



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
NÚCLEO DE DESENVOLVIMENTO AMAZÔNICO EM ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE  
INFRAESTRUTURA E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

JUCILEIA CRUZ MACHADO

**PARTIDAS E PARADAS EM USINAS HIDRELÉTRICAS: ATENDIMENTO AO ONS E CUSTOS  
OPERACIONAIS**

Tucuruí/PA

2023

JUCILEIA CRUZ MACHADO

**PARTIDAS E PARADAS EM USINAS HIDRELÉTRICAS - ATENDIMENTO AOS  
REQUISITOS E CUSTOS OPERACIONAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Infraestrutura e Desenvolvimento Energético do Núcleo de Desenvolvimento Amazônico em Engenharia, da Universidade Federal do Pará, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Infraestrutura e Desenvolvimento Energético. Área de concentração - Desenvolvimento Energético.

Orientador - Prof. Dr. André Luiz Amarante Mesquita

Tucuruí/PA

2023

---

M149p Machado, Jucileia Cruz.

Partidas e paradas em usinas hidrelétricas: atendimento ao ONS e custos operacionais / Jucileia Cruz Machado. — 2023. 108 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Andre Luiz Amarante Mesquita  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,  
Núcleo de Desenvolvimento Amazônico em Engenharia,  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Infraestrutura  
e Desenvolvimento Energético, Tucuruí, 2023.

1. Partidas e paradas. 2. Curto prazo. 3. UHE Tucuruí.  
4. Geração Hidráulica. I. Título.

CDD 621.042

---

JUCILEIA CRUZ MACHADO

## **PARTIDAS E PARADAS EM USINAS HIDRELÉTRICAS: ATENDIMENTO AO ONS E CUSTOS OPERACIONAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Infraestrutura e Desenvolvimento Energético do Núcleo de Desenvolvimento Amazônico em Engenharia, da Universidade Federal do Pará, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Infraestrutura e Desenvolvimento Energético. Área de concentração: Tecnologias renováveis.

Orientador - Prof. Dr. André Luiz Amarante Mesquita

Aprovada em 19 de dezembro de 2023.

**BANCA EXAMINADORA:**

 Documento assinado digitalmente  
**ANDRE LUIZ AMARANTE MESQUITA**  
Data: 05/03/2024 21:09:51-0300  
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

---

**Prof. Dr. Andre Luiz Amarante Mesquita,**  
PPGINDE/UFGA, Orientador

 Documento assinado digitalmente  
**DAVID EDSON SALES E SOUZA**  
Data: 05/03/2024 21:44:10-0300  
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

---

**Prof. Dr. Davi Edson Sales e Souza**  
PPGINDE/UFGA, Examinador Interno

 Documento assinado digitalmente  
**CARLOS BARRERA MARTINEZ**  
Data: 06/03/2024 09:33:30-0300  
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

---

**Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez**  
IEM/UNIFEI, Examinador Externo

 Documento assinado digitalmente  
**GILTON CARLOS DE ANDRADE FURTADO**  
Data: 06/03/2024 08:30:38-0300  
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

---

**Dr. Gilton Carlos de Andrade Furtado**  
UHE Tucuruí/ELETRORÁS ELETRO NORTE, Examinador Externo Convidado

*À minha amada família.*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por ter me dado vida, família e amigos. Sem Ele nada sou e nada posso, mas com Ele, não importam as circunstâncias, sei que sou mais que vencedora.

A minha Família que me apoia e incentiva em tudo que me proponho fazer.

A Universidade Federal do Pará, Núcleo de Desenvolvimento Amazônico em Engenharia (NDAE) através do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Infraestrutura e Desenvolvimento (PPGINDE), por proporcionar educação pública, de qualidade e acessível a qualquer pessoa que deseje. Promovendo o ensino sem medir fronteiras.

Ao Professor Dr. André Luiz Mesquita por ser incansável em ensinar, incentivar, direcionar e apoiar seus alunos, sem ele esse trabalho não seria possível. Sua dedicação e amor pelo ensino, pela pesquisa me deixam sem palavras. Em seu nome estendo minha gratidão a todos os professores que nos ajudaram a chegar até aqui.

Ao Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez, Prof. Dr. Davi Edson Sales Souza e Dr. Gilton Carlos de Andrade Furtado, que disponibilizaram tempo, o bem mais precioso dessa era, para fazer revisão do trabalho e parte da banca avaliadora, sinto-me honrada e agradecida pela disponibilidade.

Ao nosso programador habilidoso do Python, Eng. Rodolfo Vitorino, valeu demais a ajuda prestada a esse trabalho.

A Eletrobrás Eletronorte por ter me permitido utilizar dados para essa pesquisa, aos colaboradores do corpo gerencial, engenharia e técnicos que me ajudaram com todas as minhas dúvidas e disponibilizaram informações cruciais para a realização deste trabalho. Na pessoa do Sr. Helder Vilhena, Sr. Danilo Martins e Sr. Nielson Pantoja manifesto minha profunda gratidão todos desta empresa ímpar.

Enfim a todos que contribuíram para que esse trabalho se tornasse real, de coração, obrigada!

## RESUMO

As usinas hidrelétricas (UHEs) conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) têm sua operação subordinada às regras do Operador Nacional do Sistema (ONS), que geram condições operacionais muitas vezes não adequadas às unidades geradoras, sejam por baixo rendimento ou por condições limites de operação que afetam a manutenção, como desgastes e cavitação. Este trabalho faz uma investigação no processo de despacho de curto prazo, horizonte de um dia, para uma usina hidrelétrica de grande porte que faz parte do sistema interligado nacional (SIN). Foi utilizado como base e estudo de caso a usina hidrelétrica de Tucuruí, onde foram mapeados os dados geração, hidrologia e do número de partidas e paradas da instalação, bem como a influência nos custos associados ao número de solicitações de intervenções. Uma estratégia é proposta para minimizar o número de partidas e paradas, utilizando a mudança dos pontos de operação das unidades geradoras na curva de colina, observando os pontos de altura de queda, potência e rendimentos possíveis de atender a demanda do sistema, sem que haja a necessidade de sucessivas partidas e paradas. O resultado desta investigação, para o ano analisado, obteve uma redução, para um dia operativo (24h), de cerca de 26% nas mudanças de estado (partida e parada) das unidades geradoras, comprovando que é possível a realização de ajustes nos pontos de operação das unidades geradoras, dentro dos limites permitidos pelas restrições operativas, com foco na redução de partidas e paradas.

Palavras-chave – Curto Prazo; UHE Tucuruí; Geração Hidráulica; Partidas e Paradas, Custos Operacionais.

## **ABSTRACT**

Hydroelectric plants (UHEs) connected to the National Interconnected System (SIN) have their operation under the rules of the National System Operator (ONS), which generate operational conditions that are often not suitable for the generating units, whether due to low efficiency or limit conditions. operation that affect maintenance, such as wear and cavitation. This work investigates the short-term dispatch process, a one-day horizon, for a large hydroelectric plant that is part of the national interconnected system (SIN). The Tucuruí hydroelectric plant was used as a base and case study, where data on generation, hydrology and the number of starts and stops of the installation were mapped, as well as the influence on costs associated with the number of intervention requests. A strategy is proposed to minimize the number of starts and stops, using the change of operating points of the generating units on the hill curve, observing the drop height, power and yield points possible to meet the system demand, without having to the need for successive starts and stops. The result of this investigation, for the year analyzed, obtained a reduction, for one operating day (24h), of around 26% in changes in status (starting and stopping) of the generating units, proving that it is possible to make adjustments at the points of operation of generating units, within the limits permitted by operational restrictions, with a focus on reducing starts and stops.

Keywords – Short Term; UHE Tucuruí; Hydraulic Generation; Starts and Stops, Operating Costs.

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1 - Matriz Elétrica Brasileira
- Figura 1.2 - Arranjo das usinas da bacia do Araguaia-Tocantins
- Figura 1.3 - Evolução da capacidade instalada no SIN - dez2021/ dez2025
- Figura 1.4 - Representação de usinas em cascata ao longo da bacia Araguaia- Tocantins
- Figura 1.5 - O dilema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos
- Figura 2.1 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro
- Figura 2.2 - Mapa do SIN
- Figura 2.3 - Capacidade instalada no SIN em 2020 a 2025
- Figura 2.4 - Centro de Controle do CNOS e Centros Regionais de Operação.
- Figura 2.5 - Esquema simplificado do funcionamento de uma usina hidrelétrica.
- Figura 2.6 - Curvas da colina das unidades geradoras da casa de força 2 da UHE Tucuruí
- Figura 2.7 - Esquema simplificado do processo de partida de uma unidade geradora
- Figura 2.8 - Esquema simplificado do processo de parada de uma unidade geradora
- Figura 2.9 - Metodologia de custos de partidas e paradas
- Figura 2.10 - Custo por componente/sistema e sua contribuição para o custo estimado total.
- Figura 3.1 – Fluxo das etapas do trabalho.
- Figura 3.2 - Fluxograma básico para emissão de notas de serviço.
- Figura 3.3 - Localização da Usina Hidrelétrica de Tucuruí.
- Figura 3.4 - Resumo das informações gerais da UHE Tucuruí
- Figura 3.5 - Resumo das partes constituintes dos sistemas da UHE Tucuruí
- Figura 3.6 - Visão geral da tomada d'água das unidades geradoras da casa de força 2.
- Figura 3.7 - Conduto forçado de uma unidade geradora da casa de força 2.
- Figura 3.8 - a) Caixa espiral durante a montagem da casa de força 2 da UHE Tucuruí; b) Representação externa e interna, da caixa espiral de uma unidade geradora.
- Figura 3.9 - Imagem do pré-distribuidor e sua montagem em uma unidade em Tucuruí.
- Figura 3.10 - Representação do distribuidor e seu sistema de acionamento.
- Figura 3.11 - Visão geral da turbina Francis de Tucuruí. A esquerda foi utilizada na primeira casa de força 1 e a direita utilizada na casa de força 2.
- Figura 3.12 - Visão do canal de fuga da UHE Tucuruí.
- Figura 3.13 - Representação do rotor e estator. Preparação para montagem do rotor e estator do gerador na casa de força 2 UHE Tucuruí.
- Figura 3.14 - Limites operativos da casa de força 1
- Figura 3.15 - Limites operativos da casa de força 2
- Figura 3.16 - Curva da Colina da Casa de Força 1
- Figura 3.17 - Curva da Colina da Casa de Força 2
- Figura 3.18 - Etapas para emissão da Programação Diária da Produção - PDP
- Figura 3.19 - a) Planilha de geração horária (planilha B). Planilha de queda bruta (planilha C).
- Figura 3.20 - Planilha de mudança de estado operativo (planilha A)

Figura 3.21 - Fluxograma do código Python para o processamento de dados.

