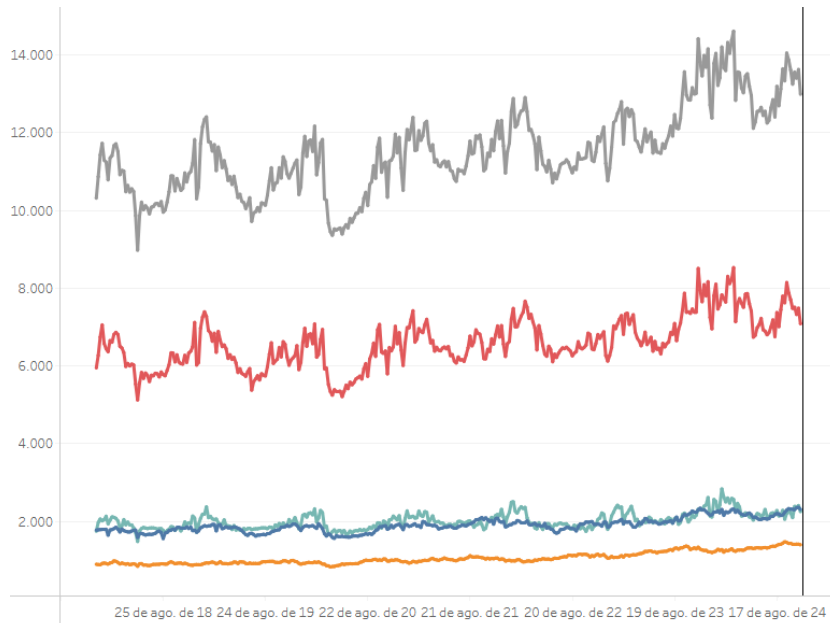


Fonte: ONS (2024a).

Um exemplo dessa constatação pode ser observado na semana operativa de 14 a 20 de setembro de 2024, com os dados fornecidos pelo ONS (2024a, 2024b), onde a carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu 13.319 GWh. Nesse

mesmo período, as plantas eólicas produziram 2.825 GWh e as solar fotovoltaicas 1.507 GWh, representando aproximadamente 21,21% e 11,31% do atendimento da demanda.

Figura 2 – Curva de Carga de Energia [GWh]

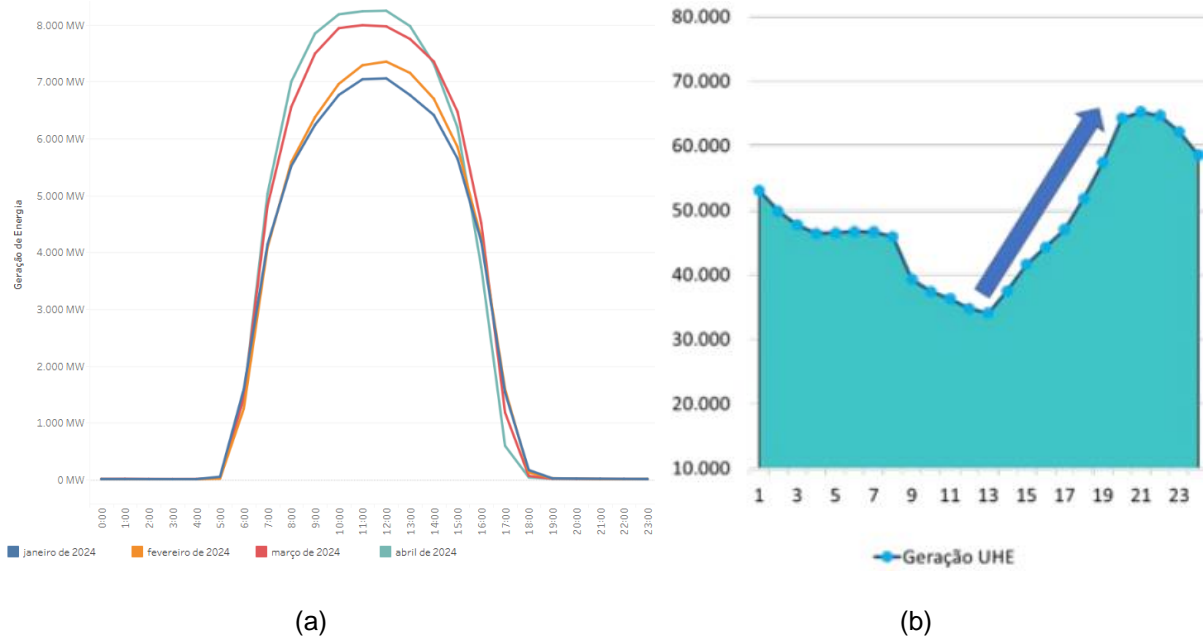


Fonte: ONS (2024b).

Outro fator que impacta a composição energética do país é a progressiva implementação de Mini e Microgeração Distribuída (MMGD) na rede. Atualmente, a capacidade instalada dessa fonte é tão significativa que o ONS passou a considerá-la nos dados de matriz elétrica.

A geração solar fotovoltaica tem uma curva característica, apresentada na Figura 3a, disponibilizada pelo ONS (2024c). Dessa forma, durante o dia essa fonte é capaz de atender uma parcela significativa da demanda, no entanto, ao final do dia ocorre uma rampa de carga devido à redução e posterior interrupção de irradiação solar, esse fenômeno é conhecido como “curva do pato”, apresentado na Figura 3b. O aumento da demanda nesse período é suprido majoritariamente por geração hidrelétrica. (ONS, 2023a).

Figura 3 – (a) Geração fotovoltaica [MWmed] e (b) Curva de Pato



Fonte: ONS (2024c) e ONS (2023a).

1.1 Definição do Problema

Embora as usinas eólicas e solar fotovoltaicas tragam benefícios econômicos e ambientais, sua inserção em um sistema elétrico requer um planejamento operacional adequado a fim de mitigar problemas associados à sua intermitência e a capacidade limitada de controle. Atualmente, outro problema enfrentado por essas usinas é a sobre oferta de energia elétrica que acarreta *curtailments*, o que reduz o aproveitamento do potencial energético disponível.

Uma alternativa de abordar esses problemas é o uso de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) em períodos de sobre oferta de energia elétrica. Dessa forma, seriam evitados os cortes e restrições de geração, além de possibilitar o aumento da confiabilidade do sistema devido aos serviços ancilares fornecidos, tais como: nivelamento de carga, provimento de inércia, reserva de potência para controle de frequência, acompanhamento de carga, redução de ciclos de unidades termelétricas, redução da carga mínima do sistema e suporte à expansão de geração flexível, controle de reativos, autorrestabelecimento, entre outros (EPE, 2021).

Portanto, o problema principal deste trabalho é: como a tecnologia de armazenamento utilizada pelas UHRs, pode ser aproveitada em momentos de sobre oferta de energia em complementariedade com as usinas eolioelétricas?

1.2 Justificativa

As usinas de fontes de recursos energéticos primários intermitentes são classificadas como não despacháveis visto que sua operação depende da disponibilidade do seu recurso primário sem ter a possibilidade de armazená-lo. Devido a essa característica operativa, o sistema elétrico fica sujeito a variações de geração podendo causar uma instabilidade de frequência na rede, por exemplo.

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) no Brasil opera em uma frequência de 60 Hz e alterações entre o equilíbrio de carga e geração provocam um transitório na malha elétrica. A inércia sistêmica, proveniente pela energia cinética armazenada nas massas girantes das máquinas síncronas, tem como função amortecer as oscilações de frequência para que ações corretivas tempestivas sejam efetuadas e a estabilidade seja mantida (EPE, 2021; Denholm *et al.*, 2020).

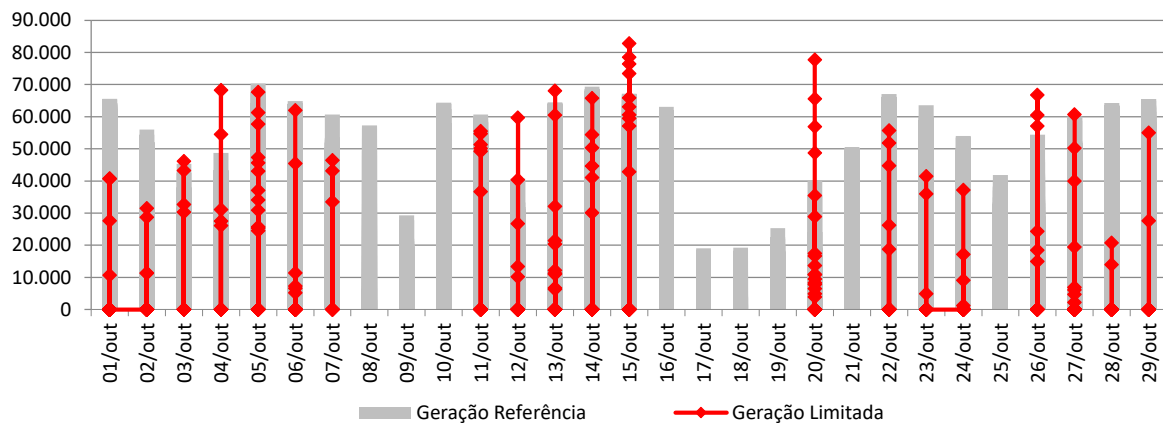
Todavia, no dia 15 de agosto de 2023, às 8h30min, a atuação indevida de uma proteção da linha de transmissão de 500 kV Quixadá-Fortaleza II deu início a uma sequência de desligamentos automáticos e manuais de linhas de transmissão, unidades geradoras e outros equipamentos. Essas proteções atuaram devido a eventos de subfrequência, sobrefrequência, subtensão, sobretensão, perda de sincronismo, entre outros, o que acarretou separação do subsistema Norte e Nordeste dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste. Por conta disso, o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) precisou ser acionado, com o intuito de restabelecer o equilíbrio do SIN (ONS, 2023b).

Devido à proporção desse evento, foi necessário que o ONS emitisse um Relatório de Análise de Perturbação (RAP). Nesse relatório, foi apontado que os dispositivos de controle de tensão das usinas eolioelétricas e solar fotovoltaicas não funcionaram como deveriam. Isso agravou o desequilíbrio causado pelo desligamento da primeira linha de transmissão, ocasionando a perda da inércia e resiliência do sistema (ONS, 2023b).

Outro aspecto observado na operação do SEP é o *curtailment* e o *constrained-off*, que consiste na redução ou corte de geração de usinas de fontes intermitentes em momentos de sobre oferta de energia elétrica ou incapacidade de escoamento da energia elétrica. De acordo com a Resolução Normativa Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 1073/2023, esses cortes podem ocorrer por motivos de indisponibilidade externa, de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica e de razões energéticas.

A Figura 4 exibe os dados disponibilizados pelo ONS (2024c) de restrição de operação por *constrained-off* do Conjunto Eólico Abil I como exemplo. Nessa figura é apresentada a geração limitada, ou seja, a potência de restrição a qual a usina foi imposta, e a potência de referência, que representa a potência que poderia ter sido gerada sem a restrição.

Figura 4 – Restrição de operação Conjunto Eólico Abil I outubro 2024



Fonte: Adaptado ONS (2024).

Uma forma de amenizar esse problema seria através de UHRs, já que elas possibilitam o aumento do armazenamento de energia potencial nos reservatórios. Consideradas uma das tecnologias de armazenamento com melhor eficiência de conversão de energia e melhor custo-benefício com capacidade de oferecer serviços ancilares (Sun *et al.* 2019), essa tecnologia é amplamente utilizada em outros países.

Em 2021, a capacidade instalada global de UHRs foi de 164,761 GW, com a China ocupando o primeiro lugar com 36 GW, seguida do Japão com 27,47 GW e pelos Estados Unidos com 21,912 GW (IHA, 2022). Na China, as principais funções

das UHRs são melhorar a confiabilidade e estabilidade do sistema, permitir uma melhor integração das fontes intermitentes com o sistema e melhorar a operação do sistema de transmissão de energia elétrica em corrente contínua de extrema alta tensão (Sun *et al.* 2019).

1.3 Objetivo Geral e Específicos

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma simulação do potencial de integração entre UHR e eolioelétrica no Brasil em períodos de sobre oferta de energia eólica utilizando a metodologia de Dinâmica de Sistemas na plataforma Stella Architect.

Para isso, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) modelar a integração entre as UHRs e usinas eolioelétricas;
- b) implementar na plataforma computacional Stella Architect a modelagem;
- c) coletar informações dos recursos energéticos hídricos e eólicos para a implementação;
- d) analisar a complementaridade entre as UHRs e a sobre oferta de energia elétrica das usinas eolioelétricas.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho está estruturado em cinco capítulos. Iniciando com o capítulo introdutório, onde foi apresentado a introdução do tema do trabalho, as motivações do estudo e as justificativas.

O segundo capítulo é dedicado a apresentação de conceitos e a revisão do estado-da-arte das tecnologias abordadas nesse trabalho, como as Usinas Hidrelétricas Reversíveis e usinas eolioelétricas, fazendo um breve panorama nacional. Ao final, é introduzido a discussão da complementariedade entre essas fontes. No terceiro capítulo, é abordada a metodologia da Dinâmica de Sistemas, seus elementos fundamentais e aplicações.

Em seguida, no quarto capítulo, é detalhado o desenvolvimento do modelo proposto nesse trabalho, incluindo o passo a passo da sua construção, a identificação das variáveis e, posteriormente, a implementação no *software* Stella Architect. O capítulo é finalizado com a análise dos resultados obtidos através da simulação e uma breve conclusão.

Por fim, é apresentada a conclusão do trabalho proposto, bem como sugestões de trabalhos futuros, no quinto capítulo.

2 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS E USINAS EOLIOELÉTRICAS

Devido à grande extensão territorial e a sazonalidade dos recursos hídricos do Brasil, foi preciso desenvolver um sistema de transmissão de energia elétrica robusto a fim de interligar os subsistemas elétricos regionais do país. Nesse contexto, foi criado o SIN que visa otimizar o uso dos recursos energéticos do país e os estoques de capital natural hídrico armazenados nos reservatórios das hidrelétricas (ONS, 2020).

Com a inserção de fontes intermitentes no SIN, emergiram situações em que foram constatados problemas relacionados a qualidade de energia elétrica e segurança energética. Segundo Rampelli e Rosa Junior (2012), os principais problemas encontrados são o de variação da potência da turbina eólica, a potência reativa e fator de potência, os transitórios de chaveamento elétrico, a flutuação de tensão e os harmônicos de tensão e corrente. Outro desafio que as usinas supridas por recursos energéticos primários intermitentes no Brasil enfrentam atualmente são o *curtailment* e o *constrained-off*.

Uma forma de amenizar a instabilidade causada por essas usinas e melhorar a estabilidade sistêmica é através de sistemas de armazenamento de energia, como a Usina Hidrelétrica Reversível (UHR). Esses sistemas visam armazenar energia em momentos de sobre oferta para atender a demanda em momentos de pico do sistema elétrico.

Portanto, a fim de abordar a complementaridade entre a sobre oferta de energia de usinas eolioelétricas e a tecnologia de usinas hidrelétricas reversíveis, é apresentado o estado-da-arte dessas tecnologias, assim como a metodologia de Dinâmica de Sistemas, escolhida para modelar e simular a complementariedade e o funcionamento em conjunto.

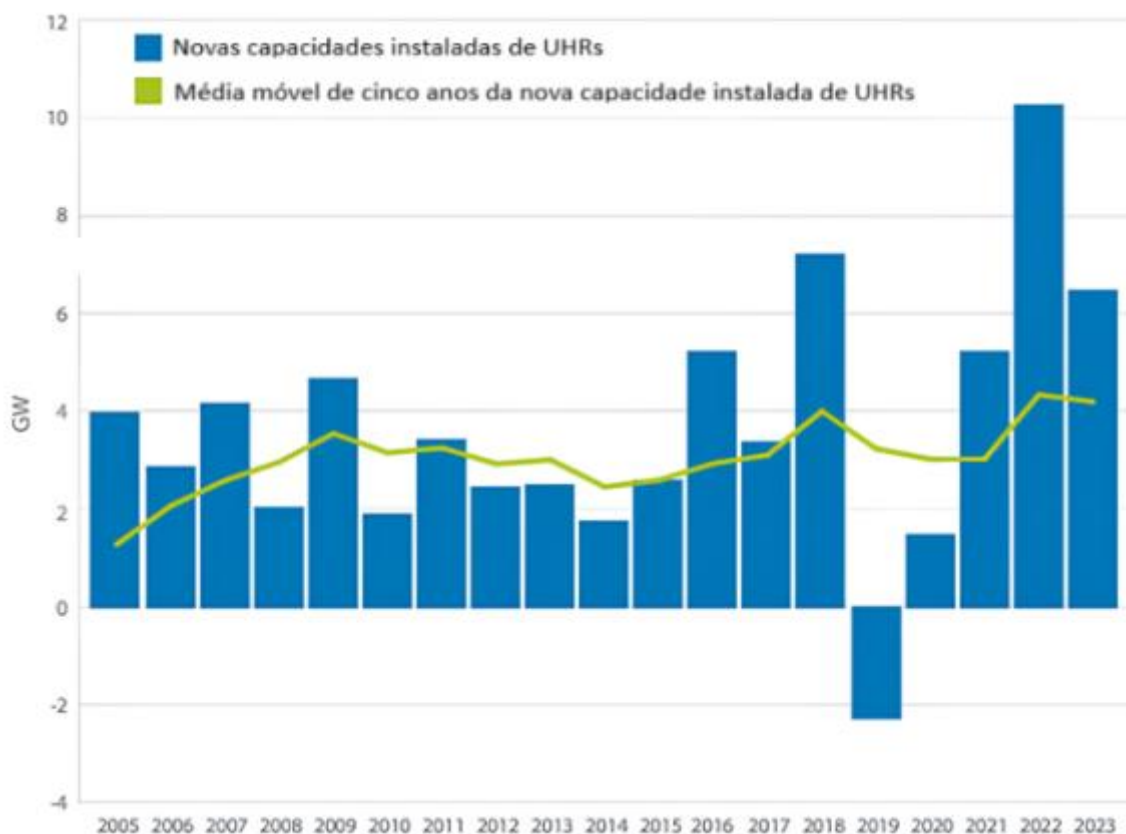
2.1 Usinas Hidrelétricas Reversíveis

A implementação das Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) ocorreu em diferentes contextos e necessidades em cada país. O início do desenvolvimento dessa tecnologia ocorreu entre 1890 e 1900, mas seu crescimento considerável foi em 1970 devido à crise do petróleo. Atualmente, a principal motivação da aplicação dessa

tecnologia é para tornar sustentável a inserção de fontes intermitentes no sistema elétrico, a fim de garantir a segurança e qualidade do fornecimento de energia elétrica (EPE, 2021). Segundo a *International Renewable Energy Agency* (IRENA) (2017, p.21), essa é a tecnologia de armazenamento de energia mais consolidada e que oferece o melhor custo-benefício, assim como detêm a maior capacidade instalada [GW] e capacidade de armazenar energia [GWh].

Embora o ritmo de crescimento das novas instalações não tenha sido significativo, a Figura 5 fornecida pela *International Hydropower Association* (IHA) (2024a), apresenta as novas capacidades instaladas de UHRs no período entre 2005 e 2023 e a sua média móvel quinquenal, evidenciando o crescimento gradual e contínuo da capacidade instalada nesse período.

Figura 5 – Novas capacidades instaladas de UHRs

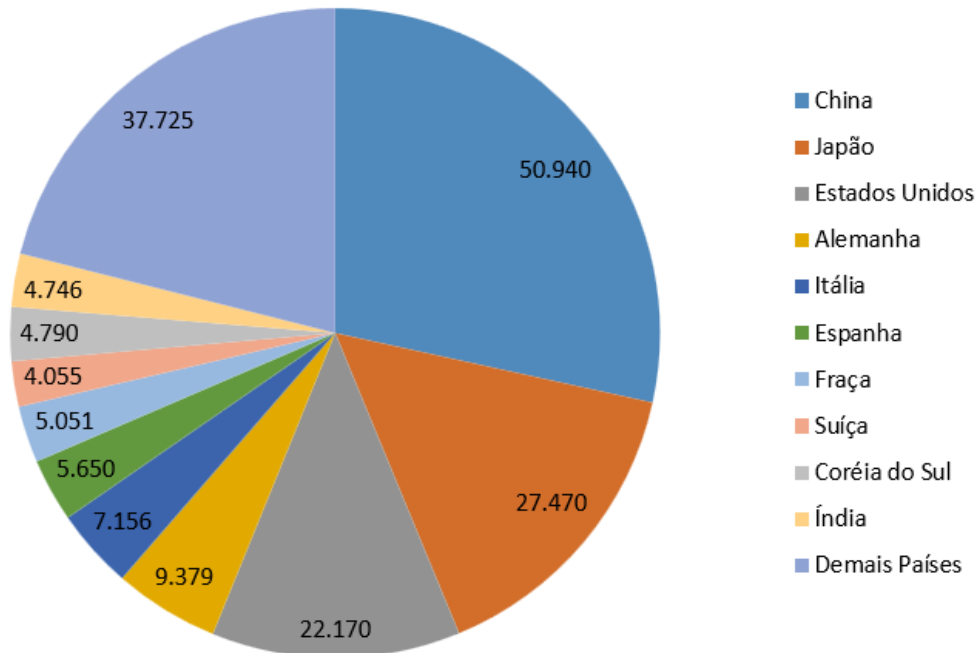


Fonte: Adaptado IHA (2024a)

Dessa forma, esse avanço contribuiu para que a capacidade instalada global de UHRs em 2023 fosse de 179.132 MW. Desse total, a região do Leste Asiático e Pacífico possuía 90.529 MW, seguida da Europa com 54.174 MW e pela América

do Norte e Central, com 22.347 MW (IHA, 2024a). A Figura 6 apresenta os países com as potências instaladas mais representativas, evidenciando a soma por região.

Figura 6 – Capacidades instaladas de UHRs 2023 [MW]



Fonte: Adaptado IHA (2024a).

Quanto a sua construção, as UHRs operam com dois reservatórios - um superior e um inferior - condutos forçados e as instalações eletromecânicas para bombeamento e turbinamento. Seu funcionamento baseia-se na capacidade de gerar energia elétrica ao turbinar a água do reservatório montante; e armazenar energia ao bombear água do reservatório jusante (Canales *et al.*, 2015).

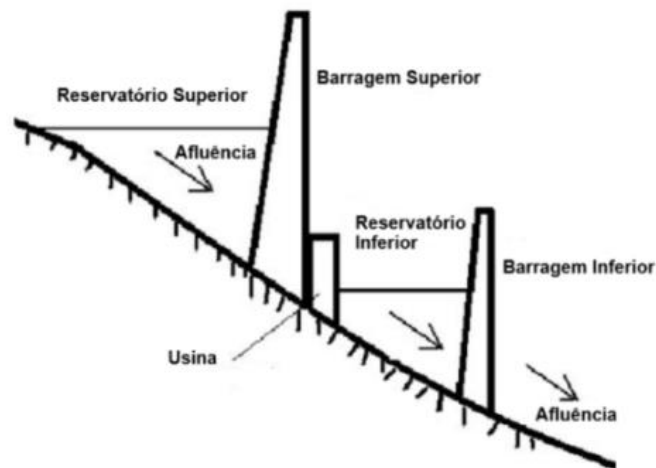
A implementação prática dessa configuração de usina pode ser feita através de três tipos convencionais de arranjos de armazenamento das UHRs: *closed loop*, *open loop* e *pump-back*. As categorizadas como *closed loop* possuem os dois reservatórios independentes sem conexão com a afluência do rio. As usinas *open loop* apresentam um reservatório independente e um construído no percurso natural de um rio. Já, o arranjo *pump-back*, assemelha-se a usinas hidrelétricas (UHEs) em cascata, com um reservatório a montante e outro imediatamente a jusante (Brandão *et al.*, 2021). A Tabela 2, estruturada por Brandão *et al.* (2021), demonstra o comparativo entre os três arranjos de armazenamento de UHRs. Os dois primeiros tipos de arranjos são apresentados na Figura 7, enquanto a Figura 8 apresenta o modelo *pump-back*.

Figura 7 – UHRs *open loop* e *closed loop*



Fonte: Adaptado IHA (2024b).

Figura 8 – Esquemático UHR *pump-back*



Fonte: Adaptado Deane *et al.* (2021)

Tabela 2 – Comparação entre três arranjos convencionais de UHR

(continua)

Descrição do Arranjo	Benefícios	Barreiras
Ciclo Aberto – UHR em que há um fluxo significativo de água para o reservatório superior ou inferior	Este arranjo permite que a vazão de um rio seja regulada com o bombeamento para o reservatório superior da UHR. A UHR pode utilizar um reservatório já existente.	A construção de uma barreira no rio causa a sua fragmentação. A construção da UHR fica limitada a locais próximos a rios, onde a queda normalmente é mais baixa.

(conclusão)

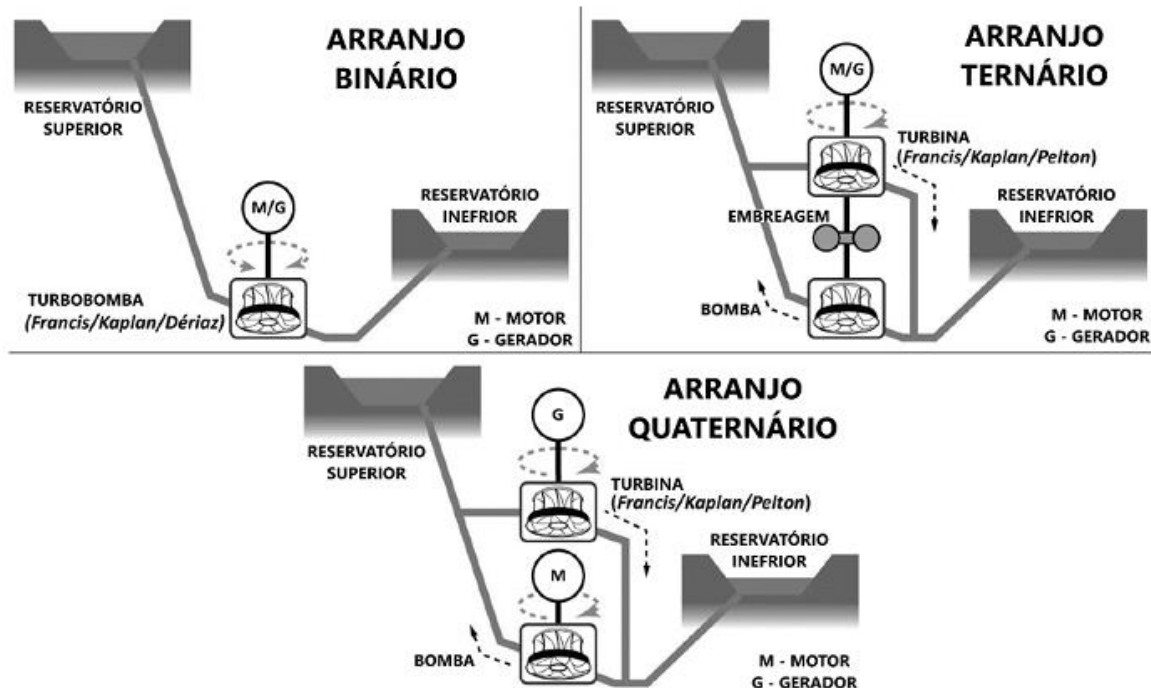
Descrição do Arranjo	Benefícios	Barreiras
Ciclo Fechado – UHR em que nenhum dos reservatórios tem vazão afluente considerável.	A construção das barragens para a formação dos reservatórios não causa a fragmentação do rio.	Normalmente, a capacidade de armazenamento deste tipo de barragem é limitada para ciclos diários.
<i>Pump-Back</i> – UHR muito similar a uma UHE, onde o reservatório a jusante está conectado com o reservatório a montante a todo o tempo e suas máquinas hidráulicas podem bombear água do reservatório inferior para o superior ou gerar eletricidade com a vazão proveniente do reservatório superior.	Trata-se de uma boa alternativa para a construção de barragens em cascata, combinando geração hídrica e armazenamento de curto e longo prazo. Maior flexibilidade de operação. Alternativa barata, se as barragens já estiverem planejadas para serem construídas.	Um novo reservatório no rio principal causa grandes impactos socioambientais e econômicos. Dificuldades em adaptar as barragens existentes a UHRs no Brasil, devido à necessidade de longos túneis e baixa queda.

Fonte: Brandão *et al.* (2021).

Além da diferença estrutural, as UHRs também diferem na tecnologia e organização dos equipamentos eletromecânicos. A escolha da tecnologia da turbina, rotação fixa ou variável, é um fator determinante para sua flexibilidade operacional e capacidade de prestar serviços ancilares ao sistema de potência. A turbina de velocidade fixa, tradicionalmente empregada com geradores síncronos, é caracterizada por ser mais simples e de menor custo. No entanto, essa configuração apresenta como desvantagem a incapacidade de prestar serviços ancilares a rede. Por outro lado, a velocidade variável, oferece uma maior flexibilidade operacional, uma vez que são capazes de utilizar tanto geradores assíncronos quanto síncronos com conversores de frequência e ampliam a faixa operacional da turbina. Outra vantagem é a possibilidade de controle de potência absorvida durante a fase de bombeamento (EPE, 2021; VOITH, 2020).

A turbina escolhida irá influenciar a configuração do arranjo entre as máquinas hidráulicas e as elétricas, ou seja, como essas máquinas irão ser acopladas. Conforme ilustrado na Figura 9, esses arranjos são classificados como quartenária, ternárias e binárias.

Figura 9 – Arranjos entre máquinas hidráulicas e elétricas



Fonte: Guimarães (2024).

Segundo Brandão *et al.* (2021), na classificação quaternária, o arranjo é composto por quatro equipamentos principais: a turbina acoplada a um gerador e, separadamente, uma bomba acionada por um motor tornando os sistemas de turbinamento e bombeamento completamente independentes. Essa configuração permite que a UHR opere em curto-circuito hidráulico, ou seja, operar ambos os equipamentos eletromecânicos simultaneamente e ajuda a fazer o controle da frequência da rede. A principal vantagem é a otimização da eficiência, uma vez que cada componente é projetado para uma única função, o que também permite os tempos de resposta mais rápidos do sistema. Em contrapartida, é a configuração de maior custo, devido ao número de máquinas e necessidade de instalações civis separadas para cada uma.

O arranjo ternário, por sua vez, dispõe de três componentes montados em um mesmo eixo: a máquina elétrica síncrona, que opera como gerador ou motor, a turbina e a bomba. Como a rotação do eixo ocorre em um único sentido, a alteração entre o funcionamento das máquinas pode ser feita através de embreagem, uma

turbina de partida ou um conversor de torque de sincronização. Da mesma forma que o conjunto citado anteriormente, ela também tem a capacidade de operar em curto circuito hidráulico (VOITH, 2020).

Por fim, o arranjo binário consiste em uma única turbo-bomba diretamente acoplada em um motor-gerador síncrono. A operação desses sistemas se caracteriza por ter um sentido de rotação para gerar energia e no sentido oposto consome energia para o bombeamento. Devido a essa configuração, seu tempo de resposta é mais lento, visto que para alterar a operação a máquina precisa parar para reverter o sentido de giro (Guimarães, 2024).

Dentro do cenário nacional, inicialmente não foi necessário recorrer a tecnologias de armazenamento de energia como a UHR, uma vez que o território e potencial hídrico favorável do Brasil favoreceu o uso de UHEs para o suprimento de energia elétrica que o país demandava. Apesar disso, houve o uso pontual dessa tecnologia como afirma a EPE (2021):

Ao todo foram instaladas quatro UHR no Brasil, sendo três usinas no estado de São Paulo: Pedreira, Traição e Edgard de Souza, comissionadas em 1939, 1940 e 1955, respectivamente, e a UHR Vigário, no estado do Rio de Janeiro, comissionada em 1952. Desse total, uma usina foi desativada (Edgard de Souza) e as demais não operam normalmente como usinas reversíveis [...] (EPE, 2021, p.8).

As características construtivas de cada uma das UHRs construídas no Brasil são apresentadas na Tabela 3 (*International Water Power & Dam Construction*, 2012, apud Canales *et al.*, 2015).

Tabela 3 – UHRs construídas no Brasil

Nome	Inauguração	Equipamento Projetado	Potência Turbinas [MW]	Potência Bombas [MW]	Altura de Queda [m]
Edgard de Souza	1955	1 Francis reversível	14,8	13,3	24
Pedreira	1939	6 Francis reversíveis	78,5	42,6	25
Traição	1940	4 Kaplan reversíveis	7,3	9,4	4
Vigário	1952	4 Francis reversíveis	90,8	72	36

Fonte: Canales *et al.* (2021).

As usinas Pedreira e Traição tinham como finalidade principal bombear a água do rio pinheiros ao Reservatório Billings. A usina Pedreira, em particular, destacou-se por ser a primeira a instalar uma turbina reversível no mundo. No entanto, ao longo dos anos, o uso das usinas passou a ser restrito ao controle de cheias,

conforme determina a Resolução Conjunta SMA/SES 03/92, de 04/10/1992, atualizada pela Resolução SMA-SSE-02, de 19/02/2010 (EPE, 2021; Canales *et al.*, 2015).