Figura 4.1 – Dados a serem considerados - ano base 2021.

Figura 4.2 - Número de partidas e paradas das unidades geradoras em 2021 por unidade geradora.

Figura 4.3 - Número de partidas e paradas das unidades geradoras mensal em 2021.

Figura 4.4 - Número de partidas e paradas nas semanas de amostra.

Figura 4.5 - Relação de todas as ocorrências em função do DCO e OPR.

Figura 4.6 - Partidas e paradas de unidades geradoras na semana 1.

Figura 4.7 - Configuração das unidades em função da demanda em 13/02/2021.

Figura 4.8 - Partidas e paradas de unidades geradoras na semana 2.

Figura 4.9 - Configuração das unidades em função da demanda em 30/04/2021.

Figura 4.10 - Configuração das unidades em função da demanda na semana 3.

Figura 4.11 - Configuração das unidades em função da demanda em 01/07/2021

Figura 4.12 - Configuração das unidades em função da demanda na semana 4.

Figura 4.13 - Configuração das unidades em função da demanda em 18/09/2021.

Figura 4.14 - Configuração das unidades em função da demanda na semana 5.

Figura 4.15 - Configuração das unidades em função da demanda em 05/12/2021

Figura 4.16 - Resumo das notas emitidas do tipo NF e NM.

Figura 4.17 - Quantidade de notas NF e NM por unidade

Figura 4.18 - Mapeamento percentual das notas emitidas por sistemas macro

Figura 4.19 - Quantidade de notas emitidas por subsistemas dos sistemas macros

Figura 4.20 - Quantidade de notas NF e NM dos 5 sistemas mais afetados

Figura 4.21 – Pontos de operação na curva de colina das unidades da CF 1.

Figura 4.22 – Pontos de operação na curva de colina das unidades da CF 2.

## LISTA DE TABELAS

- Tabela 1.1 - Comparativo de flexibilidade entre alguns tipos usinas
- Tabela 2.1 - Visualização geral dos módulos dos Procedimentos de Rede
- Tabela 2.2 - Subdivisão da operação do sistema dentro do ONS
- Tabela 2.3 - Equipamentos/sistemas com maior influência de partidas/paradas.
- Tabela 2.4 - Características de uma usina norueguesa típica
- Tabela 3.1 - Propriedades das notas
- Tabela 3.2 - Status das notas
- Tabela 3.3 - Sistemas macros ligados a unidade geradora
- Tabela 3.4 - Amostras do sistema de solicitação de intervenção da UHE Tucuruí
- Tabela 3.5 - Resumo dos períodos úmidos e secos da UHE Tucuruí
- Tabela 3.6 - Restrições de níveis mínimos operativos
- Tabela 3.7 - Faixas operativas das unidades geradoras
- Tabela 3.8 - Programa diário da produção – PDP
- Tabela 3.9 - Definição das semanas para análise
- Tabela 4.1 - Períodos das semanas de amostra
- Tabela 4.2 - Dias com maiores ocorrências de OPR e DCO nas semanas de análise
- Tabela 4.3 – Descrição de Siglas: (a) Sistemas Macro; (b) Status das notas
- Tabela 4.4 - Maiores percentuais de notas por subsistemas
- Tabela 4.5 - Dados de referência da UHE Tucuruí
- Tabela 4.6 - Representação simulada dos custos com PLD
- Tabela 4.7 – Dados do despacho de carga dia 01/07/21
- Tabela 4.8 - Resumo das unidades que operaram durante o dia real
- Tabela 4.9 - Resumo das unidades que operaram durante o dia simulado
- Tabela 4.10 – Detalhamento dos resultados simulados de geração
- Tabela 4.11 – Queda bruta (Hb) registrada e queda líquida (HI) adotada.
- Tabela 4.12 – Resumo dos dias analisados do realizado x simulado

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
<b>1.1 Apresentação do problema</b> .....	<b>13</b>
<b>1.2 Justificativa</b> .....	<b>16</b>
<b>1.3 Objetivos</b> .....	<b>20</b>
1.3.1 Objetivo Geral .....	20
1.3.2 Objetivos Específicos .....	20
<b>2 REVISÃO DA LITERATURA</b> .....	<b>22</b>
<b>2.1 O Setor Elétrico Brasileiro</b> .....	<b>22</b>
2.1.1 O sistema interligado Nacional - SIN.....	23
2.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) .....	25
2.1.3 Centros de Operação .....	26
2.1.4 Os Procedimentos de Rede .....	28
2.1.5 Programação da Operação .....	28
<b>2.2 Operação de Usinas Hidrelétricas</b> .....	<b>31</b>
2.2.1 Potência hidráulica .....	32
2.2.2 Curvas de colina e seu uso na operação .....	33
<b>2.3 Planejamento da operação de curto prazo</b> .....	<b>34</b>
<b>2.4 Receita e Custos operacionais em hidrelétricas</b> .....	<b>36</b>
2.4.1 Principal receita das UHEs com despacho centralizado .....	36
2.4.2 Custos de Operação e Manutenção .....	37
2.4.3 Partida e parada em hidrelétricas.....	38
2.4.4 Custos associados às partidas e paradas em usinas hidrelétricas .....	41
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	<b>47</b>
<b>3.1 Estratégias para minimizar o número de partidas e paradas</b> .....	<b>47</b>
<b>3.2 Cálculo do número de partidas e paradas</b> .....	<b>48</b>
<b>3.3 Estimativas do custo de partidas e paradas</b> .....	<b>49</b>
<b>3.4 Estudo de caso - Usina Hidrelétrica de Tucuruí</b> .....	<b>53</b>
3.4.1 Apresentação da Instalação e principais componentes.....	53
3.4.2 Restrições Operativas .....	62
3.4.3 Estrutura e tratamento dos dados operacionais e hidrológicos .....	67
3.4.4 Ano base e amostragem para o estudo .....	69
<b>3.5 Código para Análise e Processamento de Dados Energéticos utilizando Python</b> .....	<b>70</b>

3.5.1 Bibliotecas Python utilizadas e detalhamento do algoritmo.....	70
<b>3.6 Considerações para análise de dados .....</b>	<b>74</b>
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>76</b>
<b>4.1 Número de partidas e paradas em 2021 .....</b>	<b>77</b>
<b>4.2 Configurações das unidades geradoras nas semanas amostrais.....</b>	<b>79</b>
4.2.1 Semana 1 (13/02 a 19/02/2021).....	81
4.2.2 Semana 2 (29/04 a 05/05/2021).....	82
4.2.3 Semana 3 (01/07 a 07/07/2021).....	84
4.2.4 Semana 4 (16/09 a 22/09/2021).....	85
4.2.5 Semana 5 (29/11 a 05/12/2021).....	87
<b>4.3 Custos associados ao processo de partida e parada de uma unidade geradora.....</b>	<b>88</b>
<b>4.4 Estimativa da redução de partidas e paradas.....</b>	<b>94</b>
<b>4.5 Discussão dos resultados .....</b>	<b>100</b>
<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>103</b>
<b>5.1 Considerações Finais .....</b>	<b>103</b>
<b>5.2 Recomendações.....</b>	<b>103</b>
<b>5.3 Sugestões para estudos posteriores.....</b>	<b>104</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>105</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Apresentação do problema

A energia elétrica está cada vez mais presente na vida das pessoas. O desenvolvimento tecnológico alavancou a indústria e com isso houve uma mudança no padrão de vida da sociedade. É quase impossível hoje viver sem as comodidades que a energia elétrica nos oferece – iluminação, aparelhos eletrônicos (celular, televisão, rádio, computadores...), transportes, máquinas industriais etc. E todas essas facilidades são acompanhadas pelo aumento no consumo de energia.

Assim, conforme Bello (2019), a crescente demanda de energia elétrica requer a expansão da oferta de geração e necessita-se que sua produção, transmissão e distribuição sejam realizadas de forma racional minimizando quaisquer tipos de custo.

A matriz elétrica brasileira, de acordo com os dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (EPE, 2022), tem sua predominância em fontes renováveis, tendo como parcela mais expressiva a fonte hídrica que corresponde a um montante de 61,9%, como pode ser observado na Figura 1.1.