Por sua vez, a usina Edgard de Souza, foi construída como uma UHE convencional em 1901 e posteriormente, em 1954, foi transformada em uma UHR. Entretanto, devido a questões ambientais, foi desativada em 1984. A usina Vigário, por outro lado, tem como função principal bombear a água do rio Paraíba do Sul para o reservatório de Vigário tendo a terceira turbina reversível do mundo a ser instalada (EPE, 2021; Canales *et al.*, 2015).

Após esse período não houve a construção de nenhuma outra UHR no Brasil, entretanto, segundo a EPE (2019), foram realizados alguns estudos entre as décadas de 1970 e 1980. Inicialmente, foram identificados os locais propícios para a instalações desses empreendimentos exclusivamente no estado de São Paulo. Em seguida, os estudos foram expandidos para outras áreas da região Sudeste, Sul e Nordeste do país. Para o estado do Rio de Janeiro, por exemplo, os 30 projetos viáveis com menor custo de implementação, representaram aproximadamente 20% do total de alternativas identificadas e 41,8% da potência total estimada. Contudo, esses levantamentos consideraram apenas critérios técnicos, como desnível mínimo, potência por casa de força, entre outros e desconsiderou aspectos socioambientais, o que poderia comprometer a viabilidade da maioria desses projetos.

Em um estudo mais recente, Brandão *et al.* (2024) utilizaram o modelo de análise espacial para identificar possíveis locais para instalação de UHRs. Diferente dos estudos pioneiros, a metodologia aplicada considera aspectos técnicos, econômicos e ambientais em conjunto. A Tabela 4, disponibilizada neste trabalho, apresenta as cinco opções analisadas pelos autores.

Tabela 4 – Possíveis locais para instalação de UHRs

Projeto	Reservatório Inferior	Altura da barragem [m]	Extensão da barragem [km]	Tempo de descarga [h]
A	Pedra	50	0,364	23
B	Três Marias	75	2,937	9
C	Boa Esperança	50	1,012	18
D	Santa Clara	75	1,157	91
E	Mascarenhas	100	1,068	17

Fonte: Adaptado Brandão *et al.* (2024).

Além dos estudos citados que reavaliam o potencial de UHRs tradicionais, há um debate mais recente sobre o armazenamento de energia em escala sazonal. Nesse contexto, Weber *et al* (2024) realizaram uma análise da eficiência da implementação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais (SPHS) em conjunto com as restrições climáticas utilizando a ferramenta computacional *Brazilian Electrical MESSAGEix Model* (BESMM). A modelagem foi feita através da combinação de simulações da futura oferta e demanda de energia (MESSAGEix) e projeções de mudanças climáticas (CORDEX), visando otimizar a integração do uso das UHRs considerando a variabilidade dos recursos intermitentes em três cenários de mudanças climáticas diferentes no Brasil. Foram analisado três Cenários Representativos de Concentração (RCP): no RPC 2.6, as SPHS tiveram um papel fundamental para uma matriz elétrica 100% renovável e nos cenários RCP4.5 e RCP 8.5 sua implementação ajudaria a aumentar o uso das fontes intermitentes. Os autores concluíram que as SPHS teriam um papel fundamental para tornar o sistema elétrico brasileiro mais sustentável e resiliente, apresentando as vantagens de uma menor emissão de gás estufa, transferência entre bacias e uma maior capacidade de armazenamento de energia.

Entretanto, mesmo com as vantagens advindas dessa tecnologia, o mercado nacional apresenta desafios para a implementação de novas UHRs. A Figura 10, sintetiza os principais obstáculos identificados pela EPE (2024).

Figura 10 – Desafios para a implementação de novas UHRs no cenário nacional



Fonte: EPE (2024).

Dentre os desafios apresentados, os fatores socioambientais se destacam frente a complexidade de licenciamento ambiental para construção de novas usinas hidrelétricas no país, como observado na concepção do projeto da UHE Belo Monte. Outro aspecto crítico é a viabilidade econômica do projeto, pois tanto os aspectos econômicos apresentados na tabela como os regulatórios impactam diretamente o retorno financeiro do empreendimento.

2.2 Usinas Eólicas

O uso exacerbado e inconsequente dos recursos energéticos fósseis não renováveis contribuiu de forma expressiva com as emissões de gases de efeito estufa e o aquecimento global. Diante desse cenário, programas de incentivos e investimentos em novas tecnologias impulsionaram a transição energética o que contribuiu para que a tecnologia eólica se desenvolvesse de forma expressiva.

Seu princípio operacional se baseia na conversão de energia cinética dos ventos em energia elétrica por meio da movimentação da turbina eólica do aerogerador. A primeira turbina eólica automatizada foi construída por Charles Brush, em 1888, em Cleveland. No seu princípio operacional, utilizou-se a caixa de engrenagens para adaptar a velocidade do eixo ao gerador de corrente contínua. Nas décadas seguintes, diversos modelos de turbinas eólicas foram desenvolvidos em diferentes configurações de eixos horizontal e vertical. Um marco relevante ocorreu na Dinamarca, entre 1956 e 1957, com o desenvolvimento da primeira turbina de corrente alternada, utilizando gerador assíncrono e sistema de orientação automática (MARQUES, 2004).

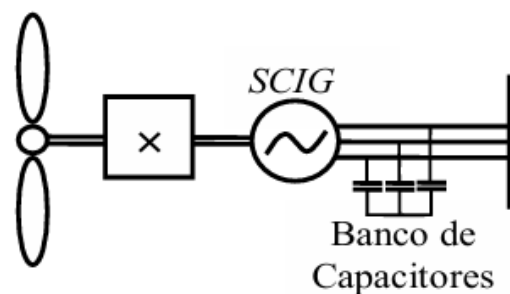
Com a crise do petróleo em 1973, diversos países criaram subsídios para o desenvolvimento dessa tecnologia. Com isso, o mercado de energia eólica evoluiu de uma faixa de potência de 1 a 25 kW para parques eólicos de 50 a 600 kW. Por volta de 1980, para reduzir os custos de produção das turbinas eólicas, foi adotado um sistema de controle simplificado, dando origem ao chamado conceito dinamarquês. Esse conceito consiste no uso de turbinas com três pás, rotação constante e geradores assíncronos com rotor em gaiola de esquilo. O desenvolvimento tecnológico continuou nas décadas seguintes, com a introdução de sistemas de controle mais sofisticados, como o controle de *pitch*, e o uso de

conversores estáticos de potência, que permitiram turbinas de velocidade variável e maior eficiência na conversão energética (Kaldellis, J; Zafirakis, 2011; MARQUES, 2004).

Segundo Rêgo (2017), as turbinas eolielétricas podem ser classificadas de acordo com a velocidade de operação, sendo ela fixa ou variável. Naqueles, o gerador está diretamente conectado à rede, e a sua velocidade é determinada pelo número de polos e pela frequência do sistema. Por outro lado, os geradores de velocidade variável são conectados à rede por meio de conversores, desacoplando-os da frequência da rede elétrica, e têm uma faixa de operação mais ampla, o que permite otimizar a geração de energia.

O gerador de indução com rotor gaiola de esquilo é o mais utilizado na modalidade de velocidade constante e, nesta configuração, é necessário um banco de capacitores para fornecer o reativo para o sistema eólico, como apresentado a Figura 11. Para turbinas com potências até 450 kW, são empregados dois geradores, permitindo que o sistema funcione com duas velocidades. Já para turbinas maiores há um sistema de troca de polos (BASSAN, 2018).

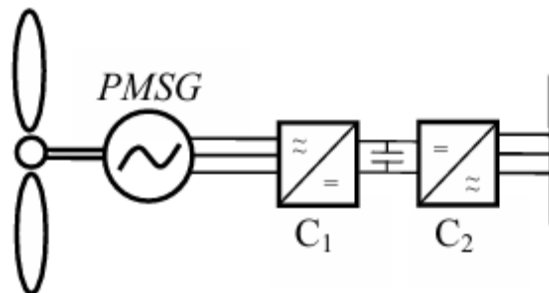
Figura 11 – Gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo



Fonte: Zamperin (2011).

Dentre os geradores utilizados em velocidades variáveis há o gerador síncrono com rotor de ímã permanente, apresentado na Figura 12. Esses geradores apresentam um grande número de polos, e como a frequência do sistema é constante e o número de polos é inversamente proporcional à velocidade síncrona, isso permite que o gerador opere em baixas velocidades, desta forma não é necessária uma caixa de engrenagens no acoplamento. O gerador é desacoplado da rede através de um conversor de frequência, o que permite a operação em velocidade variável e maximização da geração de energia (ZAMPERIN, 2011).

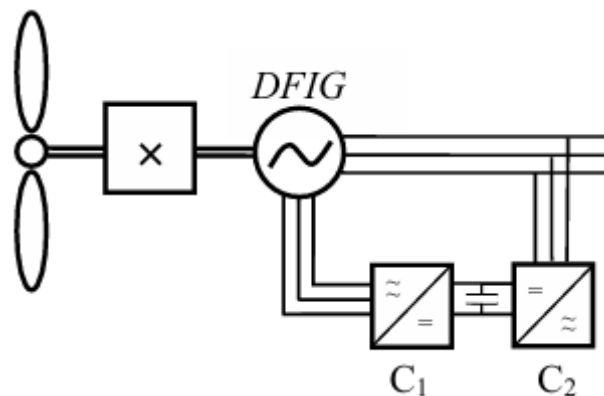
Figura 12 – Gerador síncrono com rotor de ímã permanente



Fonte: Zamperin (2011).

Outro gerador empregado em velocidades variáveis é o gerador de indução com dupla alimentação, nessa configuração o estator é conectado diretamente à rede enquanto o rotor é ligado a um sistema de conversores de potência, como ilustrado na Figura 13. Segundo Rocha (2018), “essa configuração tem como principal vantagem um custo reduzido e menor perda de potência, uma vez que o conversor opera com uma potência cerca de 30% da potência do gerador”.

Figura 13 – Gerador de indução com dupla alimentação



Fonte: Zamperin (2011).

A Tabela 5 (ROCHA, 2018) sintetiza as informações técnicas dos diversos tipos de aerogeradores, como controle de potência, faixa de operação, robustez, eficiência, complexidade de controle, custo e manutenção.

Tabela 5 – Comparação de configurações de turbinas eólicas

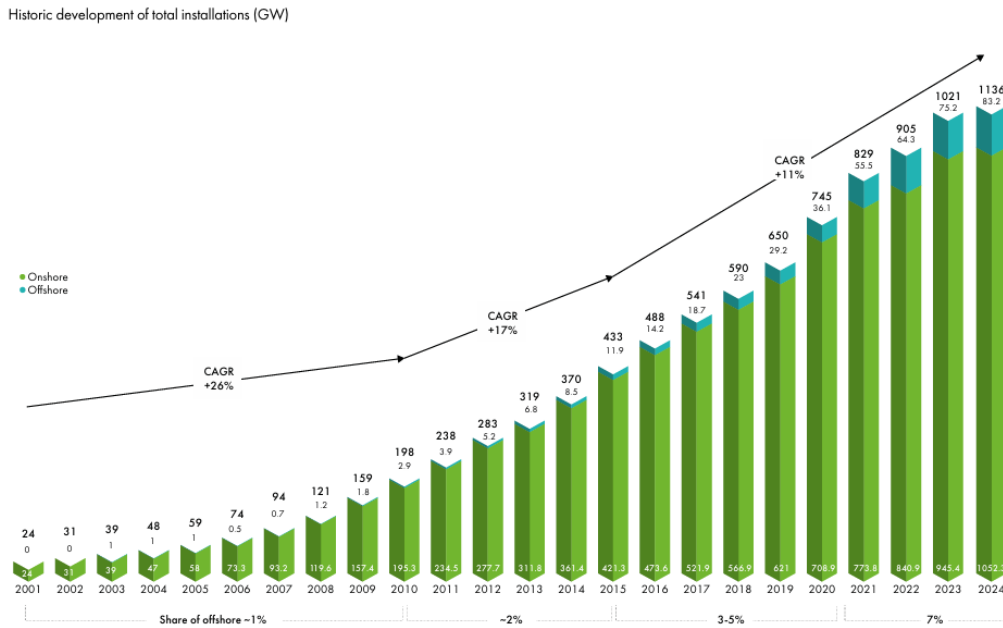
Tipo de turbina	Velocidade fixa		Velocidade variável		
	SCIG	PMSG	SG	SCIG	DFIG
Gerador					
Controle de potência ativa	Limitado	Sim	Sim	Sim	Sim
Controle de potência reativa	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Controle da pá	Estol/passo	Passo	Passo	Passo	Passo
Faixa do conversor	Não	Grande escala	Grande escala	Grande escala	Escala parcial
Tipo de acionamento	Caixa de engrenagens	Com/Sem caixa de engrenagens	Sem engrenagens	Caixa de engrenagens	Caixa de engrenagens
Faixa de velocidade de operação	Fixa	Ampla	Ampla	Ampla	Ampla
Robustez à falha da rede	Fraca	Forte	Forte	Forte	Fraca
Eficiência na transferência de potência	Mais baixa	Alta	Alta	Alta	Alta
Complexidade do controle	Simple	Mediano	Complexo	Complexo	Complexo
Custo do gerador	Barato	Caro	Caro	Barato	Barato
Custo do conversor	Não	Caro	Caro	Caro	Barato
Peso	Leve	Leve	Pesado	Leve	Leve
Manutenção	Fácil	Fácil	Fácil	Fácil	Difícil

Fonte: Adaptado de Rashid (2014).

Outras formas de classificação das usinas eolioelétricas, de acordo com a IRENA (2016), são de acordo com o local de sua instalação (*onshore* ou *offshore*) ou pelo tipo de turbina utilizada (vertical ou horizontal).

Como consequência desse avanço, que tornou essa tecnologia mais eficiente e acessível, e da pauta global da transição energética, a capacidade total instalada de energia eolielétrica tem apresentado um crescimento exponencial. A Figura 14, apresenta essa curva de crescimento com dados a partir de 2001 e evidencia o começo da implementação de usinas offshore a partir de 2005 sendo cada vez mais expressivo, totalizando uma potência instalada global de 1136 GW em 2024.

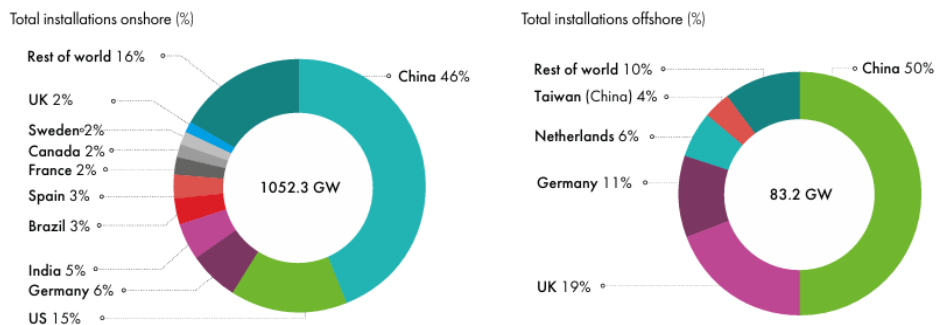
Figura 14 – Histórico de crescimento de potência total instalada [GW]



Fonte: GWEC (2025).

Contudo, segundo dados do *Global Wind Energy Council* (GWEC)(2025), esse crescimento não seguiu de forma homogênea mundialmente de forma que apenas quatro países são responsáveis por aproximadamente 70% da capacidade total instalada. A Figura 15, apresenta a potência instalada de usinas *onshore* totaliza que 1.052,3 GW em 2024, onde a China detém a maior parte dessa potência, com 478.787 MW, representando 46% da capacidade global instalada. Seguidos dos Estados Unidos com 154.084 MW (15%) e Alemanha 63719 MW (6%). Por outro lado, as usinas *offshore* 83,2 GW, também são lideradas pela China com 41.813 MW representando 50% da capacidade total global instalada, seguido do Reino Unido com 15929 MW (19%), Alemanha 9041MW (11%) e Holanda 4891 MW (6%).

Figura 15 – Capacidade instalada de usinas eolielétricas onshore e offshore em 2024



Fonte: GWEC (2025).

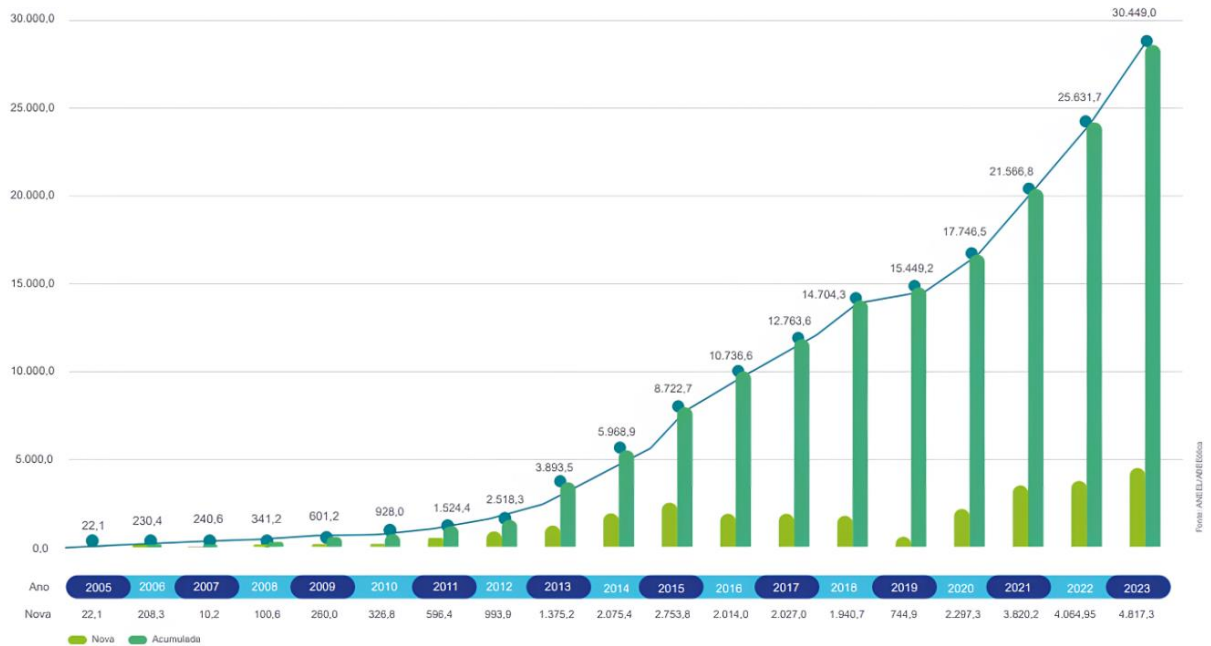
O início do avanço da energia eólicoelétrica no Brasil deu-se pelo desenvolvimento de diversos protótipos e projetos que não vingaram, mas serviram para adquirir conhecimento. O primeiro acordo a ser firmado internacionalmente foi o Centro Aeroespacial da Alemanha que resultou no projeto DEBRA. O projeto foi desenvolvido durante 1981 e 1983, mas foi encerrado por divergências. Durante a década de 1990, foram firmados alguns acordos de cooperação internacional para o desenvolvimento da tecnologia. Dentre eles, é possível citar o Projeto eólico-diesel Ilha de Fernando de Noronha (1992) com a dinamarquesa Folkcenter, o Parque Eólico Experimental de Morro do Camelinho (1994) e o Projeto Eólico de Mucuripe (1996) com o governo alemão. Em 1999, começaram os projetos privados como os Parques Eólicos de Taiba e Prainha e o Parque eólico de Palmas (MARQUES, 2004).

Nos anos seguintes alguns eventos foram significativos para a expansão da implementação dessa fonte. O primeiro dele ocorreu no início dos anos 2000, a Lei nº 10.438 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que tem como objetivo diversificar a matriz energética brasileira através de fontes renováveis. Na primeira etapa ele tinha como meta a contratação de 1,1 GW de energia eólicoelétrica, a segunda não estipula um valor específico para esse tipo de fonte, entretanto a meta era atingir o atendimento de 10% do consumo anual de energia através de fontes renováveis. (BRASIL, 2002)

A realização do primeiro leilão de energia de reserva exclusivamente dessa fonte foi em 2009. Nesse leilão foram contratados 1.805,7 MW, que viabilizou a construção de 71 empreendimentos distribuídos entre os estados de Rio Grande do Norte (23), Ceará (21), Bahia (18), Rio Grande do Sul (8) e Sergipe (1) (EPE, 2009).

A partir de 2012, os parques eólicoelétricos apresentaram um crescimento significativo no SEB, tornando-se a terceira maior fonte de energia do país. A Figura 16, disponibilizada pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) ilustra a expansão da capacidade instalada das usinas eólicoelétrica no Brasil, onde o verde claro são as novas capacidades instaladas e o verde escuro o acumulado.

Figura 16 – Evolução da capacidade instalada [MW] de eolioelétricas no Brasil



Fonte: ABEEólica (2024)

2.3 Complementariedade

Um desafio enfrentado pelas usinas eolioelétricas atualmente é a ocorrência de *curtailment* e/ou *constrained-off*. A Resolução Normativa nº 1.030, publicada pela ANEEL (2022), define que as restrições de geração de usinas eolioelétricas podem ter três motivações: a primeira pode ser por indisponibilidade externa, quando a rede não suporta o despacho; a segunda por atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica; e por fim, por razão energética, não há demanda para a geração.

Segundo o ONS (2024e), a região Nordeste tem a maior capacidade instalada de fontes renováveis conectadas através de inversores, com 38,6 GW em 2024. Entretanto, a inserção dessas usinas no SIN gera desafios de estabilidade e mudanças na dinâmica sistêmica por conta de suas características intrínsecas de imprevisibilidade e intermitência. O evento de agosto de 2023, comentado no capítulo 1.1, evidenciou esses efeitos consolidando um ponto de inflexão para o planejamento e operação do sistema, resultando na redução dos limites de intercâmbio de energia entre as interligações. Com isso, o aproveitamento da geração renovável foi comprometido, como apresentado na Figura 17, dado o aumento da aplicação de *curtailment* como medida preventiva para assegurar a confiabilidade operativa do SIN.

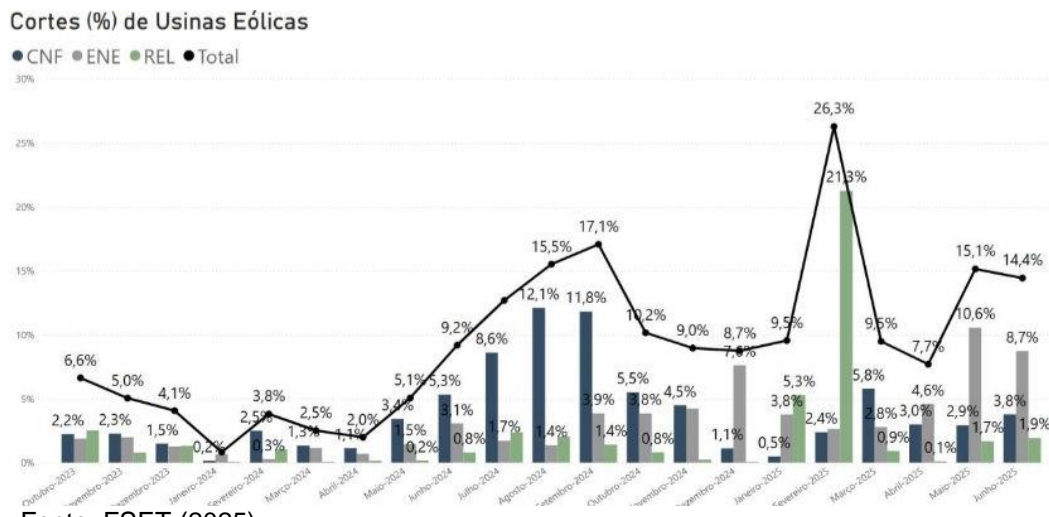
Figura 17 – Ocorrência SIN 2023



Fonte: ONS (2024e).

Segundo a FSET (2024), "para as eólicas do Nordeste, a média dos cortes saltou de 2,2% em abril de 2024 para 18,1% em setembro de 2024". A Figura 18, também fornecida pela FSET(2025), apresenta o comportamento crescente das restrições impostas às usinas eolioelétricas no Brasil do mês de outubro de 2023 a junho de 2025. É possível perceber que a restrição por confiabilidade (CNF) é a principal causa de cortes, seguida da restrição por razões energéticas (ENE) e, por fim, a restrição por indisponibilidade externa (REL), que apresentou um valor expressivo em fevereiro de 2025, mas nos demais meses não foram tão significativos.

Figura 18 – Cortes % de usinas eólicas

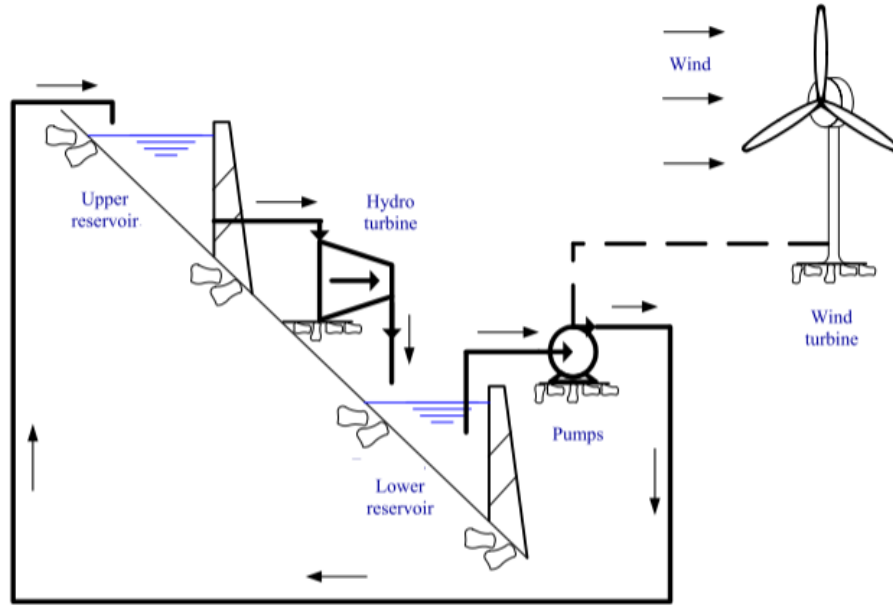


Fonte: FSET (2025).

Nesse contexto, Castronuovo, E. e Lopes, J. (2004), propõe um algoritmo de otimização com discretização horária para a operação diária conjunta de uma usina eólicoelétrica e uma pequena usina hidrelétrica reversível visando aumentar o ganho econômico e amenizar as variações de potência ativa injetadas no *grid*. Para isso, um problema de otimização foi formulado tendo como função objetivo a maximização do lucro penalizando cenários em que entrega mínima de potência ativa não é atendida, sujeito às restrições operacionais do sistema hidro-eólico. Foram considerados três cenários operacionais com diferentes restrições de potência e comparados com uma operação convencional com apenas geração eólicoelétrica, mostrando que há um ganho médio de 22,25% na operação híbrida. Quanto ao comportamento do sistema eólico-hidrelétrico, observou-se que a estação de bombeamento opera nos períodos de preços baixos ou durante situações de congestionamento da rede, enquanto o turbinamento ocorre nos momentos em que a geração eólicoelétrica não é suficiente para atender à demanda. O estudo conclui que a integração de armazenamento hidráulico e usinas eólicas melhora a previsibilidade, a estabilidade e o desempenho econômico do sistema.

Outro estudo, desenvolvido por Cruz *et al.* (2014), apresenta uma proposta computacional baseada em uma programação linear inteira mista (MILP) em um sistema de integração entre uma UHR e uma usina eólicas para maximizar o lucro no mercado de curto-prazo. O estudo é desenvolvido em base horária, calculando, para cada hora, a potência de saída do sistema, a geração eólica, a geração hidrelétrica e a energia consumida no bombeamento e o sistema proposto pelos autores é representado na Figura 19. Nesse estudo foram considerados 8 turbinas eólicas e duas barragens em cascata com capacidade de bombeamento, o período analisado foi de um dia, dividido em 24h e foi usado o preço do dia seguinte do mercado de energia Ibérico. Foram simulados dois cenários de energia no reservatório superior, um com 50% e outro com 80%. O bombeamento ocorre em momentos de baixo preço e em preços altos ele turбина.

Figura 19 – Configuração sistema eólico-hidrelétrico



Fonte: Cruz *et al.* (2014).

Ambos os estudos apresentam a eficiência na integração entre essas usinas, diferenciando-se principalmente pela metodologia adotada para a análise. Dentre as equações apresentadas pelos autores, sete foram fundamentais para o entendimento do funcionamento do sistema e são apresentadas a seguir. As Equação 1 e 2 foram obtidas do trabalho do Castronuovo, E. e Lopes, J. (2004) e as Equações 3 a 7 do Cruz *et al.* (2014).

$$P_i = P_{wi} + P_{hi} \quad (1)$$

$$E_{i+1} = E_i + T \left(\eta_p P_{pi} - \frac{P_{hi}}{\eta_h} \right) \quad (2)$$

$$P_t^{hidro} \leq \min \left\{ \left(\frac{E_t - E_{min}}{\Delta t} + \eta_{bomba} P_t^{hidro} \right) \eta_{hidro}, P_{max}^{hidro} \right\} \quad (3)$$

$$P_t^{bomba} \leq \min \left\{ \left(\frac{E_{max} - E_t}{\Delta t} - \frac{P_t^{hidro}}{\eta_{hidro}} \right) \frac{1}{\eta_{hidro}}, P_{max}^{bomba} \right\} \quad (4)$$

$$0 \leq P_t^{bomba} \leq P_{max}^{bomba} \quad (5)$$

$$0 \leq P_t^{hidro} \leq P_{max}^{hidro} \quad (6)$$

$$E_{min} \leq E_t \leq E_{max} \quad (7)$$

Onde:

$i = t = \Delta t$ é o intervalo horário analisado;

P_i = potência ativa injetada na rede pela usina eólico-hidrelétrica em cada i ;

P_{wi} = potência ativa injetada na rede pela usina eolielétrica em cada i ;

$P_{hi} = P_t^{hidro}$ = potência ativa injetada na rede pela usina hidrelétrica em cada i/t ;

$P_{pi} = P_t^{bomba}$ = potência ativa consumida da rede pela bomba em cada i/t ;

E_{i+1} = nível de energia armazenada no reservatório em $i+1$;

E_i = nível de energia armazenada no reservatório em i ;

T = duração de cada intervalo;

$\eta_p = \eta_{bomba}$ = rendimento da bomba;

$\eta_h = \eta_{hidro}$ = rendimento da turbina;

E_t = nível de energia armazenada no reservatório em t ;

E_{min} = nível mínimo de energia armazenada no reservatório;

E_{max} = nível máximo de energia armazenada no reservatório;

Δt = tempo de análise, 1h;

P_{max}^{bomba} = Potência máxima de bombeamento;

P_{max}^{hidro} = Potência máxima de turbinamento.

A Equação (1) define que a potência ativa total do sistema corresponde à soma das gerações hidrelétrica e eólica no instante considerado. A Equação (2) descreve o balanço energético do reservatório, indicando que a energia em $t+1$ é igual a energia em t somado com a diferença entre a energia bombeada e a energia vertida.

As Equações (3) e (4) estabelecem que a geração hidrelétrica e o bombeamento máximo em cada instante dependem da energia disponível no reservatório somada à energia bombeada ou vertida, respeitando, no entanto, o limite da capacidade máxima da turbina. Por fim, as Equações (5), (6) e (7) determinam os limites operacionais inferior e superior da bomba, da turbina e do reservatório.

2.4 Conclusão

Este capítulo apresentou uma revisão sobre as Usinas Hidrelétricas de Reversíveis (UHRs) e usinas eólicas, abordando o estado da arte de cada tecnologia, suas principais características e aplicações no cenário internacional e nacional. Foi discutido o problema relacionado às restrições operacionais enfrentado pelas usinas de fontes intermitentes, resultando em uma energia aproveitável sendo frustrada. Portanto, a UHR aparece como uma possível solução, possibilitando o aumento da inércia e flexibilidade do sistema.

Diante disso, um modelo de Dinâmica de Sistemas (DS) pode ser utilizado para investigar a complementariedade entre essas duas usinas, através da análise dos dados de geração e *curtailment* das usinas eólicas. Esse estudo permite verificar como a energia excedente gerada pelas eólicas pode ser utilizada para bombear água para os reservatórios das UHRs em momentos de sobre oferta ou *curtailment*.

3 MODELO PROPOSTO E RESULTADOS

Este capítulo apresenta o desenvolvimento e a simulação de um modelo de Dinâmica de Sistemas criado com o objetivo de representar a integração entre uma usina hidrelétrica reversível e uma usina eólicoelétrica em momentos de sobre oferta de energia. O princípio de funcionamento do sistema baseia-se na utilização da energia frustrada pelo *curtailment* para bombear a água de um reservatório inferior para o superior de uma UHR, contribuindo para o aumento da inércia do sistema elétrico. A modelagem considera como premissa que ambas as usinas estão localizadas na região Nordeste do Brasil e situadas próximas entre si, bem como o arranjo de armazenamento *closed-loop*.