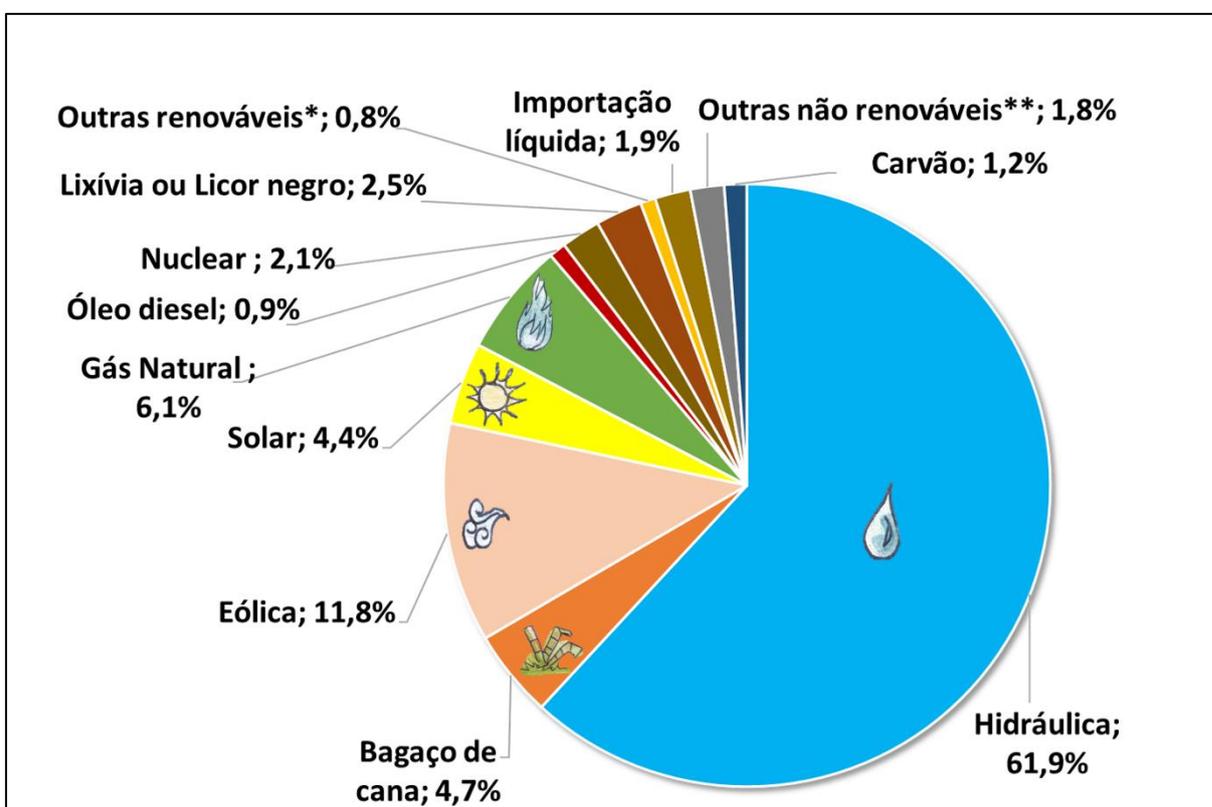


Figura 1.1. Matriz Elétrica Brasileira,  
Fonte: EPE (2022)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é definido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) como o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. É caracterizado como um sistema hidrotermo-eólico de grande porte, com predominância de hidrelétricas e de múltiplos proprietários (ONS, 2021).

Pode-se caracterizar a operação do SIN como centralizada, pois é o ONS quem define a operação de todas as usinas de médio e grande porte do sistema. Os agentes proprietários das usinas com despacho centralizado devem seguir as instruções do ONS, devendo preocupar-se mais com a manutenção das suas usinas. O Despacho centralizado é o conjunto de instruções e ações de coordenação e controle de um sistema elétrico integrado, que envolvem tanto o planejamento como a operação em tempo real e a pós-operação. Na prática, é a forma como o ONS define a programação de geração de cada uma das usinas do SIN.

Segundo Pinheiro (2020), a coordenação das ordens de despacho, ou seja, as escolhas dos conjuntos de usinas que atendem à demanda por energia elétrica, são feitas pelo ONS com base nos custos da energia gerada pelas unidades geradoras. Naturalmente, as usinas de menor custo de geração possuem prioridade para gerar (ordem de mérito). No entanto, apesar da ordem de mérito ser levada em consideração na determinação das ordens de despacho, dependendo das características da curva de demanda a ser atendida, pode ser necessário que usinas de custos mais altos sejam despachadas devido às suas capacidades de geração em rampa e baixos tempos de notificação como por exemplo usinas termelétricas, que têm um alto custo de combustível, mas com um tempo de resposta rápido em relação a outras usinas.

A Tabela 1.1 (PINHEIRO, 2020), mostra o comparativo de flexibilidade entre alguns tipos usinas, onde nota-se que as termelétricas a gás de ciclo combinado (TGCC), por exemplo, conseguem variar sua potência gerada em 5% a 10% por minuto com relação à sua capacidade. Já as termelétricas a gás de ciclo simples (TGCS) são capazes de gerar em rampas de 20% a 30% por minuto. Já as usinas nucleares e as usinas a carvão, possuem uma baixa flexibilidade inviabilizando o uso deste tipo de usina para atendimento ao horário de ponta e, portanto, geram energia tipicamente na base. Assim sendo, a principal preocupação na programação da operação é garantir o suprimento de energia com menor custo possível e de forma contínua.

Tabela 1.1 - Comparativo de flexibilidade entre alguns tipos usinas  
 Fonte: Pinheiro (2020)

	<b>TGCC</b>	<b>TGCS</b>	<b>CARVÃO</b>	<b>HIDRO</b>	<b>NUCLEAR</b>
Tempo de partida	40 a 60 min	< 20min	1 a 6 horas	1 a 10 min	13 a 24 horas
Varição de carga em rampa	5% a 10% por min	20% a 30% por min	1% a 5% por min	20% a 100% por min	1% a 5% por min
Tempo de 0 a 100% de carga	1 a 2 horas	< 1 horas	2 a 6 horas	< 10 min	15 a 24 horas

O ONS utiliza métodos de programação de geração de longo prazo, médio prazo que subsidiam a programação de curto prazo, o que pode deixar algumas restrições de operação das usinas hidrelétricas não atendidas ou atendidas de forma não otimizada.

Makoto (2012) afirma que as usinas hidrelétricas que fazem parte do SIN, muitas vezes, e principalmente no despacho de curto prazo, são submetidas a condições operacionais que fragilizam as unidades geradoras. Pode-se associar as sucessivas partidas e paradas das unidades como facilitadora para o surgimento de cavitação, por exemplo. Ou ainda o fenômeno de descargas parciais nos geradores devido às variações de temperaturas como defendido por Santos (2011).

Além desses aspectos, a variação abrupta de vazão, devido à demanda do ONS para se adaptar às condições de geração de usinas não despacháveis, como as usinas solares e eólicas, podem gerar danos ambientais a jusante da hidrelétrica. Vale ainda lembrar que muitas usinas hidrelétricas brasileira são construídas em cascata o que deixa o problema de programação de geração mais complexo, pois um reservatório pode influenciar drasticamente na planta subsequente como é o caso das usinas da bacia do Araguaia-Tocantins da qual a UHE Tucuruí faz parte como podemos observar na Figura 1.2 (ANA, 2020).

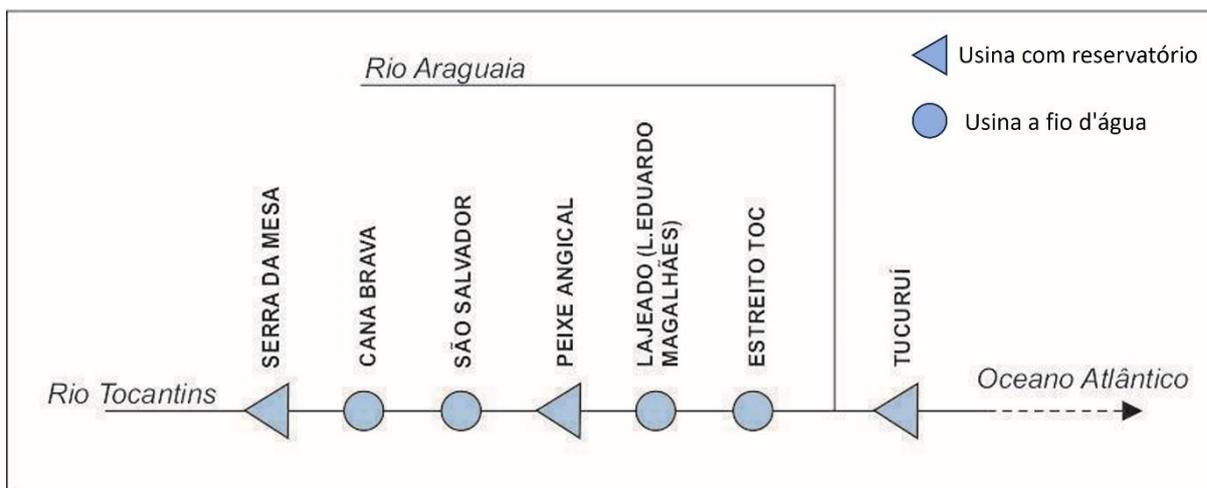


Figura 1.2 - Arranjo das usinas da bacia do Araguaia-Tocantins  
Fonte: ANA/2020

Vários estudos, como Vieira (2007), Makoto (2012) e Pinheiro (2020), com foco no despacho de curto prazo vêm sendo desenvolvidos ao longo dos anos na busca de ferramentas e metodologias que auxiliem os agentes de operação das instalações na melhor forma de configuração de unidades geradoras que tragam máximo rendimento ao menor custo, respeitando o máximo de restrições operativas possíveis. Essa não é uma tarefa fácil, pois se trata de sistemas dinâmicos com uma gama de variáveis que precisam ser equacionadas.

## 1.2 Justificativa

As usinas hidrelétricas com reservatório de regulação, como é o caso da UHE Tucuruí, utilizam a energia potencial da água estocada para gerar energia. Sua capacidade de produção depende de diversos fatores, tais como a altura da queda e eficiência do conjunto turbina-gerador. Sua localização depende de aflúncias e desníveis adequados, características que fazem com que sejam muitas vezes construídas longe dos grandes centros de consumo.

Cordova *et al.* (2014) ressalta que planejar sistemas hidrotérmicos significa suprir de forma eficiente e mais econômica possível a demanda de energia elétrica, levando em consideração, os custos de produção de cada unidade geradora, além de considerar o custo de déficit de energia, que representa o não atendimento à demanda. Logo, o planejamento e a operação adequados de um sistema de energia elétrica representam um compromisso entre a minimização dos custos de investimentos de operação e o atendimento a padrões de qualidade da energia final

entregue ao consumidor, previamente estabelecidos. Trata-se de uma tarefa desafiadora, principalmente no Brasil que tem uma operação centralizada e com vários agentes envolvidos.