3.1 Modelagem por Dinâmica de Sistemas

A abordagem da Dinâmica de Sistemas (DS), desenvolvida por Jay Wright Forrester e descrita no seu livro *Industrial Dynamics*, foi desenvolvida inicialmente como uma ferramenta de gestão para compreender como as políticas internas das empresas influenciam em seus resultados. Posteriormente, percebeu-se que essa técnica poderia ser aplicada em quaisquer sistemas complexos, não se restringindo apenas ao contexto industrial (FORRESTER, 1996; FORRESTER, 1971). Nesse sentido, Santos (2019) define a técnica da seguinte forma:

Dinâmica de Sistema (DS) é uma técnica que visa analisar, modelar, simular e identificar comportamentos implícitos em sistemas dinâmicos complexos ao longo do tempo, serve para criar modelos que representam sistemas (estruturas) existentes na natureza (Santos, 2019, p.20).

Por sua vez, a complexidade dinâmica de um sistema não é determinada apenas por seu tamanho ou pela quantidade de elementos e interconexões, mas principalmente pelos efeitos dos resultados dessas interações. A dinâmica de um sistema é determinada por sua estrutura interna, composta por laços de realimentação, atrasos temporais e pela interação entre estoques e fluxos (STERMAN, 2002).

Segundo Forrester (1996) e Santos (2019), os laços de realimentação representam as interações entre variáveis dentro de um sistema, evidenciando como

uma ação altera o estado do sistema e influência nas decisões futuras. Esses laços podem ser classificados como sendo de reforço, quando tem um comportamento de amplificador da ação - seja ela positiva ou negativa - e de equilíbrio, quando visa estabilizar o sistema ou criar limites de crescimento ou declínio.

O conceito de atraso ou defasagem, refere-se que a ação da iteração entre as variáveis e seu efeito, pode haver uma defasagem, o que pode criar uma instabilidade do sistema uma vez que ele dificulta a percepção dos efeitos e testar hipóteses (STERMAN, 2002). Dentro do modelo, as variáveis podem ser classificadas como de estoque, fluxo ou auxiliar. As variáveis de estoques são capazes de acumular recursos, sendo responsáveis por indicar o estado do sistema a qualquer instante. Elas estão alteradas exclusivamente pelas variáveis de fluxos, que podem ser de entrada e contribuir com o aumento do estoque, ou de saída, acarretando sua redução (SANTOS, 2006; SANTOS, 2019). Forrester (1996) utiliza a analogia da banheira para facilitar a compreensão desses conceitos, onde o nível da água representa o estoque e o volume de água que entra ou sai é o fluxo.

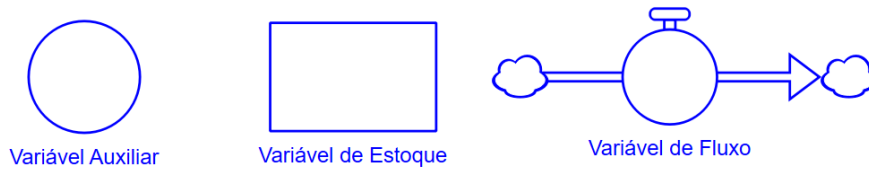
Por fim, as variáveis auxiliares, também chamadas de conversores, tem como função principal processar dados de entrada para gerar uma saída, permitindo a manipulação de informações e realização de cálculos. Elas também são responsáveis por simplificar os modelos, pois possibilitam a representação de curvas não-lineares por meio de funções gráficas e o uso de constantes (ISEE SYSTEMS, 2015; SANNINO, 2006).

Após a apresentação e explicação dos elementos que compõem um sistema, é preciso entender como esses conceitos são aplicados na prática da DS. Para isso, inicialmente, elaboram-se o diagrama de laços causais para visualizar o sistema e iniciar a análise qualitativa das interações entre suas variáveis. Segundo Maldonado (2012), esses diagramas são utilizados para identificar as malhas de realimentação entre as variáveis.

Nesse contexto, um estudo realizado por XIA *et al.* (2023) propôs um método de avaliação de planejamento da expansão da capacidade instalada através de usinas hidrelétricas reversíveis baseada na dinâmica de sistemas. Para isso, os autores estruturaram a análise com base em três perspectivas principais: econômica - com 4 indicadores; técnica - com 5 indicadores; e ambiental - com 2 indicadores. Um modelo dinâmico, apresentado na

Figura 20, foi desenvolvido com as interações entre 11 indicadores principais, além de indicadores secundários criados a partir do agrupamento dos

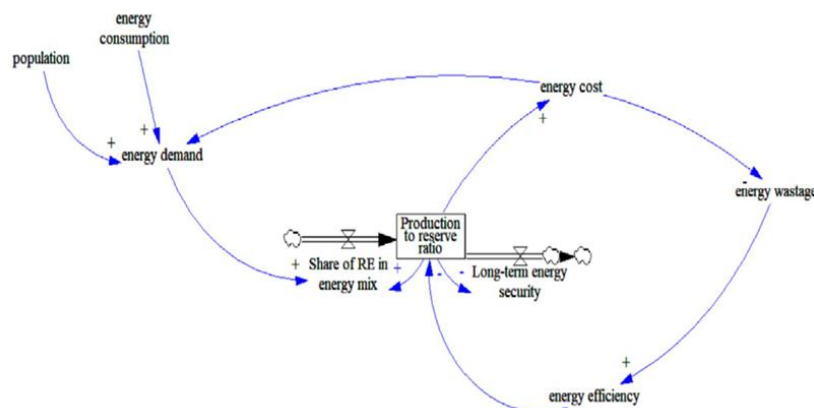
Figura 21 – Variáveis do diagrama de estoque e fluxo



Fonte: Elaboração própria (2025).

Um exemplo dessa aplicação aparece no estudo proposto por Nair *et al* (2021), onde os autores analisaram o impacto das energias renováveis na segurança energética da Malásia, utilizando a abordagem de Dinâmica de Sistemas. Diante da necessidade de descarbonização e da meta nacional de tornar a sua matriz energética 31% renovável, os autores investigaram os efeitos do crescimento dessas fontes no sistema energético a curto e longo prazo. Para isso, foram desenvolvidos diagramas de laços causais com o objetivo de representar a relação entre as três principais dimensões da segurança energética: disponibilidade, acessibilidade e sustentabilidade. Também foram modelados dois cenários distintos, utilizando diagramas de estoques e fluxos ilustrados na Figura 22, com o objetivo de analisar o impacto do aumento da participação das fontes renováveis no sistema energético da Malásia. Os autores concluíram que o aumento da participação de fontes alternativas aumentará a segurança energética do país e reduzirá a dependência de combustíveis fósseis.

Figura 22 – Diagrama de estoque e fluxo estudo Malásia



Fonte: Nair *et al* (2021).

Como foi possível observar, a Dinâmica de Sistemas é uma abordagem amplamente utilizada para estudos e análises de sistemas complexos, oferecendo um conjunto ferramentas que permitem tanto uma análise qualitativa quanto quantitativa.

Para consolidar os conceitos discutidos neste capítulo, a Tabela 6 apresenta de forma resumida o processo de modelagem na DS, conforme a estrutura proposta por Albin (1997).

Tabela 6 – Resumo do processo de modelagem na DS

Estágio	Etapas essenciais
1. CONCEITUALIZAÇÃO	Definir o propósito do modelo
1. CONCEITUALIZAÇÃO	Definir os limites do modelo e identificar as variáveis-chave
1. CONCEITUALIZAÇÃO	Descrever o comportamento ou desenhar os modos de referência das variáveis-chave
1. CONCEITUALIZAÇÃO	Diagramar os mecanismos básicos, os laços de retroalimentação, do sistema
2. FORMULAÇÃO	Converter os diagramas de retroalimentação em equações de nível (estoque) e taxa (fluxo)
2. FORMULAÇÃO	Estimar e selecionar os valores dos parâmetros
3. TESTES	Simular o modelo e testar a hipótese dinâmica
3. TESTES	Testar as suposições do modelo
3. TESTES	Testar o comportamento do modelo e sua sensibilidade a perturbações
4. IMPLEMENTAÇÃO	Testar a resposta do modelo a diferentes políticas
4. IMPLEMENTAÇÃO	Traduzir os aprendizados do estudo para uma forma acessível

Fonte: Adaptado Albin (1997).

No contexto elétrico, a dinâmica de um sistema de potência, em que equipamentos de geração, transmissão, distribuição e consumo estão interligados, é imprescindível manter equilíbrio sistêmico, monitorando suas variáveis a fim de garantir uma operação segura e confiável. Considerando esse cenário, também foram apresentados dois exemplos práticos da aplicação dessa metodologia em contextos energéticos nesse capítulo.

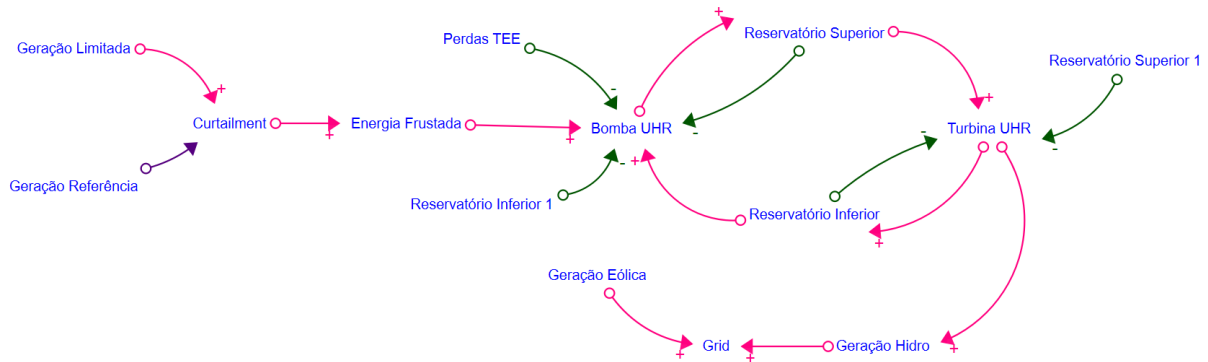
Dada a ampla aplicabilidade da DS e sua capacidade de representar as não linearidades de um sistema, essa metodologia será utilizada para modelar e simular a integração entre uma UHR e a sobre oferta de energia elétrica de uma usina eolioelétrica. Parâmetros como a energia injetada no grid, uso da bomba e turbina e o aproveitamento da energia frustrada serão analisados no modelo proposto.

3.2 Diagrama de Laços Causais (DLC)

O desenvolvimento teve início a partir da identificação das variáveis, suas interações e a representação da estrutura lógica do modelo através do diagrama de laços causais, ilustrado através da Figura 23. Nessa etapa, foram estabelecidas as relações causais entre as variáveis, onde as setas indicam a direção da influência

causal e os sinais (+ ou -) a relação de reforço ou equilíbrio, e identificadas as malhas de realimentação do sistema, que orientam seu comportamento dinâmico ao longo do tempo.

Figura 23 – Diagrama de Laços Causais



Fonte: Elaboração Própria (2025).

Onde:

Geração Referência é a geração estimada do que a usina poderia ter gerado, de acordo com dados de vento e curva de capacidade, se não houvesse restrição;

Geração Limitada é a geração a qual a usina foi limitada a gerar;

Curtailment/ Energia Frustrada é a energia que poderia ser gerada, mas não foi por conta da restrição;

Perdas TEE são as perdas no processo de transmissão de energia elétrica;

Bomba UHR é o equipamento eletromecânico da UHR responsável por bombear a água do reservatório inferior para o superior;

Reservatório Superior é o reservatório a montante;

Turbina UHR é o equipamento eletromecânico da UHR responsável por turbinar a água do reservatório superior para o inferior e gerar energia elétrica;

Reservatório Inferior é o reservatório a jusante;

Geração Hidro é a geração advinda do turbinamento da água;

Geração Eólica é a geração efetiva da usina eólicoelétrica; e

Grid é o sistema elétrico de potência ao qual as usinas estão conectadas.

A partir da construção do diagrama, identificou-se a interação positiva entre a energia limitada e o *curtailment*, uma vez que quanto maior a restrição, maior a energia frustrada. Essa energia é utilizada para o bombeamento da água do reservatório inferior para o superior, sendo limitada pela capacidade máxima e mínima dos reservatórios. Ao bombear a água, o nível do reservatório superior aumenta e conseqüentemente há uma maior capacidade de turbinamento, também limitada pela capacidade dos reservatórios. A operação da turbina resulta tanto no aumento do nível do reservatório inferior quanto na geração de energia hidrelétrica, que é enviada ao *grid*, somando-se à energia eólica gerada naquele momento.

Dessa forma, foram identificadas uma malha de reforço e duas de equilíbrio. O laço de reforço é o ciclo formado pela operação da UHR, em que maior bombeamento resulta em mais água no reservatório superior, o que permite mais turbinamento e, por consequência, maior volume no reservatório inferior. Já o primeiro laço de equilíbrio diz respeito a capacidade máxima do reservatório superior limita o bombeamento e o segundo a capacidade máxima do reservatório superior limita o turbinamento.

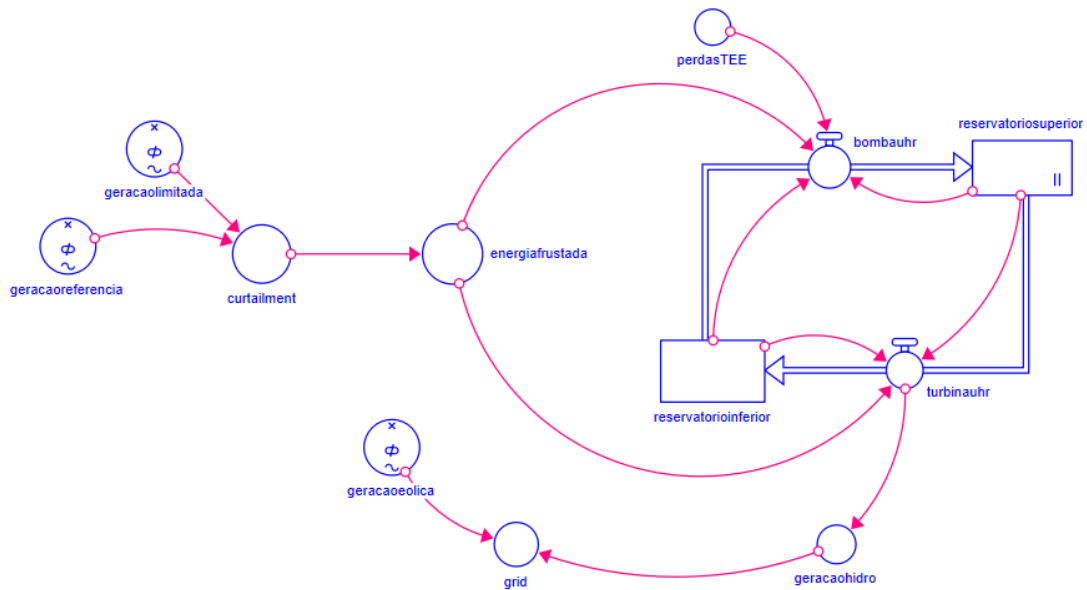
Além disso, foram observadas manobras de controles que, embora não fechem uma malha, são fundamentais para o equilíbrio do sistema: a capacidade mínima do reservatório inferior limita a bomba e a capacidade mínima do reservatório superior limita a turbina.

A estrutura desse diagrama serviu de base para a construção do diagrama de estoque e fluxos, através de computacional, bem como a identificação das condições e lógicas do sistema.

3.3 Diagrama de Estoque e Fluxos (DEF)

Após modelar o sistema qualitativamente através do DLC foi desenvolvido o diagrama de estoque e fluxo, ilustrado na Figura 24, classificando as variáveis como de estoques, fluxos ou auxiliares, algumas alimentadas com dados histórico de geração eólica e outras calculadas com base em parâmetros técnicos. A abordagem permite capturar o comportamento do sistema ao longo do tempo e testar diferentes cenários operacionais.

Figura 24 – Diagrama de Estoque e Fluxo



Fonte: Elaboração Própria (2025).

3.3.1 Variáveis de Estoque

As variáveis de estoque identificadas foram o reservatório superior e inferior, responsáveis por representar o acúmulo de energia disponível em cada reservatório. Essas variáveis são importantes para o controle dinâmico do sistema, uma vez que limitam os fluxos e permitem observar a disponibilidade energética do sistema. Entretanto, por serem alimentados pelas variáveis de fluxo, não há uma expressão matemática que a define, sendo necessário apenas informar o valor inicial dele.

3.3.2 Variáveis de Fluxo

As variáveis de fluxo são as responsáveis por alterarem os estados dos estoques, portanto as identificadas no modelo são o bombeamento e turbinamento de energia da UHR. Suas equações são apresentadas na Figura 25 e Figura 26 respectivamente. Para o desenvolvimento dessas equações foram utilizadas como referência as Equações (1) a (7) que consideram os limites inferiores e superiores do reservatório, bem como a capacidade máxima de turbinamento e bombeamento.

Também foi adotado como premissa que a bomba e a turbina não podem operar simultaneamente, pois foi considerado que quando há o *curtailment* o sistema não precisa da geração hidrelétrica e a bomba é acionada. Por outro lado, quando não há restrições, a turbina opera para ajudar a suprir a demanda e aumentar a inércia do sistema.

Figura 25 – Equação da bomba da UHR

```

Equation
bombauhr =
IF (reservoriosuperior >= capacidade_max_RS) OR
(reservorioinferior <= capacidade_min_RI)
THEN 0
ELSE
MIN((energiafrustada - (energiafrustada*perdasTEE)) *
rendimento_bomba;
MIN(
capacidade_max_bomba;
MIN((capacidade_max_RS - reservoriosuperior);
(reservorioinferior - capacidade_min_RI))))

```

Fonte: Elaboração Própria (2025).

Figura 26 – Equação da turbina da UHR

```

Equation
turbinauhr =
IF (reservorioinferior >= capacidade_max_RI) OR
(reservoriosuperior <= capacidade_min_RS) THEN
0
ELSE
IF energiafrustada = 0 THEN
MIN(capacidade_max_turbina;
MIN( (reservoriosuperior - capacidade_min_RS);
(capacidade_max_RI - reservorioinferior)))
ELSE
0

```

Fonte: Elaboração Própria (2025).

É possível observar que há uma limitação quanto as capacidades operacionais dos reservatórios e que elas não operam ao mesmo tempo, visto que a bomba opera quando há energia frustrada e a turbina apenas opera quando a energia frustrada é zero.

3.3.3 Variáveis Auxiliares

As variáveis auxiliares foram identificadas como a geração referência, geração limitada, *curtailment*, energia frustrada, perdas TEE, geração eólica, geração hidro e *grid*. A geração referência, limitada e eólica são alimentadas por um vetor de constantes de dados reais, perdas é uma constante, a energia frustrada é igual ao *curtailment* e a geração hidro é igual a *turbinauhr* e as demais são definidas pelas equações apresentadas na Figura 27 e

Figura 27 – Equação do *curtailment*

The screenshot shows a software window titled "Equation" with a double-headed arrow icon and a radio button. The equation being defined is $curtailment =$. The logic is as follows:

```

IF geracaolimitada = -1
  THEN 0
ELSE
  MAX(0; geracaoreferencia - geracaolimitada)

```

Fonte: Elaboração Própria (2025).

Figura 28 – Equação do *grid*

The screenshot shows a software window titled "Equation" with a double-headed arrow icon and a radio button. The equation being defined is $grid =$. The logic is as follows:

```

geracaoeolica + geracaohidro

```

Fonte: Elaboração Própria (2025).

O *curtailment* foi definido como a diferença entre o que a usina poderia gerar se não houvesse a restrição menos a geração a qual ela foi limitada. A energia injetada no *grid* é a soma entre as gerações da usina eólicoelétrica e hidrelétrica. As variáveis auxiliares são importantes para alimentar o modelo de uma forma sistêmica.

3.4 Simulação e Resultados

O modelo foi implementado no *software* Stella Architect e simulado em três cenários diferentes de níveis de reservatório, permitindo observar o comportamento

do sistema ao longo do tempo e avaliar a eficácia da UHR no aproveitamento da energia não utilizada.

Para esse estudo, foram utilizados os registros de *constrained-off* de fevereiro de 2025 do Conjunto Eólico Araçás disponibilizados pelo ONS (2025). A base de dados apresentada está em MW médios e está discretizada em intervalos de 30 minutos, onde cada linha corresponde a um horário do dia. Durante o processo de tratamento dos dados, foram desconsideradas as linhas nas quais a geração eólicoelétrica era maior que a geração limitada, e mantiveram-se as que a geração eólica era maior que a geração referência. Além disso, as células em branco, que significam que a usina não sofreu restrição naquele momento, foram substituídas por -1 para uma melhor implementação no software.

Em relação a UHR, foram considerados os valores de energia armazenada e potência da UHR Mazegawa Daiichi (Mazegawa Nº 1), apresentados por Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL)(2020) e foram adotados os mesmos rendimentos que no trabalho de Cruz *et al.* (2014). Essas premissas foram resumidas e apresentadas na Tabela 7, enquanto os cálculos da energia máxima fornecida pelos equipamentos eletromecânicos são demonstrados nas Equações 8 e 9. Já os limites operacionais dos reservatórios estão representados nas Equações 10 e 11.

Tabela 7 – Premissas adotadas para a UHR do modelo

P_{bomba}^{min}	P_{bomba}^{max}	$P_{turbina}^{min}$	$P_{turbina}^{max}$	$\eta_{turbina}$	η_{bomba}	$E_{acumulada}^{max}$
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]			[MWmed]
0	144	0	144	0,88	0,85	3480

Fonte: Adaptado GESEL (2020); Cruz *et al* (2014).

$$E_{bomba}^{max} = 144 \times 0,85 \times 0,5 = 253,44 \text{ MWmed} \quad (8)$$

$$E_{turbina}^{max} = 144 \times 0,88 \times 0,5 = 244,8 \text{ MWmed} \quad (9)$$

$$E_{inferior}^{max} = E_{superior}^{max} = 1740 \times 0,5 = 3480 \text{ MWmed} \quad (10)$$

$$E_{inferior}^{min} = E_{superior}^{min} = 3480 \times 10\% = 348 \text{ MWmed} \quad (11)$$

Quanto a constante de perdas de transmissão foi definida de acordo com a média das perdas mensais na rede básica de 2024 disponibilizados pela Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)(2025) e apresentados na Tabela 8, totalizando 3,97%.

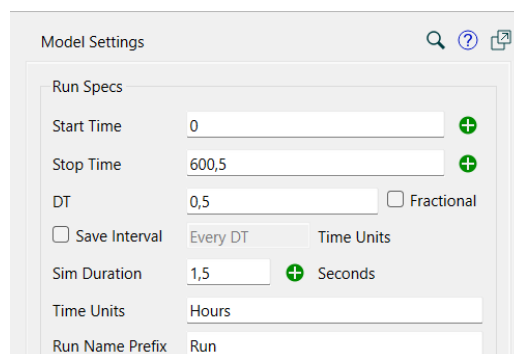
Tabela 8 – Perdas mensais na rede básica.

Mês de Referência	Geração Total Bruta	Consumo Total ruto	Perda Total	% Perda
dez/24	72886.32	69911.09	2975.23	4.08%
nov/24	74407.90	71397.32	3010.58	4.05%
out/24	74783.91	71704.89	3079.02	4.12%
set/24	74575.61	71546.82	3028.79	4.06%
ago/24	71364.51	68607.68	2756.83	3.86%
jul/24	70943.42	68247.58	2695.84	3.80%
jun/24	70584.32	67963.60	2620.72	3.71%
mai/24	73361.97	70309.04	3052.93	4.16%
abr/24	75409.68	72174.36	3235.31	4.29%
mar/24	77125.81	73784.61	3341.20	4.33%
fev/24	77306.55	73957.69	3348.86	4.33%
jan/24	73459.89	71350.66	2109.22	2.87%
Média				3.97%

Fonte: Adaptado CCEE (2025).

Com as variáveis definidas, foram ajustadas as configurações do *software* de acordo com a quantidade de dados disponíveis. Após o tratamento, os dados foram até o tempo 600,5 indo de 0,5 em 0,5, a Figura 29 apresenta a janela de configuração do modelo no Stella Architect.

Figura 29 – Configuração do modelo no Stella Architect



Fonte: Elaboração Própria (2025).

Considerando que o sistema de tem 3510 MWmed de energia acumulada entre os dois reservatórios, os cenários definidos foram: (i) reservatório inferior com

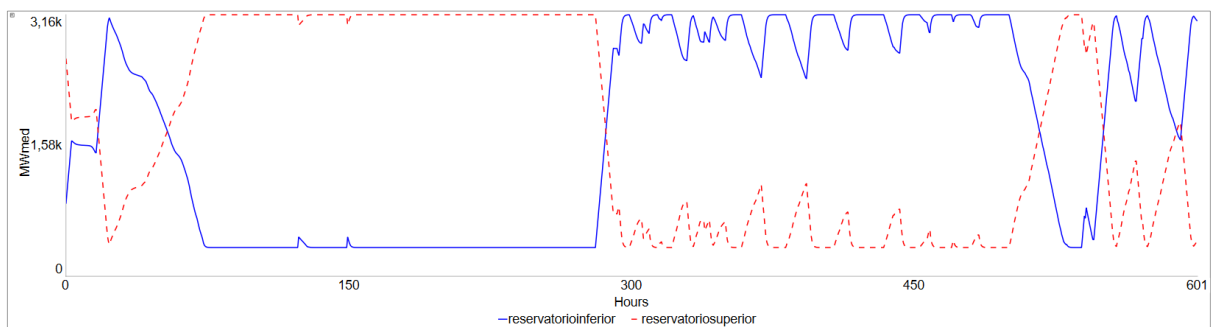
878 MWmed e o superior com 2632 MWmed; (ii) reservatório inferior com 2632 MWmed e o superior com 878 MWmed; e (iii) ambos com 1755 MWmed.

3.4.1 Cenário 1

O primeiro cenário simulado considera que o nível do reservatório superior é maior que do que o inferior, com 2632 MWmed e 873 MWmed respectivamente, tendo como objetivo observar o comportamento dinâmico do sistema com uma energia potencial inicial maior.

A evolução dos níveis dos reservatórios durante o período da simulação é apresentada na Figura 30, onde a linha azul contínua apresenta o comportamento do reservatório inferior, enquanto a vermelha tracejada a do reservatório superior. É possível observar que eles operam de forma inversamente proporcional, o que é esperado devido a configuração *closed-loop* definida para o modelo. Nota-se também que, em um determinado momento, os reservatórios atingem seus limites operacionais, permanecendo inalterado até que a turbina encontre uma condição favorável para operar.

Figura 30 – Cenário 1: comportamento dos reservatórios

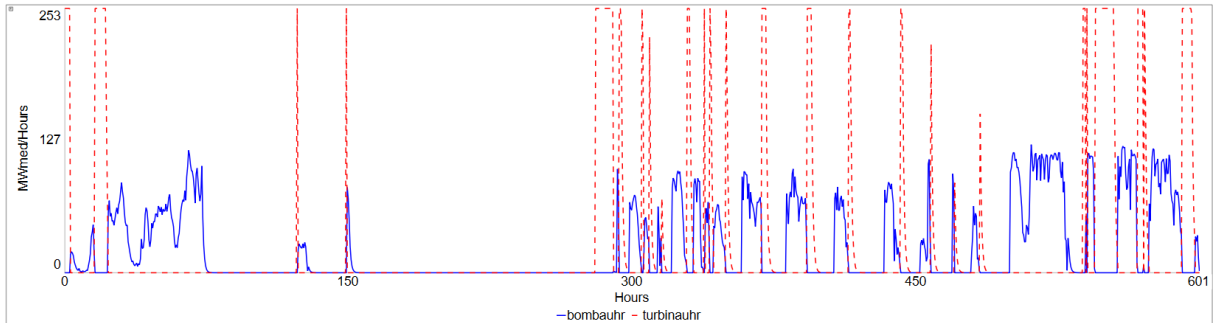


Fonte: Elaboração Própria (2025).

A Figura 31 apresenta o comportamento operacional da bomba e da turbina ao longo da simulação. Como definido pelas premissas do modelo, os equipamentos eletromecânicos funcionam de forma alternada, uma vez que há bombeamento quando há energia frustrada e o turbinamento ocorre quando não tem. A turbina atinge sua máxima transferência de energia em diversos momentos, visto que sua operação depende apenas da energia acumulada no reservatório superior. Por outro lado, a

capacidade da bomba foi limitada pela energia frustrada disponível. Também é possível observar que há um longo período em que ambas não funcionam.

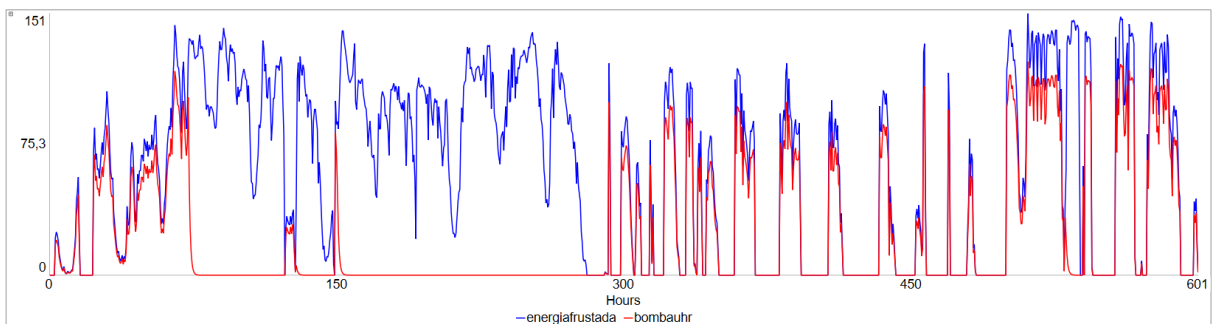
Figura 31 – Cenário 1: operação da turbina e da bomba



Fonte: Elaboração Própria (2025).

Outro aspecto importante a ser analisado no estudo é o aproveitamento do *curtailment*, como ilustrado na Figura 32. Observa-se que a curva de energia frustrada (linha azul) varia durante o período analisado, demonstrando a variação das restrições operacionais impostas a usina. A bomba (linha vermelha), por sua vez, indica os momentos em que a energia frustrada foi utilizada. Verifica-se, portanto, que há um longo período em que a energia não é aproveitada devido às limitações técnicas impostas pelo modelo. Entretanto, nos momentos em que a bomba opera ela aproveita integralmente a energia frustrada.

Figura 32 – Cenário 1: aproveitamento da energia frustrada

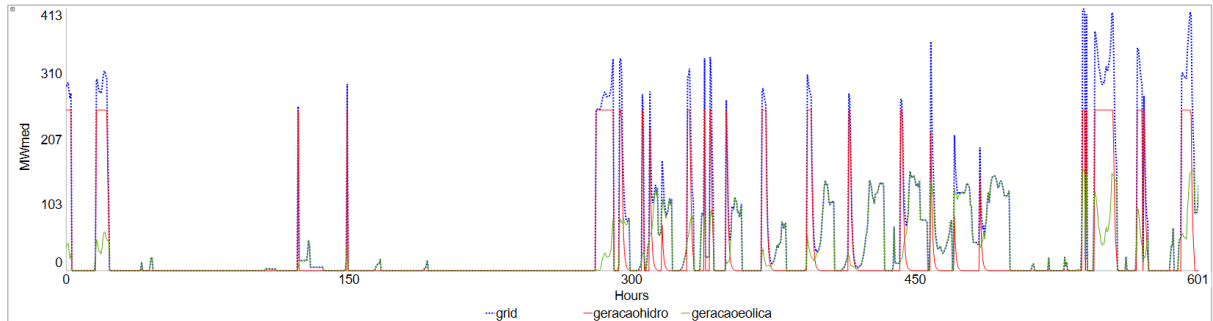


Fonte: Elaboração Própria (2025).

Para finalizar a análise desse cenário, a Figura 33 apresenta a geração total injetada no *grid*, representada pela linha verde, composta pela soma da geração eólicoelétrica e hidrelétrica, representadas pelas linhas azul e vermelha respectivamente. Observa-se que, conforme definido pelo modelo, em momentos em que há o *constrained-off*, apenas a energia eólica é injetada no *grid*. Nos demais

momentos, a UHR entra em operação contribuindo com a energia e para aumentar a inercia do sistema.

Figura 33 – Cenário 1: geração total injetada no sistema



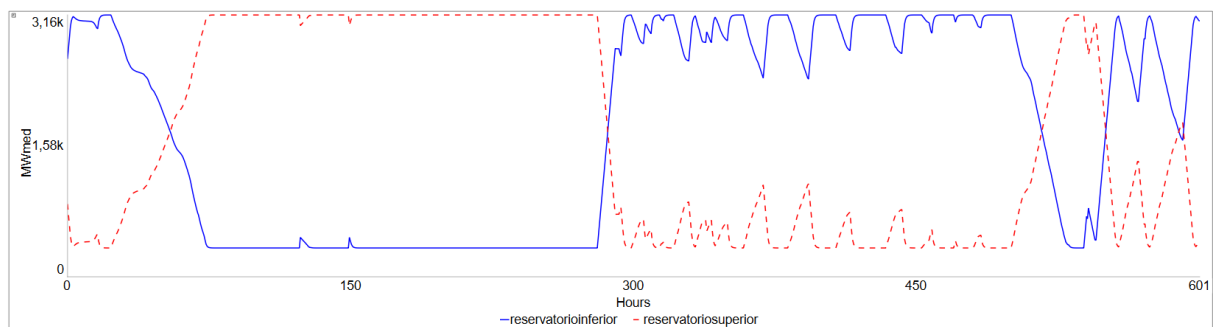
Fonte: Elaboração Própria (2025).