Cabe ao ONS, juntamente com os agentes do sistema elétrico brasileiro administrar a matriz energética que vem se diversificando ao longo dos anos, mas que ainda tem uma predominância na geração hídrica como verificado na Figura 1.3 (ONS, 2022) abaixo.

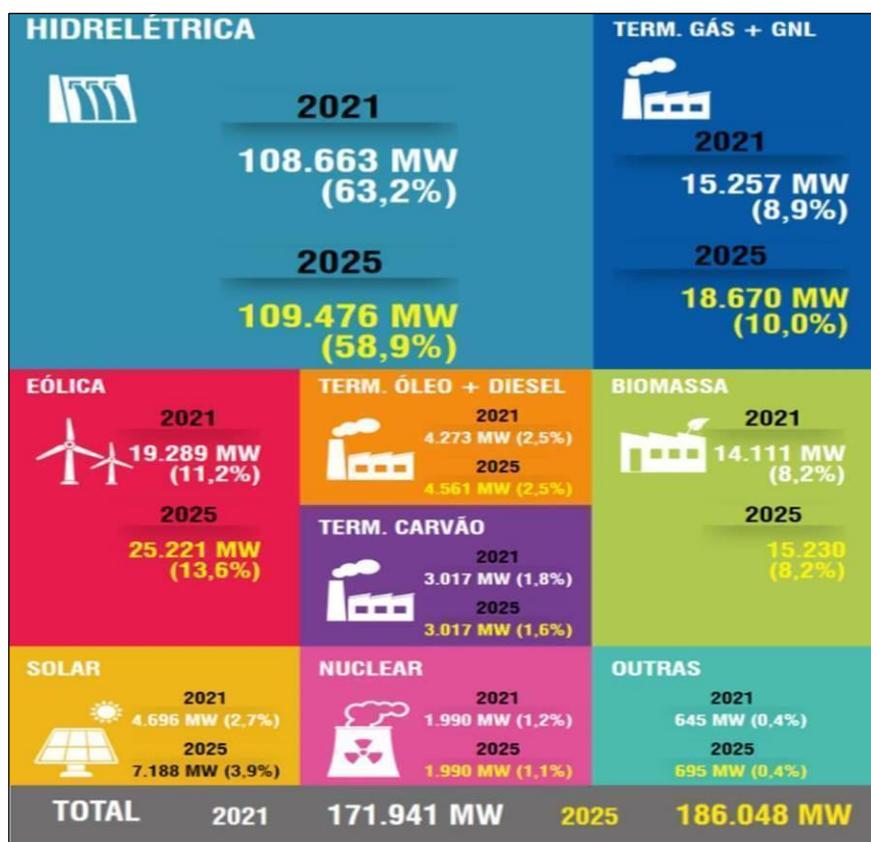


Figura 1.3 - Evolução da capacidade instalada no SIN - dez2021/ dez2025  
Fonte: ONS (2022)

O que justifica a predominância de geração hidráulica no SIN são as características singulares que o Brasil possui - grande extensão territorial, clima tropical, relevo favorável e existência de variadas bacias hidrográficas com grandes números de aproveitamentos passíveis de acoplamentos, usinas em cachoeiras, conforme ilustrado na Figura 1.4.

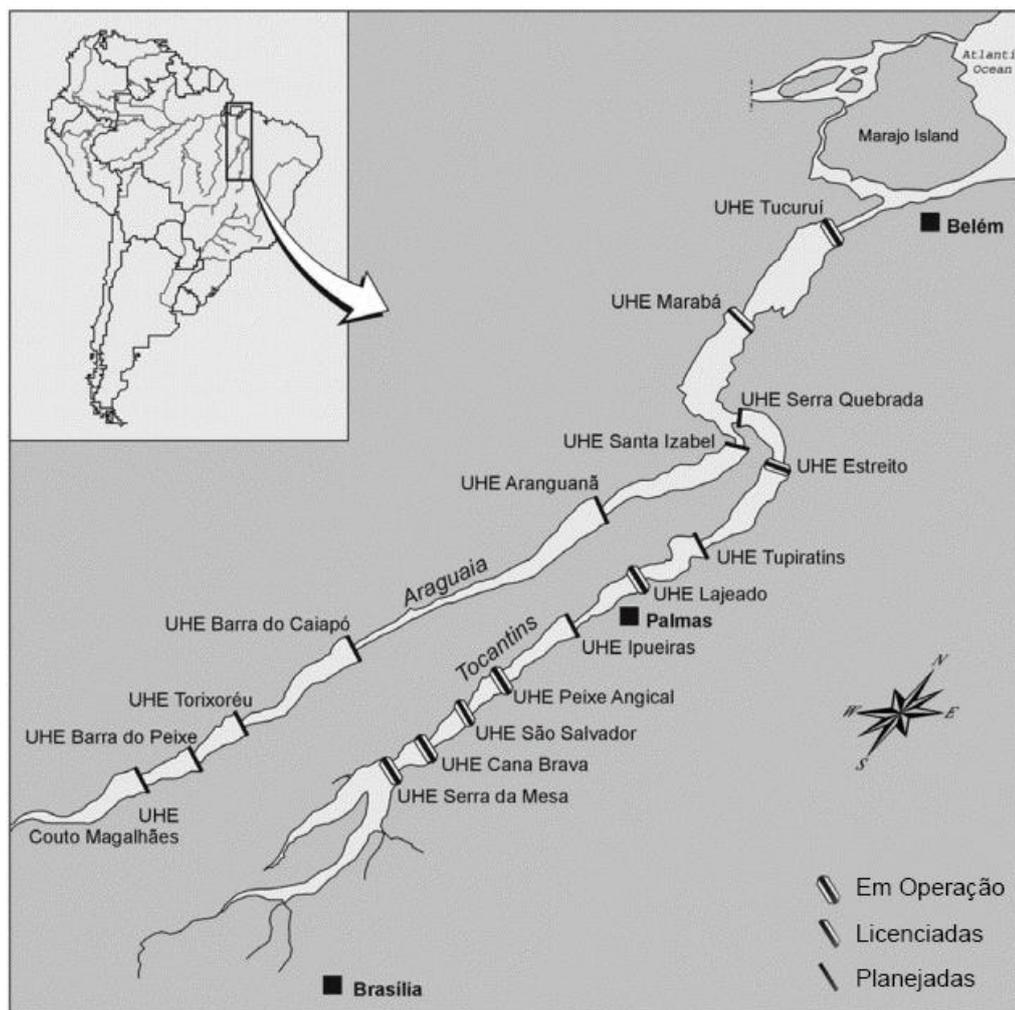


Figura 1.4 - Representação de usinas em cascata ao longo da bacia Araguaia- Tocantins  
 Fonte: Imagem da internet ([www.museu-goeldi.br](http://www.museu-goeldi.br))

Bello (2019) aponta que devido à incerteza das afluições futuras e a disposição das usinas hidroelétricas em cascatas, o que faz a operação de uma usina interferir nas usinas a jusante, a tomada de decisão deve ser realizada em função das consequências do futuro desta decisão, o conhecido dilema da decisão da operação exemplificado na Figura 1.5.

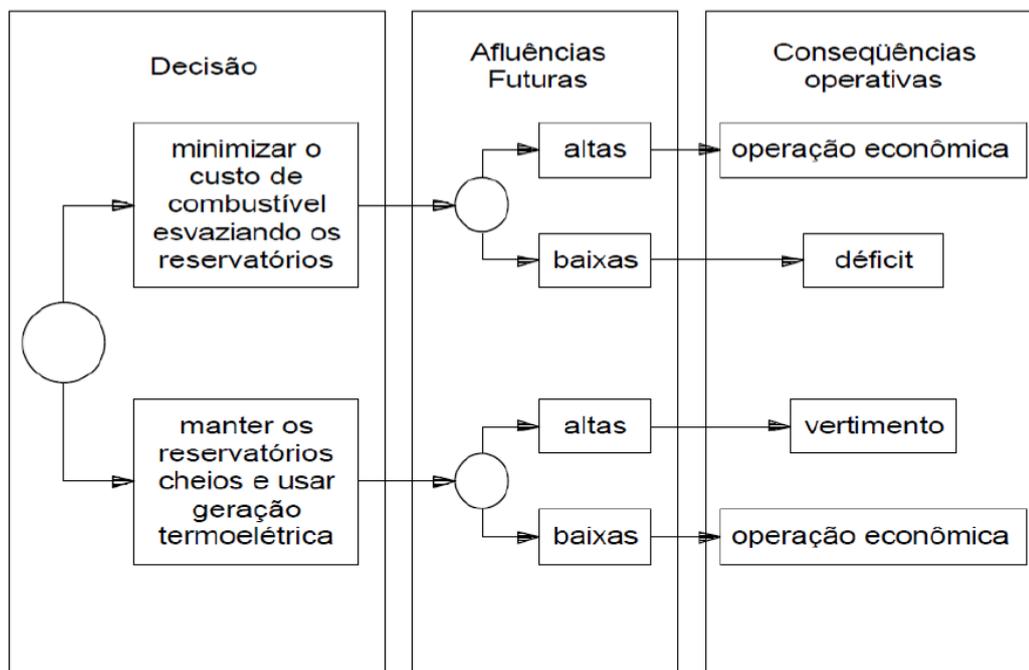


Figura 1.5. O dilema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos  
Fonte: Belo (2019)

O incremento de novas fontes traz alternativas para suprir a demanda crescente por energia aproxima a geração dos centros consumidores, mas por serem fontes não despacháveis tem impacto na geração hídrica que precisam ser observados.

Kong *et al.* (2020) afirma que, com o rápido desenvolvimento da tecnologia eólica e solar, as fontes de energia renovável não despachável desempenham um papel muito importante na produção de energia de muitos países, inclusive no Brasil. E que as hidrelétricas com sua capacidade de armazenamento, flexibilidade e controlabilidade, atuam para garantir a segurança do sistema. Uma fração significativa da capacidade das unidades hidrelétricas serve como reserva operacional para atender às frequentes flutuações do sistema de energia.