3.4.2 Cenário 2

No segundo cenário, considerou-se a condição inicial inversa a do cenário 1, portanto o reservatório superior começou com 873 MWmed e o inferior com 2632 MWmed. O objetivo é observar o comportamento dinâmico do sistema com uma energia potencial inicial menor.

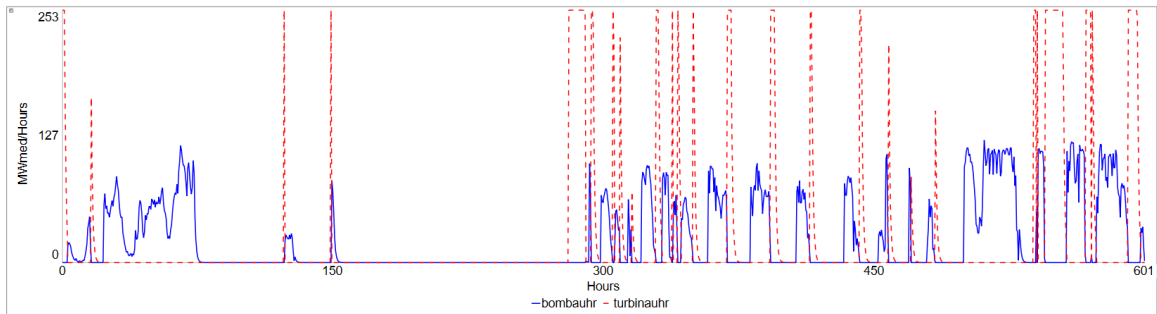
Como mostra a Figura 34, o reservatório superior tem a condição inicial de menor quantidade de energia acumulada limitando a operação da turbina em momentos sem *curtailment* no início da simulação, como é possível observar na Figura 35. Nota-se também que, com o avanço da simulação, há um aumento do nível do reservatório superior e o comportamento se iguala ao cenário 1.

Figura 34 – Cenário 2: comportamento dos reservatórios



Fonte: Elaboração Própria (2025).

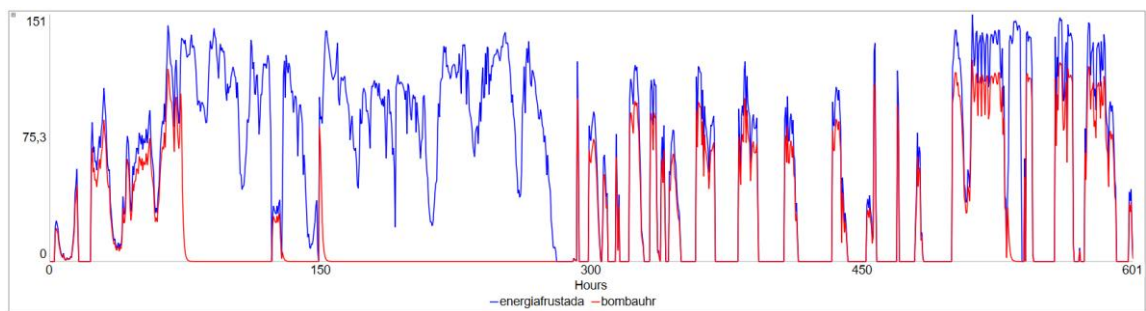
Figura 35 – Cenário 2: operação da turbina e da bomba



Fonte: Elaboração Própria (2025).

Quanto ao aproveitamento da energia frustrada, o desempenho da UHR manteve-se semelhante ao do Cenário 1, como demonstrado na Figura 36. A bomba operou em todos os momentos em que as condições e limitações técnicas permitiram, novamente utilizando toda a energia frustrada nesses momentos.

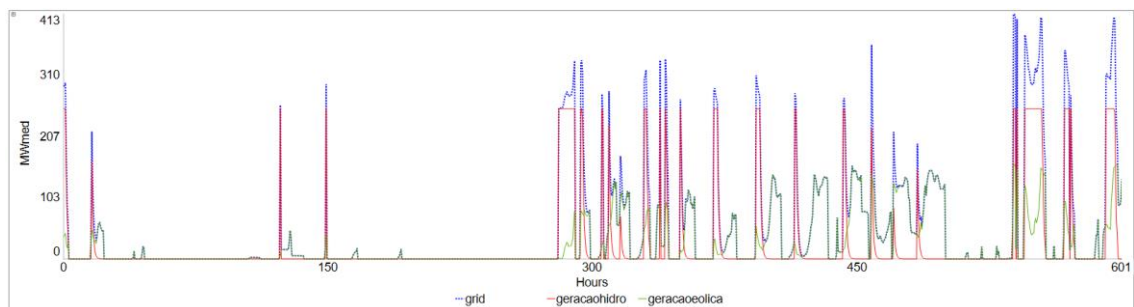
Figura 36 – Cenário 2: aproveitamento da energia frustrada



Fonte: Elaboração Própria (2025).

Por outro lado, esse cenário apresentou um desempenho menor no que diz respeito a energia total injetada no *grid* nos instantes iniciais, como é possível observar na Figura 37. Isso ocorre devido a menor operação da turbina, a qual foi limitada pela energia armazenada disponível no reservatório superior.

Figura 37 – Cenário 2: Geração total injetada no sistema



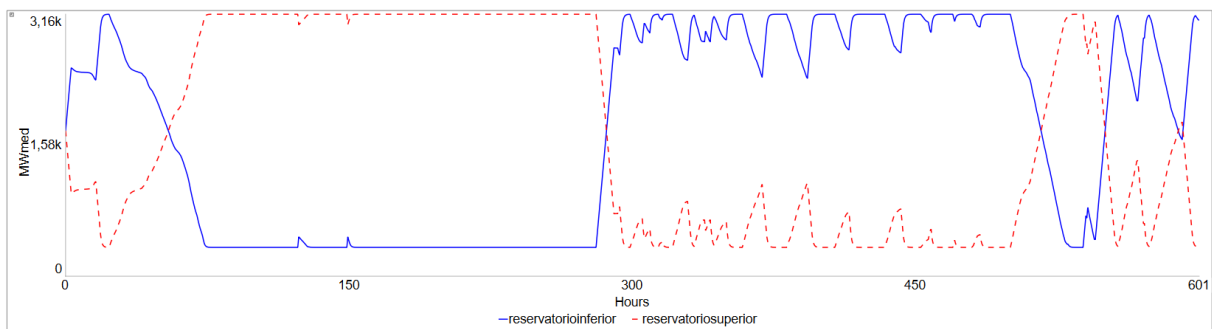
Fonte: Elaboração Própria (2025).

3.4.3 Cenário 3

Por fim, no terceiro cenário, a energia armazenada foi dividida igualmente entre os ambos reservatórios, com 1755 MWmed em cada um. O objetivo é observar o comportamento dinâmico do sistema em uma condição intermediária as observadas nos dois cenários anteriores.

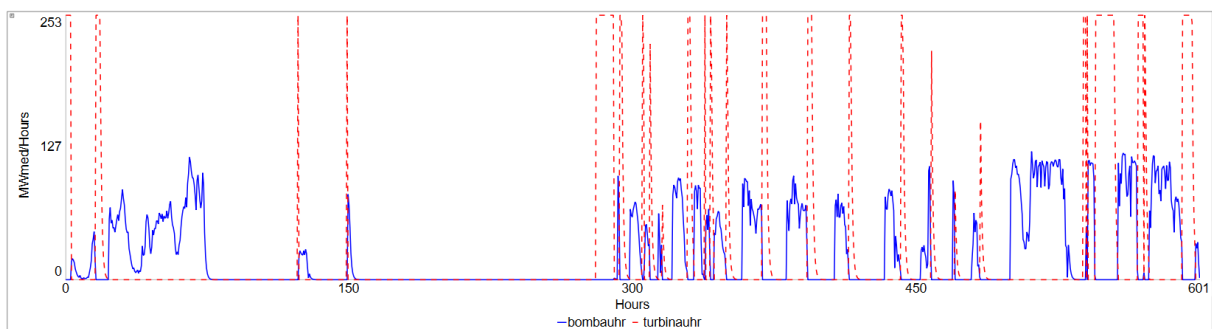
Como ilustrado na Figura 38, o reservatório superior inicia com um nível intermediário de energia acumulada, o que possibilita uma operação maior da turbina em relação ao cenário 2, mas inferior a observada no cenário 1, conforme Figura 39. Da mesma forma que ocorreu anteriormente, com o avanço do tempo o comportamento do sistema se igualou aos cenários anteriores 1.

Figura 38 – Cenário 3: comportamento dos reservatórios



Fonte: Elaboração Própria (2025).

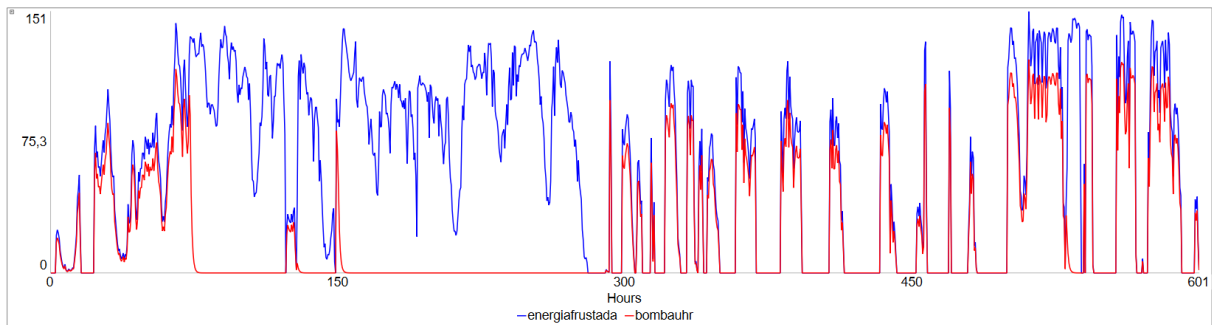
Figura 39 – Cenário 3: operação da turbina e da bomba



Fonte: Elaboração Própria (2025).

No Cenário 3, a utilização da energia frustrada manteve o mesmo comportamento que observado nos cenários anteriores, como apresentado na Figura 40. Foi evidenciado que houve o bombeamento em momentos de condições técnicas favoráveis, bem como o aproveitamento total do excedente de energia.

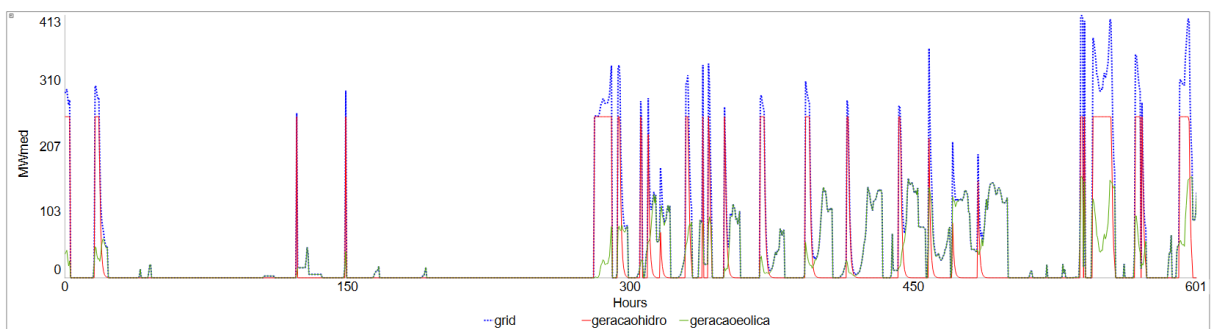
Figura 40 – Cenário 3: aproveitamento da energia frustrada



Fonte: Elaboração Própria (2025).

No que diz respeito a energia injetada no *grid*, novamente a diferença ocorre nos momentos iniciais da simulação. Através da Figura 41, é possível notar que a energia hidrelétrica injetada no começo é mais intensa do que em relação ao cenário 2, e mais curta do que em relação ao cenário 1.

Figura 41 – Cenário 3: Geração total injetada no sistema



Fonte: Elaboração Própria (2025).

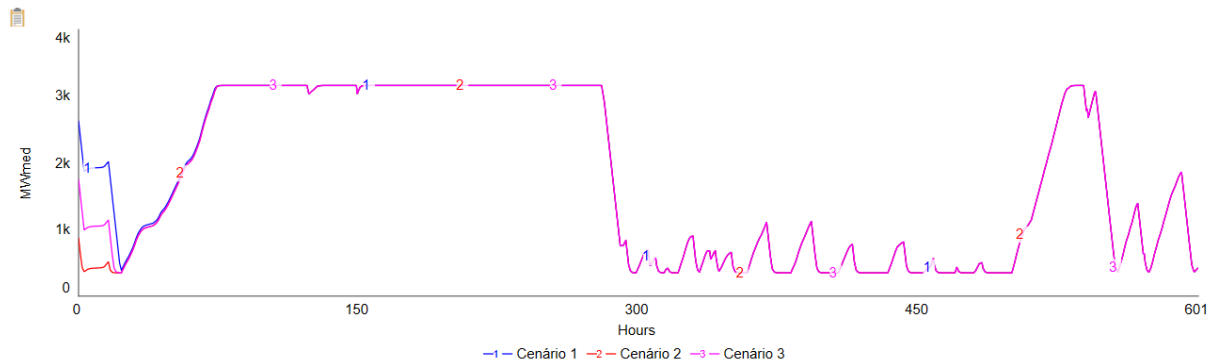
3.4.4 Comparativo dos cenários

Após a análise individual de cada cenário, foi realizada a comparação entre os resultados obtidos. O objetivo principal dessa etapa é identificar e avaliar os impactos das diferentes condições iniciais no desempenho do sistema. Para isso, foram gerados gráficos comparativos no *software* Stella Architect, nos quais é possível analisar as curvas de comportamento dos três cenários simultaneamente. Essa visualização facilita a interpretação dos resultados, permitindo a identificação dos padrões e o impacto de cada restrição ou variável.

As curvas do reservatório superior são sintetizadas na Figura 42. Conforme estabelecido pelas premissas do estudo, o volume inicial decresce consideravelmente

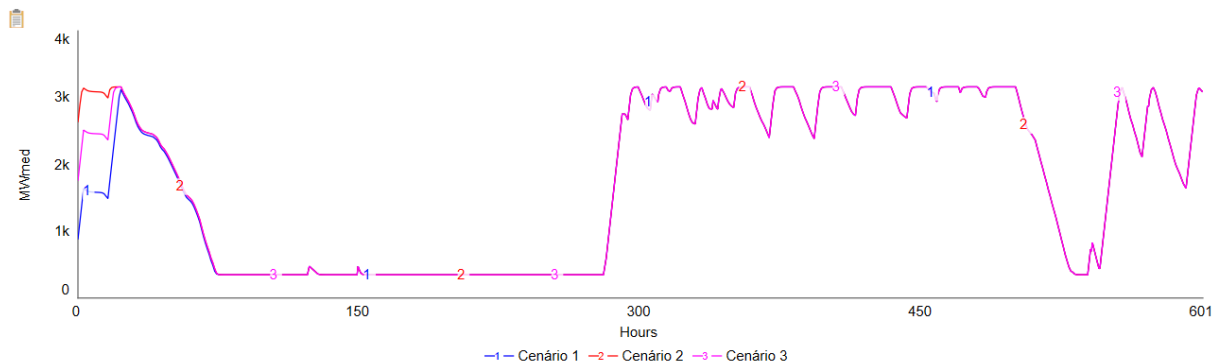
do Cenário 1 para o Cenário 2, seguido de um aumento no Cenário 3. Apesar dessa diferença, é possível observar que há um padrão no comportamento das curvas, diferindo apenas na quantidade de energia turbinada para reservatório atinja a sua capacidade mínima nos instantes iniciais. Como esperado, a Figura 43 mostra o comportamento inversamente proporcional do reservatório inferior.

Figura 42 – Comparativo do comportamento do reservatório superior



Fonte: Elaboração Própria (2025).

Figura 43 – Comparativo do comportamento do reservatório inferior

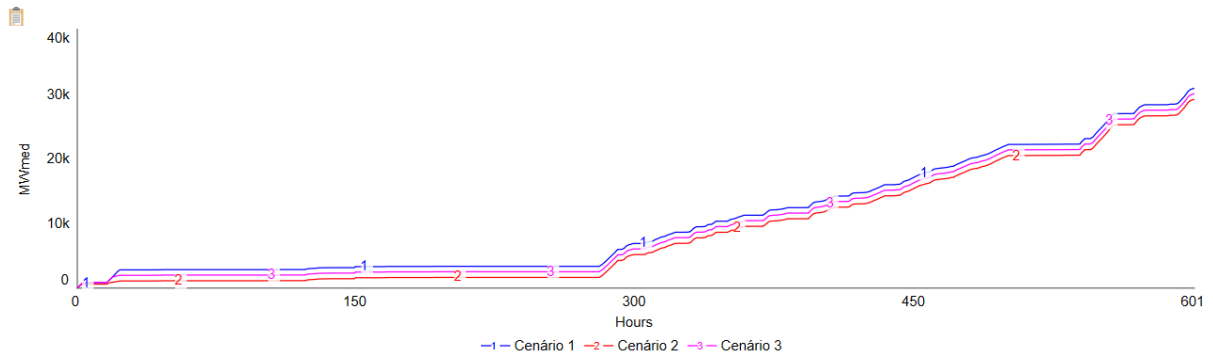


Fonte: Elaboração Própria (2025).