Desta forma, usinas como a UHE Tucuruí, que tem largos reservatórios, têm sido responsáveis por amortecer as grandes flutuações de potência destas fontes não despacháveis. O elevado número de partidas e paradas diárias das unidades geradoras tem reduzido consideravelmente a vida útil dos ativos de geração, que não foram projetados para este fim.

Ocorrências como essa são mais frequentes nas operações do despacho de curto prazo, onde muitas vezes o operador não dispõe de ferramentas que lhe auxiliem a decidir a melhor forma de despachar a usina de forma otimizada, a fim de,

eficazmente, aproveitar as faixas de máximo rendimento das unidades geradoras proporcionando economia de água, equipamentos e gerando receita.

A gestão otimizada do despacho de curto prazo tem sua importância no cenário econômico e social, uma vez que, o SIN já passou por momentos de racionamento de energia no país como o ocorrido em 2001. Estudos nessa área vêm se desenvolvendo ao longo dos anos, mas ainda existem lacunas que precisam ser preenchidas, para possibilitar processos mais sustentáveis economicamente.

Neste contexto, esse trabalho faz uma investigação no processo de despacho de curto prazo, horizonte de um dia, para uma usina hidrelétrica de grande porte que faz parte do sistema interligado nacional (SIN). Foi utilizado como base e estudo de caso a usina hidrelétrica de Tucuruí, onde foram mapeados os dados geração, hidrologia e do número de partidas e paradas da instalação, bem como a influência nos custos associados ao número de solicitações de intervenções. E tem como objetivo propor uma estratégia para minimizar o número de partidas e paradas, utilizando a mudança dos pontos de operação das unidades geradoras na curva de colina, observando os pontos de altura de queda, potência e rendimentos possíveis de atender a demanda do sistema, sem que haja a necessidade de sucessivas partidas e paradas.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo Geral**

Apresentar uma estratégia para reduzir o número de partidas e paradas no processo de operação de curto prazo, horizonte de um dia, em uma usina hidrelétrica que faz parte do Sistema Interligado Nacional e conseqüentemente os custos relacionados.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Revisar literaturas relevantes e atuais sobre o sistema elétrico brasileiro, a operação de curto prazo na programação diária de geração e os custos associados;
- Analisar o modelo de operação, programação diária de geração, o reflexo nas partidas e paradas e histórico de manutenção da UHE Tucuruí;
- Definir uma estratégia para minimizar o número de partidas e paradas das unidades geradoras;

- Avaliar a eficiência da estratégia na redução de partidas e paradas das unidades geradoras da UHE Tucuruí.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1 O Setor Elétrico Brasileiro

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com características únicas, predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (ONS, 2022).

A organização institucional, descrita na Figura 2.1 (ONS, 2022), traz o Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE, responsável pelas políticas energéticas, o Ministério de Minas e Energia - MME na implementação das políticas energéticas, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tratando da segurança do suprimento e a Empresa de pesquisa Energética – EPE nos planejamentos de expansão. Os órgãos regulamentadores do sistema são compostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Agência Nacional de Águas – ANA, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível – ANP e o Operador Nacional do Sistema – ONS. Ainda temos a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o país e os Agentes Associados - geração, transmissão, distribuição, comercialização de energia, consumidores livres, importador/exportador de energia.

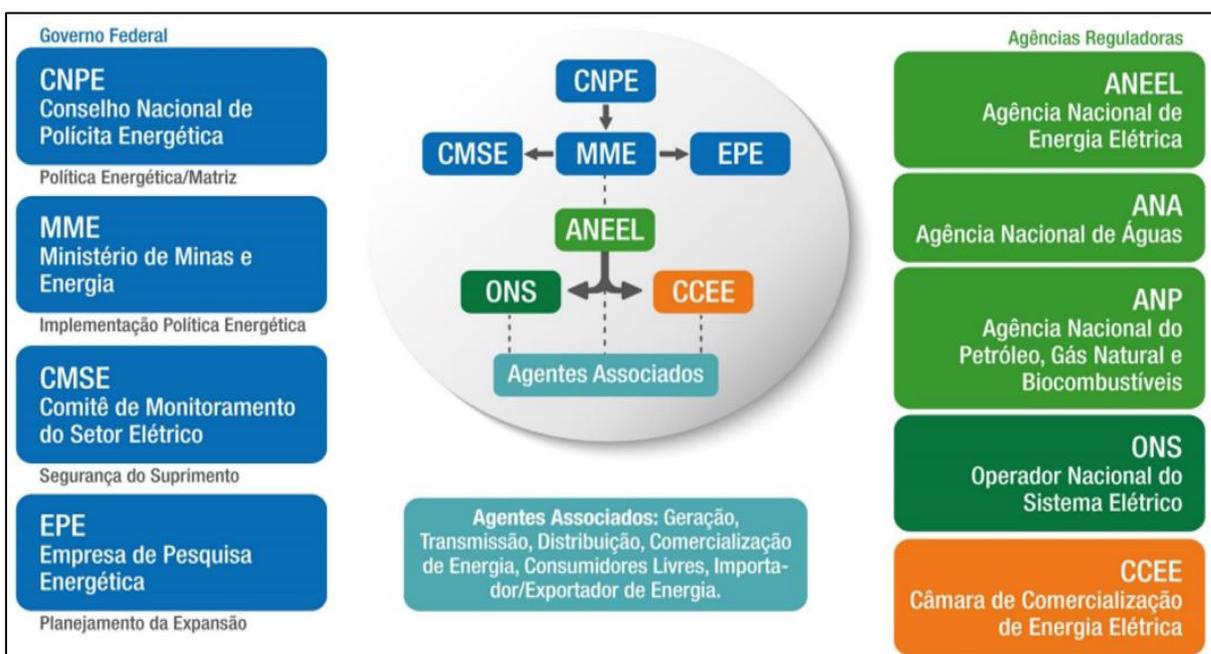


Figura 2.1 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: ONS (2022)

### 2.1.1 O sistema interligado Nacional - SIN

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas - Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias (SILVA FILHO, 2003). O SIN contempla, ainda, importações e exportações com países vizinhos. A Figura 2.2 (MME, 2022 e ONS, 2023) ilustra a integração eletroenergética do País. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

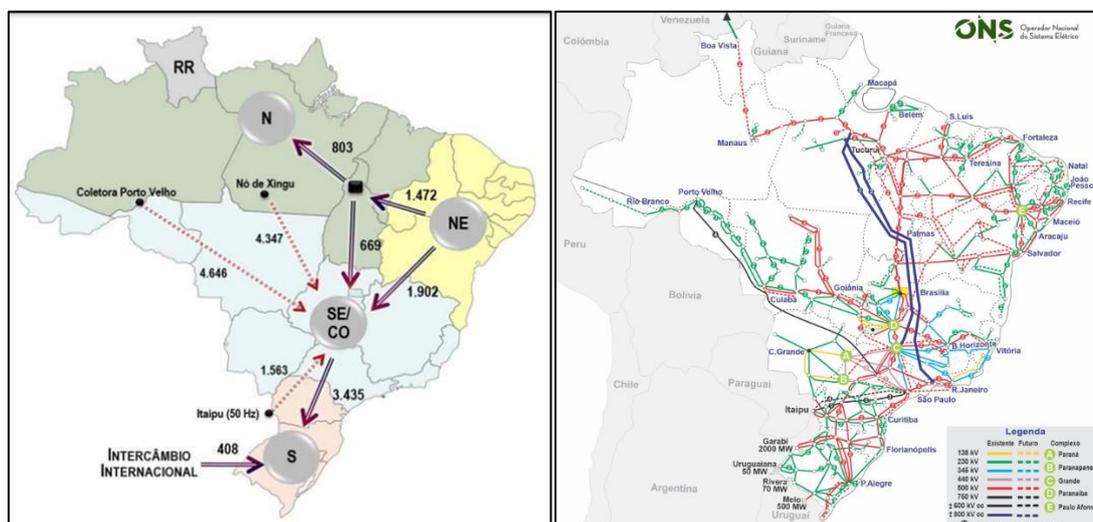


Figura 2.2 - Mapa do SIN  
Fonte: MME (2022) e ONS (2023)

Segundo dados do Plano da Operação Energética 2021/2025 - PEN 2021 e retratado na Figura 2.3 (ONS/PEN 2021) abaixo, a capacidade instalada no SIN ao final de 2020 totalizava 166 GW, dos quais 101,9 GW (61,4%) são de usinas hidroelétricas; 23,7 GW (14,3%) são de usinas termelétricas convencionais e nucleares e cerca de 40 GW (24,3%) são de PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares. Estima-se que, ao final de 2025, a capacidade instalada no SIN totalizará 186 GW, com um incremento de aproximadamente 5 GW nas usinas termoelétricas convencionais e nucleares, passando a 28,9 GW; é de cerca de 15 GW nas PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares, perfazendo um total de 55 GW.

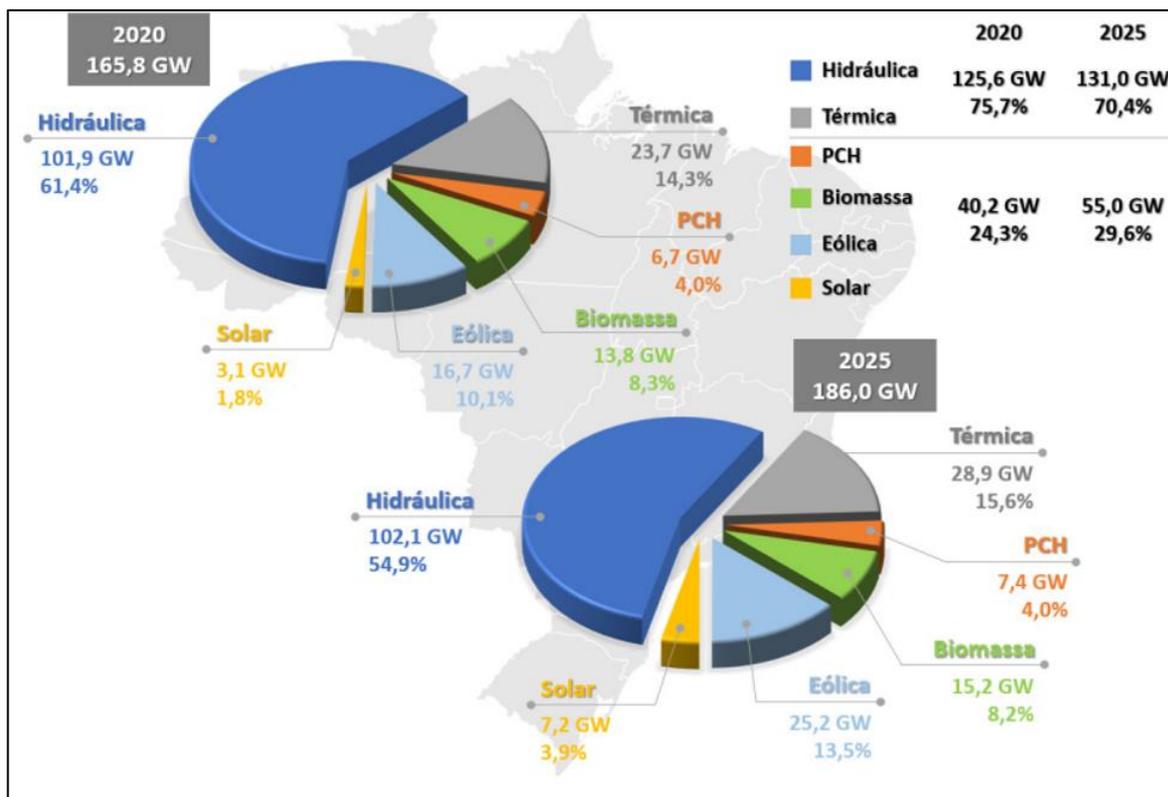


Figura 2.3 - Capacidade instalada no SIN em 2020 a 2025

Fonte: ONS/PEN (2021)

De acordo com dados do ONS (2021), nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

As usinas hidrelétricas constituintes do SIN, várias delas com grandes reservatórios de regularização anual ou plurianual, estão dispostas em cascata, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país; consequentemente, a operação de uma usina afeta a produção das outras usinas a jusante, o que proporciona uma interdependência. O planejamento e a operação otimizada do SIN se tornam, então, complexos e de grande porte.

Vale ainda comentar que embora a hidroeletricidade continue sendo predominante, há uma expansão pouco expressiva associada a usinas com reservatório de regularização. Esse fato se deve às restrições de ordem ambiental, com requisitos de ações mitigadoras cada vez mais rigorosos, o que acaba por inviabilizar a construção de reservatórios de regularização. Outro fator é a inviabilidade econômica de formação de grandes reservatórios em regiões como a Amazônia, por exemplo, caracterizada por potenciais hidroelétricos de baixa queda e altas vazões no período chuvoso, o que exigiria investimentos antieconômicos para o represamento das vazões nas estações úmidas. Essas constatações fortalecem ainda mais a ideia de um despacho de carga otimizado em todas as etapas do processo.

### **2.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**

Como mencionado anteriormente o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. É composto por membros associados e membros participantes, que são as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Também participam o Ministério de Minas e Energia (MME) e representantes dos Conselhos de Consumidores. Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004.

O despacho de carga no Brasil é centralizado na Figura do ONS, o que torna possível um melhor aproveitamento dos benefícios da diversidade da matriz energética. Por exemplo, no caso da energia hídrica, ajustes na distribuição da energia à sazonalidade das chuvas. Afinal, em um país das dimensões do Brasil, os períodos de chuva, fundamentais para abastecer os reservatórios das hidrelétricas, variam de acordo com a região. Além de evitar conflitos de interesse entre agentes com usinas em uma mesma cascata.

Kleina (2012) enfatiza que o despacho centralizado pode ser inadequado para sistemas de grande porte, pois o agente de coordenação, no Brasil o ONS, pode não possuir todas as informações locais disponíveis aos agentes, como peculiaridades de equipamentos em condições reais de operação.

Apesar destes fatores, tudo indica que o sistema nacional deve continuar centralizado. O desafio passa a ser determinar abordagens à modelagem do sistema que permitam minimizar as desvantagens advindas da operação centralizada.

### **2.1.3 Centros de Operação**

Os centros de controle supervisionam e controlam a Geração, a Transmissão e a Distribuição de energia, assim como monitoram o comportamento da carga dos consumidores.

Os procedimentos de rede do ONS em seu glossário (ONS, 2021), define que o Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS é o centro de operação de mais alto nível hierárquico do ONS, que atua diretamente sobre os demais centros de operação do ONS e é responsável pela coordenação, supervisão e controle da Rede de Operação, das interligações internacionais e do despacho de geração das usinas submetidas ao despacho centralizado, bem como pelo comando e execução do despacho das usinas sob CAG - Controle Automático de Geração, dos CAT- Controle Automático de Tensão e dos ECS - Esquema de Controle de Segurança.

Os Centros de Operação do Sistema Regionais – COSR, são centros de operação de propriedade do ONS, responsáveis pela coordenação, supervisão e controle da Rede de Operação Regional, pela supervisão e controle do despacho de geração das usinas submetidas ao despacho centralizado e Rede de Operação Sistêmica, bem como pelo comando e execução do despacho das usinas sob CAG, dos CAT e dos ECS, nas instalações de sua área de atuação, definidas pelo ONS.

O escritório central fica no Rio de Janeiro e há representantes do ONS em Recife, Brasília e Florianópolis, conforme ilustra a Figura 2.4 (ONS, 2021).



Figura 2.4 - Centro de Controle do CNOS e Centros Regionais de Operação.  
Fonte: ONS (2021)

Cabe aos centros regionais informar aos agentes de operação com os quais se relacionam toda e qualquer situação operativa que venha a interferir na operação das instalações; os desvios das condições atuais registradas no sistema de supervisão, caso as ações ainda não estejam sendo tomadas pelos agentes de operação; e o retorno às condições normais de operação após contingências ou emergências na Rede de Operação.

A atuação do ONS abrange:

- A Ampliação e Reforço da Rede;
- O Planejamento da Operação Energética;
- Integração de Novas Instalações;
- A Programação da Operação Eletroenergética;
- Administração da Transmissão;
- A Operação do Sistema;
- A Avaliação da Operação.

Essa investigação cai se concentrar na Programação da Operação Eletroenergética e na Operação do Sistema, especificamente nas que culminam com a operação de curto prazo de execução diária.

### 2.1.4 Os Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede são elaborados pelo ONS com participação dos agentes e homologado pela ANEEL e tem como objetivo estabelecer as responsabilidades do ONS e dos agentes envolvidos, os produtos, os prazos e as etapas referentes aos processos de Operação do sistema e das instalações da Rede de Operação, compreendendo a definição da hierarquia e do relacionamento operacional.

No ano de 2020 os procedimentos de rede foram reestruturados para uma melhor divisão entre os macroprocessos relacionados ao SIN. Os procedimentos de rede, que antes eram formados por 26 módulos, agora estão divididos em nove módulos e estes em submódulos. Os módulos atualmente vigentes estão descritos na Tabela 2.1 abaixo (ONS, 2020).

Tabela 2.1 - Visualização geral dos módulos dos Procedimentos de Rede  
Fonte: ONS (2020)

MÓDULO	DESCRIÇÃO
1	Relacionamento com agentes
2	Critérios e requisitos
3	Planejamento da operação
4	Programação da operação
5	Operação do sistema
6	Avaliação da operação
7	Integração de instalações
8	Administração dos contratos e contabilização financeira
9	Indicadores

De modo geral, os procedimentos de rede são a forma de relacionamentos entre o ONS e os agentes.

### 2.1.5 Programação da Operação

De acordo com as informações disponíveis no próprio site do ONS, a Programação da Operação Eletroenergética é onde se desenvolve a avaliação de curto prazo das condições de suprimento. Na programação diária da operação, são

estabelecidos os despachos de geração, intercâmbios e intervenções previstas nos equipamentos do sistema para o dia seguinte.

A Operação do Sistema pode ser subdividida em: pré-operação, operação em tempo real e pós-operação como exemplificado na Tabela 2.2 (ONS, 2020) abaixo.

Tabela 2.2 - Subdivisão da operação do sistema dentro do ONS.  
Fonte: ONS (2020)

PRÉ-OPERAÇÃO	Consolidar a programação eletroenergética diária com a inclusão de modificações no programa de intervenções, nas restrições operativas das instalações de geração e transmissão, na previsão de carga, nas condições previstas para a operação dos reservatórios e na programação do Controle Automático de Geração – CAG.
OPERAÇÃO EM TEMPO REAL	Tem por objetivo coordenar, supervisionar e controlar o funcionamento operacional da Rede de Operação, a operação normal do sistema de transmissão e em situações de contingência na rede, e o funcionamento das instalações do SIN.
PÓS-OPERAÇÃO	Completam a cadeia da Operação do Sistema com a apuração dos dados da operação realizada, a análise das ocorrências e perturbações, assim como a divulgação dos resultados para os agentes do setor, os órgãos governamentais, normativos, fiscalizadores e para a sociedade.

A Programação Diária da Operação está fundamentada no módulo 4 dos Procedimentos de Rede em seu item 4.5, destacado abaixo.