Outro aspecto comportamental relevante para a análise comparativa é a energia total injetada no grid ao longo do tempo. Essa grandeza é representada por uma variável auxiliar no modelo, uma vez que fluxo de potência é instantâneo e não cumulativo, entretanto, para facilitar a comparação e visualização, foi incluído um estoque adicional no modelo. A Figura 44 apresenta a curva de energia acumulada injetada no grid em cada cenário. Observa-se que a energia total varia entre as simulações, representando as diferenças na contribuição da UHR, uma vez que a energia eolioelétrica permanece constante sendo seu valor acumulado 14,9 GWmed. O Cenário 1 se destaca com a maior contribuição de geração hidrelétrica, acumulando

aproximadamente 16 GWmed, seguido do Cenário 3 com 15,2 GWmed e do Cenário 2 com 14,3 GWmed.

Figura 44 – Comparativo do comportamento da energia injetada no *grid*



Fonte: Elaboração Própria (2025).

3.5 Conclusões

A partir das simulações realizadas nos três cenários propostos, foi possível analisar o comportamento dinâmico do sistema ao variar as condições iniciais de armazenamento, bem como o impacto das premissas e restrições operacionais impostas pelo modelo.

O primeiro indicador de desempenho analisado foi o impacto da implementação da usina hidrelétrica sobre a energia total injetada no *grid*. Para isso, inicialmente foi analisado o desempenho da geração hidrelétrica em cada cenário. Constatou-se que o Cenário 1 teve uma maior contribuição, com um aproveitamento de aproximadamente de 12% em relação ao pior cenário, isto ocorre porque há uma maior disponibilidade de energia acumulada no reservatório superior para ser aproveitada nos primeiros momentos sem *curtailment*. No pior cenário, a energia hidrelétrica contribui com um aumento de 95,97% da energia injetada no *grid*, enquanto no melhor cenário de 107,38%

No entanto, verificou-se que um dos principais limitadores do desempenho do sistema foi a capacidade máxima de armazenamento do reservatório superior. Em todos os cenários, foram observados longos períodos em que o bombeamento foi cessado devido a limitação máxima do reservatório. Com isso o aproveitamento da

energia frustrada foi diretamente comprometido, uma vez que a premissa do modelo da turbina operar somente em momentos em que não há *constrained-off*.

Além disso, observou-se que a bomba apresentou um comportamento idêntico nos três cenários, não atingindo sua capacidade máxima de transferência de energia. Essa limitação ocorreu por conta da quantidade de energia frustrada disponível responsável por acionar a operação do equipamento eletromecânico.

Os resultados apresentam um aumento significativo na energia injetada no *grid*, entretanto também demonstram restrições operacionais consideráveis. Isso evidencia a necessidade de um projeto bem feito e dimensionado para a otimização do sistema e maximização dos recursos energéticos.

4 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar o potencial de integração entre uma usina hidrelétrica reversível e uma eolioelétrica no Brasil, utilizando a energia do *curtailment* em momentos de sobre oferta de energia. A análise foi fundamentada com dados reais de um conjunto eólico localizado na região Nordeste e utilizou a metodologia de Dinâmica de Sistemas, devido a sua capacidade de lidar com a complexidade de múltiplas interações e não-linearidades do sistema elétrico de potência.

O modelo foi estruturado através de Diagramas de Laços Causais e Estoque e Fluxo, implementado no *software* Stella Architect e testado sob três cenários distintos de armazenamento nos reservatórios. Contudo, é importante ressaltar que, a fim de viabilizar a análise, a modelagem adotou um conjunto de simplificações e premissas que definiram as oportunidades e limitações desse estudo.

Com isso, foi possível analisar que uma maior disponibilidade inicial de energia para turbinamento aumentou o aproveitamento da energia hidrelétrica nos momentos iniciais. No entanto, com o avanço da simulação, o comportamento do sistema estabilizou nos três cenários limitado pela capacidade máxima do reservatório superior. Mesmo com a divergência inicial, verificou-se um aumento significativo na energia total injetada no *grid*, fortalecendo a ideia de complementariedade entre as fontes.

Dessa forma, os resultados obtidos demonstram a eficiência na integração de uma usina hidrelétrica reversível e eolioelétrica, contribuindo não somente na otimização do uso dos recursos energéticos, mas também no aumento da inércia sistêmica disponível.

4.1 Sugestão de trabalhos futuros

A partir das premissas e simplificações adotadas, foram identificadas oportunidades de trabalhos futuros. Recomenda-se analisar e comparar o aproveitamento sistêmico aplicados às outras configurações de armazenamento, bem como o arranjo entre máquinas hidráulicas e elétricas e sua lógica de acionamento. Por fim, poderiam ser implementados limites operacionais mais realistas, como a

potência mínima das máquinas eletromecânicas, carga a ser atendida e restrição de escoamento de linhas de transmissão.

REFERÊNCIAS

ABEEólica. Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim anual 2023**. 2024. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/07/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-2024_DIGITAL_PT_V3.pdf. Acesso em: 20 nov. 2024.

ALBIN, Stephanie. **Building a System Dynamics Model Part 1: Conceptualization**. D-4597. Cambridge, MA. Ed Massachusetts Institute of Technology, 1997. In: Road Maps: A Guide to learning System Dynamics. Massachusetts Institute of Technology. 1992. Rev. 2002

BASSAN, Gabriel de Nicola. **Análise da Resposta Inercial de Geradores Assíncronos Conectados a Sistemas Elétricos de Potência**, 2018. Disponível em: https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/48d46336-60ee-4cb8-a274-978d97304a24/Bassan_Gabriel_tcc.pdf. Acesso em: 22 mai. 2025.

BRANDÃO, R. et al. **A viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional**, 2021. Disponível em: https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/31_livro_uhr_2021_12_16.pdf. Acesso em: 17 dez. 2024.

BRANDÃO, R. et al. **Manual de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis**, 2024. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/09/livro_manual_uhr.pdf. Acesso em: 27 mai. 2025.

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Acesso em: 11 jun. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1073, de 12 de setembro de 2023**. Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022, que estabelece, dentre outros, os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por constrained-off. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231073.html>. Acesso em: 20 nov. 2024.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas**. Porto Alegre - RS. UFRS, 2015. Disponível em: <https://periodicos.ufsm.br/index.php/reget/article/view/16002>. Acesso em: 18 dez. 2024.

CASTRONUOVO, E. D., & LOPES, J. A. P. On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2004. 19(3), 1599–1606. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.831707>

CRUZ, P., POUSINHO, H. M. I., MELÍCIO, R., & MENDES. Optimal Coordination on Wind-Pumped-Hydro Operation. **Procedia Technology**, 2014. 17, 445–451. <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2014.10.253>

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **PERDA_RB_MES**, 2025. Disponível em: https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/perda_rb_mes. Acesso em: 7 jun 2025.

DEANE, J.P.; Ó GALLACHÓIR, B.P; MCKEOGH, E.J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, 2010;14: 1293–302. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.015>.

DENHOLM, P.; MAI, T.; WALLACE KENYON, R.; KROPOSKI, B.; O'MALLEY, M. **Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2020. NREL/TP-6120-73856. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2024.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2024. Ano base 2023**, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2024.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Estudo de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)**, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006_2019-r0.pdf. Acesso em: 25 jun. 2025.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Informe à imprensa Leilão de Energia de Reserva – Eólica**, 2009. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-90/20091214_1.pdf. Acesso em: 11 jun. 2025.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **ROADMAP Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Perspectivas e caminhos para a inserção das usinas reversíveis no Brasil**, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-870/Roadmap%20hidrel%C3%A9tricas%20Revers%C3%ADveis%202025_V09.pdf. Acesso em: 30 jun. 2025.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica**, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013_2021-r0.pdf. Acesso em: 16 nov. 2024.

FORRESTER, Jay W. **Counterintuitive Behavior Of Social Systems**. D-4668-2. Cambridge, MA. Ed Massachusetts Institute of Technology, 1995. In: Road Maps: A Guide to learning System Dynamics. Massachusetts Institute of Technology. 1992. Rev. 2002

FORRESTER, Jay W. **World Dynamics Second Edition**. Massachusetts: Wright-Allen Press, inc. 1971.

FORRESTER, Jay W. **System Dynamics and K-12 Teachers**. D-4665-4. Cambridge, MA. Ed Massachusetts Institute of Technology, 1996. In: Road Maps: A Guide to learning System Dynamics. Massachusetts Institute of Technology. 1992. Rev. 2002

FSET. **Curtailment de eólicas e solares: o que os dados de 2024 e 2025 nos mostram?**, 2025. Disponível em: https://pt.linkedin.com/posts/fabiolasena_curtailment-de-e%C3%B3licas-e-solares-o-que-os-activity-7348404008824246272-57Wh. Acesso em: 8 jul. 2025.

FSET. **O que é curtailment e por que esse é o novo pesadelo do setor elétrico?**, 2024. Disponível em: <https://eixos.com.br/politica/o-que-e-curtailment-e-por-que-esse-e-o-novo-pesadelo-do-setor-eletrico/>. Acesso em: 20 dez. 2024.

GESEL. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. **Projeto de P&D Usinas Hidrelétricas Reversíveis combinadas com Hidrelétricas em cascata e seus benefícios para a gestão do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: https://www.projetouhr.com.br/assets/rts/Relat%C3%B3rio_R4-Fase%20I%20-%20Etapa%202.pdf. Acesso em: 7 jul. 2025.

GUIMARÃES, Alberto de Almeida Bossi. **Implantação De Sistemas Hidro Reversíveis/Fotovoltaicos Em Áreas Degradadas Pela Mineração: um estudo de caso no quadrilátero ferrífero em minas gerais**, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/76022/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20Alberto%20Bossi%20-%20IMPLANTA%C3%87%C3%83O%20DE%20SISTEMAS%20HIDRO%20REVERS%C3%8DVEISFOTOVOLTAICOS%20EM%20%C3%81REAS%20DEGRADADAS%20PELA%20MINERA%C3%87%C3%83O.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2025.

GWEC. Global Wind Energy Council. **Global wind report 2025**, 2025. Disponível em: <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport>. Acesso em: 03 jun. 2025.

IHA. International Hydropower Association. **2022 Hydropower status report: sector trends and insights**. Londres: International Hydropower Association Limited, 2022. Disponível em: hydropower.org. Acesso em: 20 nov. 2024.

IHA. International Hydropower Association. **2024 World Hydropower Outlook – Opportunities to advance net zero**, 2024a. Disponível em: <https://indd.adobe.com/view/0d14c1da-75a4-4c48-b9cc-1896f279605c>. Acesso em: 20 dez. 2024.

IHA. International Hydropower Association. **Enabling new pumped storage hydropower: A guidance note for key decision makers to de-risk pumped storage investment**, 2024b. Disponível em: <https://indd.adobe.com/view/0d14c1da-75a4-4c48-b9cc-1896f279605c>. Acesso em: 20 dez. 2024.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030**, 2017. Disponível em: <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf. Acesso em: 17 dez. 2024.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Wind Power technology brief**, 2016. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf. Acesso em: 17 dez. 2024.

ISEE SYSTEM. Converters, 2015. Disponível em: <https://www.iseesystems.com/Resources/Help/v3/Content/08-Reference/01-ObjectsAndProperties/01-BuildingBlocks/Converters.htm>. Acesso em: 27 jun. 2025.

KALDELLIS, John K; ZAFIRAKIS, D. **The wind energy (r)evolution: A short review of a long history**. In: Renewable Energy, Volume 36, Issue 7, 2011, Pages 1887-1901, ISSN 0960-1481, Doi: 10.1016/j.renene.2011.01.002.

LI, KECUN. *et al.* **Dynamic optimal allocation of energy storage systems integrated within photovoltaic based on a dual timescale dynamics model**. In: Global Energi Interconnection, 2024. p. 415-428. doi: 10.1016/j.gloei.2024.08.005.

Maldonado, Mauricio Uriona. **DINÂMICA DE SISTEMAS SETORIAIS DE INOVAÇÃO: Um modelo de simulação aplicado no Setor Brasileiro de Software**, 2012. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/99320/308074.pdf?sequence=1&isAllowed=y> Acesso em: 28 jun. 2025.

MARQUES, Jeferson. **Turbinas Eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**, 2004. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8442/JEFERSON%20MARQUES.pdf> Acesso em: 21 mai. 2025.

NAIR, K. *et al.* Developing a system dynamics model to study the impact of renewable energy in the short- and long-term energy security. **Materials Science for Energy Technologies**, v.4, p.391-397, set. 2021. doi: 10.1016/j.mset.2021.09.001. Acesso em: 21 de mai. 2025.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min. Relatório de Análise de Perturbação – RAP**, 2023b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h030min%20vers%C3%A3o%20final.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2024.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Dados de restrição de operação por constrained-off de usinas eólicas**, 2024d. Disponível em: https://dados.ons.org.br/dataset/restricao_coff_eolica_usi. Acesso em: 20 nov. 2024.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Geração Média Diária e Horária**, 2024c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>. Acesso em: 20 nov. 2024.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Histórico da Operação: Carga de Energia**, 2024b. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx. Acesso em: 20 nov. 2024.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Histórico da Operação: Geração de Energia**, 2024a. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 20 nov. 2024.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **O planejamento da operação energética no Sistema Interligado Nacional**, 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-O-PLANEJAMENTO-DA-OPERA%C3%87%C3%83O-ENERG%C3%89TICA-NO-SISTEMA%20INTERLIGADO-NACIONAL.pdf>. Acesso em: 17 dez. 2024

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Sumário Executivo PARPEL 2023 – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN**, 2023a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202023-3-Fev24%20VF.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2024.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Sumário Executivo PARPEL 2023 – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN**, 2024e. Acesso em: 03 jul. 2025.

RAMPINELLI, G. A.; ROSA JUNIOR, C. G. Análise da Geração Eólica na Matriz Brasileira de Energia Elétrica. **Revista Ciências Exatas e Naturais**, Criciúma, v. 14, n. 2, p. 247-302, 2012.

RÊGO, Leander de Oliveira. **Análise do Impacto da Geração Eólica na Regulação de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/6406/1/866113.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2025.

ROCHA, Marco Aurélio. **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado para Estudo de Sistema de Geração Eólica**, 2018. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/6d951303-76b7-4e72-9da8-eddcdeacc137/content>. Acesso em 21 mai. 2025.

SANNINO, Fabiano. **A Dinâmica em um Projeto de Tecnologia de Grande Porte**, 2006. Disponível em: <https://web.tecgraf.puc-rio.br/press/publication/Sannino206/Sannino2006.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2025

SANTOS, Aldren Montenegro dos. **A aplicação de um modelo de simulação para o gerenciamento de projetos: um estudo de caso utilizando a dinâmica de sistemas**, 2006. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3135/tde-08032007-164734/publico/mestradoaldren.pdf>. Acesso em: 30 mai. 2025

SANTOS, Eduardo Ribeiro dos. **Guia para Iniciantes na Aplicação da Técnica de Dinâmica de Sistemas**, 2019. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/197787/001098539.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 20 dez. 2024

STERMAN, John D. **System Dynamics: System Thinking and Modeling for a Complex World**, 2002. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/44827001>. Acesso em: 23 jun. 2025

SUN, Y. *et al.* **The role of pumped hydro storage in supporting modern power systems: a review of the practices in China**. In: 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Chengdu, China, 2019. p. 1613-1617. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881156.

VOITH. Pumped storage machines Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor generators. **VOITH Engineered Reliability**, p. 1–16, set. 2020. Disponível em: https://voith.com/corp-en/11_06_Broschuere-Pumped-storage_einzeln.pdf. Acessado em: 07 jun. 2025.

WEBER, N. *et al.* **Seasonal pumped hydropower storage role in responding to climate change impacts on the Brazilian electrical sector**. *Journal of Energy Storage*, v. 87, 2024, p. 111249. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.111249>

Xia, P., Chen, Y., & Zhang, C. **A Study on Comprehensive Decision-Making of Pumped Storage in Capacity Planning with System Dynamics**, 2023. *Proceedings - 2023 3rd Power System and Green Energy Conference, PSGEC 2023*, 433–438. <https://doi.org/10.1109/PSGEC58411.2023.10255844>

ZAMPERIN, João Luiz Bergamo. **Método analítico para análise da estabilidade do gerador assíncrono através do monitoramento da tensão**, 2011. Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/284-dissertacao_joao_zamperin.pdf. Acesso em 21 mai. 2025.