#### Módulo 4 - Programação da Operação

- 4.1 - Planejamento da operação elétrica com horizonte mensal
- 4.2 - Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação
- 4.3 - Programação mensal da operação energética
- 4.4 - Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética
- 4.5 - Programação Diária da Operação
- 4.6 - Análise e tratamento dos dados hidroenergéticos e previsão e geração de cenários de vazões

- 4.7 - Atualização de informações sobre restrições hidráulicas dos aproveitamentos hidroelétricos
- 4.8 - Acompanhamento e previsão meteorológica e climática

A programação diária da operação eletroenergética leva em consideração tanto os aspectos sistêmicos, que são de responsabilidade do ONS, sobretudo em função da forte interdependência entre a geração e a transmissão, quanto os aspectos legais e locais, que são influenciados pelas características e restrições de instalações e equipamentos de propriedade e responsabilidade dos agentes envolvidos. O processo de programação diária da operação eletroenergética é participativo e interativo, ou seja, tem participação ativa dos envolvidos.

As etapas abrangem a coleta de dados, onde cada agente tem definido dentro do procedimento de rede quais dados deve informar, análise das condições de atendimento a demanda de carga, processamentos dos modelos de curtíssimo prazo em simuladores próprios, os planos de contingência, a validação e, por fim, a disponibilização das propostas para os agentes envolvidos.

Após a consolidação da programação de geração, o ONS elabora o Programa Diário da Operação (PDO), composto pelo Programa Diário de Produção (PDP), o Programa Diário de Intervenções (PDI), Programa Diário de Defluências (PDD), Programa Diário de Carga e Frequência (PDCF), Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas (RDE), Informações Meteorológicas (INFMET) e Validação Elétrica da Programação Energética. São esses os produtos que os agentes envolvidos recebem.

É importante ressaltar que como a operação acontece em um sistema muito dinâmico, durante a operação em tempo real, as condições operativas do sistema podem sofrer desvios em relação aos valores programados. O ONS analisa as variações ocorridas em relação aos valores programados de geração e intercâmbio, bem como as ocorrências nas usinas e no sistema de transmissão que impliquem restrições com consequências nas gerações e nos intercâmbios dos dias a serem programados.

Tanto a operação tempo real do ONS, através de seu centro regional, como a operação tempo real das instalações estão em contato permanentemente para que as mudanças no sistema sejam tratadas de imediato e os ajustes no sistema sejam realizados de forma rápida e segura.

## 2.2 Operação de Usinas Hidrelétricas

Uma usina hidrelétrica é, em um conceito bem simples, o conjunto de obras e equipamentos, cuja finalidade é a geração de energia elétrica resultante do aproveitamento de quedas d'água existentes em rio, podendo ser com ou sem reservatório de regulação (PASSOS, 2011).

Nas usinas com reservatório ocorre a regularização do rio, ou seja, durante os períodos de cheia, além do fluxo da água utilizada para a produção de energia, ocorre acúmulo de água no reservatório. Durante os períodos secos, a água acumulada, além da decorrente do fluxo natural, é utilizada para gerar energia. Por isso, usinas com reservatórios de regularização têm como característica importante o fato que a produção de energia é mais constante. Nas usinas a fio d'água o reservatório tem dimensão reduzida, insuficiente para permitir a regularização do rio, ou seja, a produção de energia é inconstante dependendo da variação da vazão do rio. Nos períodos de cheia a usina produz muita energia e nos períodos de seca a produção é bastante reduzida ou até inexistente. Toda a água que chega na usina é utilizada para produção de energia, sem haver acumulação nos períodos de cheia, pois o reservatório não tem capacidade de acúmulo.

Nessa investigação vamos enfatizar as usinas com reservatório como é o caso da UHE Tucuruí.

O processo de geração de energia em hidrelétricas baseia-se na transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica. A energia potencial hidráulica é obtida a partir do armazenamento da água em reservatórios ou lagos através da construção de uma obra de represamento, ou a partir de uma queda d'água natural. No caso de um reservatório a água é conduzida sob pressão, através dos condutos forçados até o conjunto de turbinas da usina (casa de força). Na casa de força a água é utilizada para girar as pás das turbinas. As etapas do processo são representadas na Figura 2.5 abaixo (ELETRONORTE, 2011):

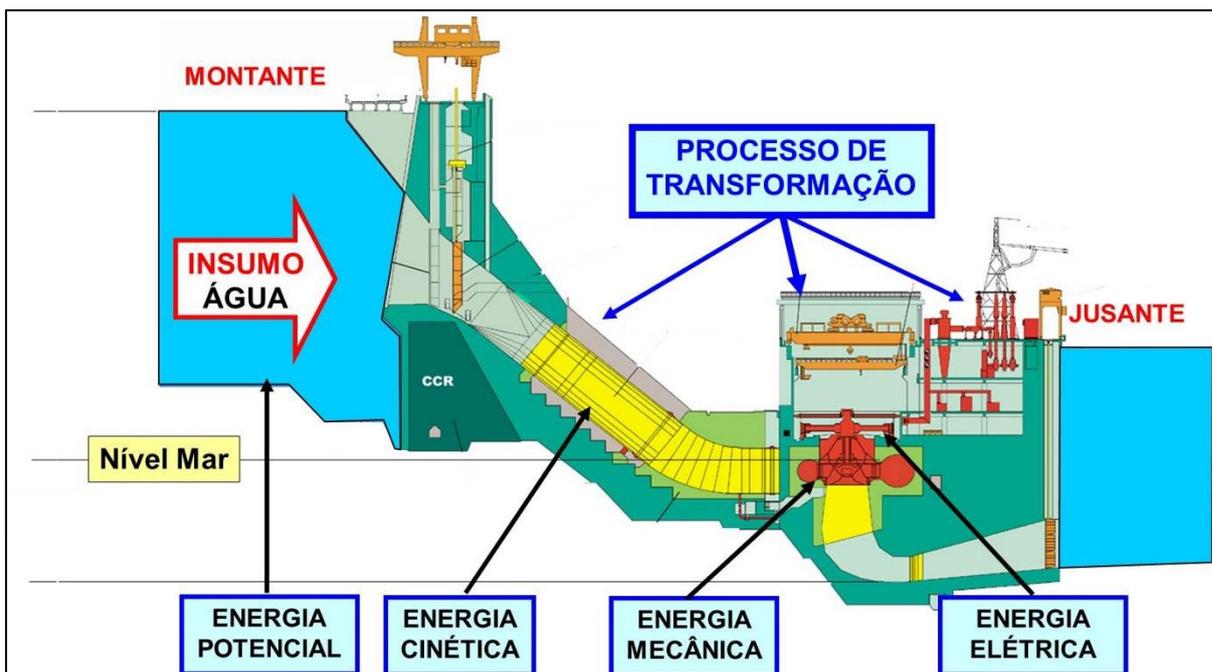


Figura 2.5 - Esquema simplificado do funcionamento de uma usina hidrelétrica.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte (2011)

A potência gerada é o resultado da produtividade específica da usina pela vazão turbinada e pela diferença entre o nível d'água no reservatório e o nível no canal de fuga, descontadas as perdas de carga.

### 2.2.1 Potência hidráulica

A potência gerada numa usina hidrelétrica é uma função da vazão turbinada e da altura de queda, que por sua vez, é uma função não-linear do volume armazenado e da vazão defluente. Dado que a transformação da potência hidráulica em mecânica depende da eficiência da turbina. A conversão da potência mecânica em elétrica, é realizada no gerador acoplado ao eixo da turbina e depende do rendimento do gerador. Assim, a potência produzida por uma unidade geradora ( $j$ ) será representada pela Equação 2.1 levando em consideração o rendimento total do conjunto turbina-gerador (FURTADO, 2013):

$$P_j = \rho \cdot q_j \cdot g \cdot h_l \cdot \eta \quad (2.1)$$

Onde:

$P_j$  – potência produzida pela unidade geradora [W]

$g$  - aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ];

- $h_l$  - altura de queda líquida [m];  
 $q_j$  - vazão turbinada na unidade geradora [ $m^3/s$ ];  
 $\rho$  - é a massa específica da água [ $kg/m^3$ ];  
 $\eta$  - rendimento do conjunto turbina-gerador [%].

No processo de condução da água do reservatório até as turbinas, existe uma perda hidráulica denominada  $h_p$ . Essa perda depende do layout da tubulação e do material utilizado (MAKOTO, 2012). As perdas hidráulicas serão representadas como uma perda na altura de queda e modelada através de funções quadráticas dependentes da vazão turbinada, da seguinte maneira:

$$h_p = k_p \cdot q^2 \quad (2.2)$$

Onde:

$h_p$  - perda hidráulica [m]

$k_p$  - coeficiente de perda hidráulica do sistema de adução [ $s^2/m^5$ ]

$q$  - vazão turbinada [ $m^3/s$ ]

Logo a queda líquida ( $h_l$ ) é dada pela Equação 2.3, na qual a altura de queda bruta ( $h_b$ ) é dado pelo nível de montante menos o nível de jusante em metros.

$$h_l = h_b - h_p \text{ [m]} \quad (2.3)$$

Ainda, de acordo com Furtado (2013), algumas das perdas que envolvem o processo de geração de uma usina hidrelétrica estão relacionadas com a elevação no nível de jusante, atrito nas paredes internas do sistema de adução e operação fora do ponto de rendimento máximo. Todas essas perdas podem passar despercebidas quando o único objetivo é atender a demanda do sistema.

### 2.2.2 Curvas de colina e seu uso na operação

A curva de colina descreve o desempenho da turbina e seu campo básico de atuação, sendo obtida normalmente em ensaios de recepção. É uma ferramenta fundamental para o controle da unidade geradora. Trata-se de um diagrama que

proporciona visualizar a relação entre múltiplos parâmetros, como a eficiência, altura de queda, vazão turbinada, potência gerada e outros.

A Figura 2.7 ilustra, a curva da colina das unidades geradoras da casa de força 2 da UHE Tucuruí, onde para cada altura de queda líquida (eixo x) corresponde a um valor de potência da turbina (eixo y) com um determinado rendimento.

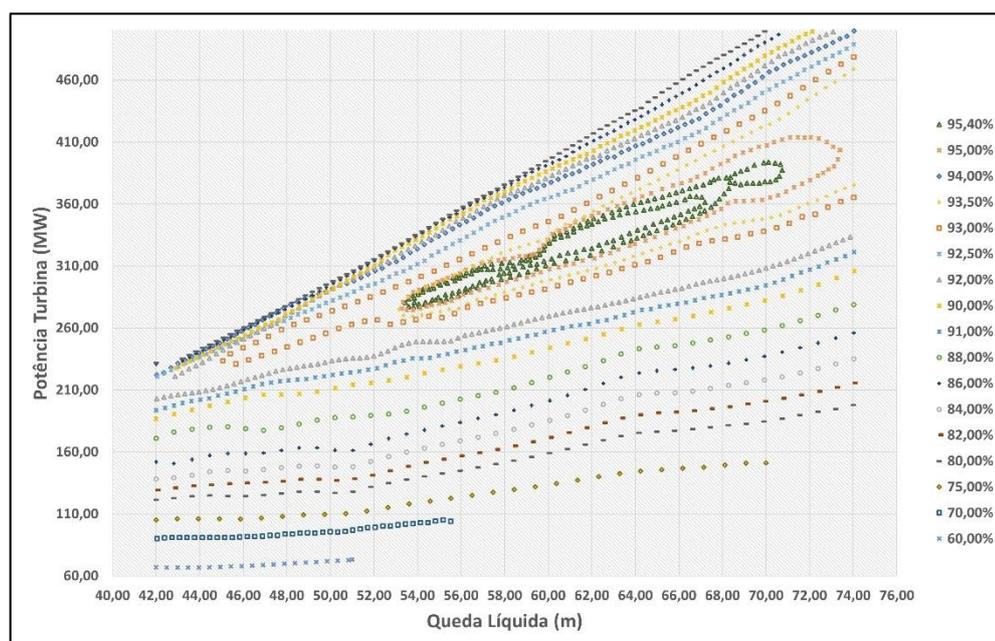


Figura 2.6 – Curva da colina das unidades geradoras da casa de força 2 da UHE Tucuruí  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte adaptado

Dado que a queda e a potência variam entre determinados limites, o campo de operação abrange uma área da colina. Desta forma, o valor do rendimento da turbina diminui à medida que o ponto de operação se distancia do ponto de máximo rendimento (SILVA FILHO, 2003).

### 2.3 Planejamento da operação de curto prazo

O planejamento da operação de sistemas de energia hidrelétrica, levando em consideração a disponibilidade de água e as restrições físicas e operacionais existentes, visa maximizar o valor da produção hidrelétrica total no horizonte de tempo considerado. Essa prática assume uma importância cada vez maior para as empresas elétricas, pelo impacto econômico que pode significar, sendo vital para otimização do sistema.

Para Bello (2019), a modelagem matemática do planejamento da operação conduz a um problema de grande porte e de características não lineares, não convexa,

diferencial e estocástica – esta última devido à incerteza relacionada as afluições hidrológicas – sendo assim um problema robusto e de difícil solução. Devido às características naturais, resultado do elevado número de reservatórios e predominância hidroelétrica do sistema, costuma-se decompor o problema em etapas temporais de médio, curto e curtíssimo prazo de planejamento da operação. Nesta pesquisa abordaremos o planejamento de curto prazo para horizonte de 1 dia.

De acordo com Gomes (2018), o estudo sobre despacho ótimo da geração de curto prazo em sistemas hidrelétricos não possui uma abordagem unificada, já sendo previamente abordado em vários trabalhos presentes na literatura nacional e internacional. Os estudos variam de acordo com o tipo de sistema, detalhamento da modelagem e a estratégia de solução adotada

Para Kong *et al.* (2020) o problema da Programação de Hidrelétrica de Curto Prazo (short-term hydro scheduling - STHS) concentra-se em buscar as programações mais econômicas entre as unidades geradoras para atender a demanda de carga enquanto satisfaz as restrições físicas e operacionais do sistema. Os custos mais significativos com um impacto real no STHS são os custos de arranque e encerramento das unidades. Uma vez que tanto a partida quanto a parada das unidades têm uma influência negativa nos custos de manutenção e na vida útil de uma máquina. O STHS econômico exige uma consideração de redução do número de partidas e paradas das unidades. Ainda, faz uma demonstração ampla dos principais métodos utilizados em estudos desde 2000. E afirma que a maioria dos métodos de otimização podem ser geralmente divididos em dois grupos principais - métodos exatos e métodos heurísticos.

Hammid *et al.* (2020) fazem uma análise em 96 artigos relevantes sobre a programação ótima de geração de unidades hidrelétricas, com um levantamento completo da execução de métodos de otimização mais comuns para programações de curto, médio e longo prazo. Dentro da abordagem para o despacho de curto prazo, alguns métodos citados no artigo são formulações com base no tempo de espera da água, dependência da queda com regiões intermitentes e liberação da água, redução do consumo de água dos reservatórios. Outras simulações levam em conta a solução de subproblemas como o comprometimento das unidades geradoras e o despacho econômico, focando os valores de mercado da energia na sua produção em relação a escolhas operativas.

Su *et al.* (2020) diz que a programação de sistema hidrelétrico a curto prazo é um problema desafiador devido à solução complexa da função objetivo e à consideração das restrições da rede, do reservatório e da unidade. E afirma ainda que a maioria dos estudos resolve diretamente a função objetivo de redução de pico e raramente analisa as características de pico-vale da curva de carga, às vezes levando à falha de convergência. Em seu estudo ele aborda a aplicação do método Programação Linear Inteira Mista (PLIM), usada para determinar o despacho ótimo das unidades geradoras das usinas hidrelétricas (com modelagem individualizada) para cada período definido no planejamento. A modelagem também respeita uma série de aspectos tais como, limites operacionais de vazão, queda líquida e potência da unidade geradora, capacidade de vertimento da usina, limites de cota de jusante e montante, perdas de carga no circuito hidráulico e rendimento da turbina e gerador.

Li *et al.* (2020) afirmam que a operação ótima de uma usina hidrelétrica é gerar carga com muitas restrições, para muitos propósitos e organizar racionalmente a distribuição de carga das unidades, o que não é uma tarefa simples. Eles utilizam o método de taxa de microincremento igual e Programação Dinâmica (PD), fazendo um estudo de caso em uma usina apresentando resultados satisfatórios no que diz respeito a otimização do despacho de curto prazo voltado para redução do consumo de água durante a geração de energia e que podem ser replicados em outras usinas com o mesmo perfil.

Entre os vários estudos realizados para otimização de geração de curto prazo, presume-se que os cronogramas mais econômicos são o uso eficiente da água e a minimização de partidas e paradas de unidades.

## **2.4 Receita e Custos operacionais em hidrelétricas**

### **2.4.1 Principal receita das UHEs com despacho centralizado**

De forma geral as usinas com despacho centralizado, são remuneradas com base na sua garantia física ou também chamada de energia assegurada. Esse bloco de energia é definido pela EPE como a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido (EPE, 2021). No caso das hidrelétricas, também indica sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

De acordo com as regras de comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, o MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados a otimização eletroenergética do SIN no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS (CCEE, 2023). Ou seja, devido às dimensões territoriais do Brasil e suas diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, com períodos secos e úmidos não coincidentes, demandam um fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões.

Em linhas gerais a garantia física é o máximo de energia que uma instalação pode negociar em contratos. E o MRE faz as compensações entre as usinas participantes. A metodologia de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração que compõem o SIN, em um dado momento (configuração estática de referência), é definida na Portaria MME nº 101/2016, considerando as premissas apresentadas na Portaria MME nº 43/GM/2022 (MME, 2022). Não é o escopo deste trabalho detalhar tal formulação, mas é importante ressaltar que a garantia física afeta diretamente a receita das instalações hidrelétricas.

#### **2.4.2 Custos de Operação e Manutenção**

Estimar custos operacionais em usinas hidrelétricas é uma tarefa que exige muito estudo e um vasto banco de dados que, muitas vezes, não estão disponíveis para a comunidade acadêmica. Por se tratar de informações sensíveis das organizações a divulgação e tratamento desses dados depende da disponibilidade das empresas e das legislações vigentes internas e externas às quais estão submetidas.

O que apontam os estudos realizados sobre esse tema, é que, os custos operacionais de uma usina hidrelétrica estão diretamente ligados à operação e manutenção (O&M) dos seus ativos, como citado por Kumar e Saini (2022). Tais custos de O&M englobam - custos com empregados, custos de reparo e manutenção, custos administrativos e gerais. Sugere ainda que, o custo anual de O&M de uma instalação pode variar de 1% a 4% do valor investido no empreendimento por kW. Porém há uma dificuldade em estimar os custos de O&M de uma hidrelétrica nesse modelo, pois as usinas antigas podem ter custos de instalação mais baixos, mas podem exigir maior manutenção, dado que, cada usina hidrelétrica é única devido ao

seu tamanho, localização, idade, configuração, finalidade, ambiente, equipamentos e vários outros fatores. Todos esses aspectos podem influenciar nos custos de O&M.

### **2.4.3 Partida e parada em hidrelétricas**

O processo de partidas e paradas de uma unidade geradora, em usinas hidrelétricas, envolve diversas etapas onde uma série de equipamentos e seus auxiliares devem estar em plenas condições para que haja uma partida segura, ou seja, algumas pré-condições devem estar satisfeitas. Sem elas as proteções da unidade geradora impedem a partida até que todas essas premissas estejam satisfeitas. São algumas dessas precondições -

- comporta aberta;
- palhetas do distribuidor fechadas;
- disjuntor de grupo aberto;
- bloqueios hidráulicos, elétricos e mecânicos não atuados;
- disjuntor de campo aberto;
- aterramento do gerador aberto, entre outros.

Vamos descrever a partida com sincronismo, sequência ilustrada na Figura 2.7, de uma unidade geradora da UHE Tucuruí, mas que pode ser similar a grande maioria das unidades geradoras com turbina Francis. Todavia, não se pode esquecer que cada instalação é única e com particularidades distintas o que pode modificar algumas etapas ou ajustes no processo de partida e parada das unidades geradoras.

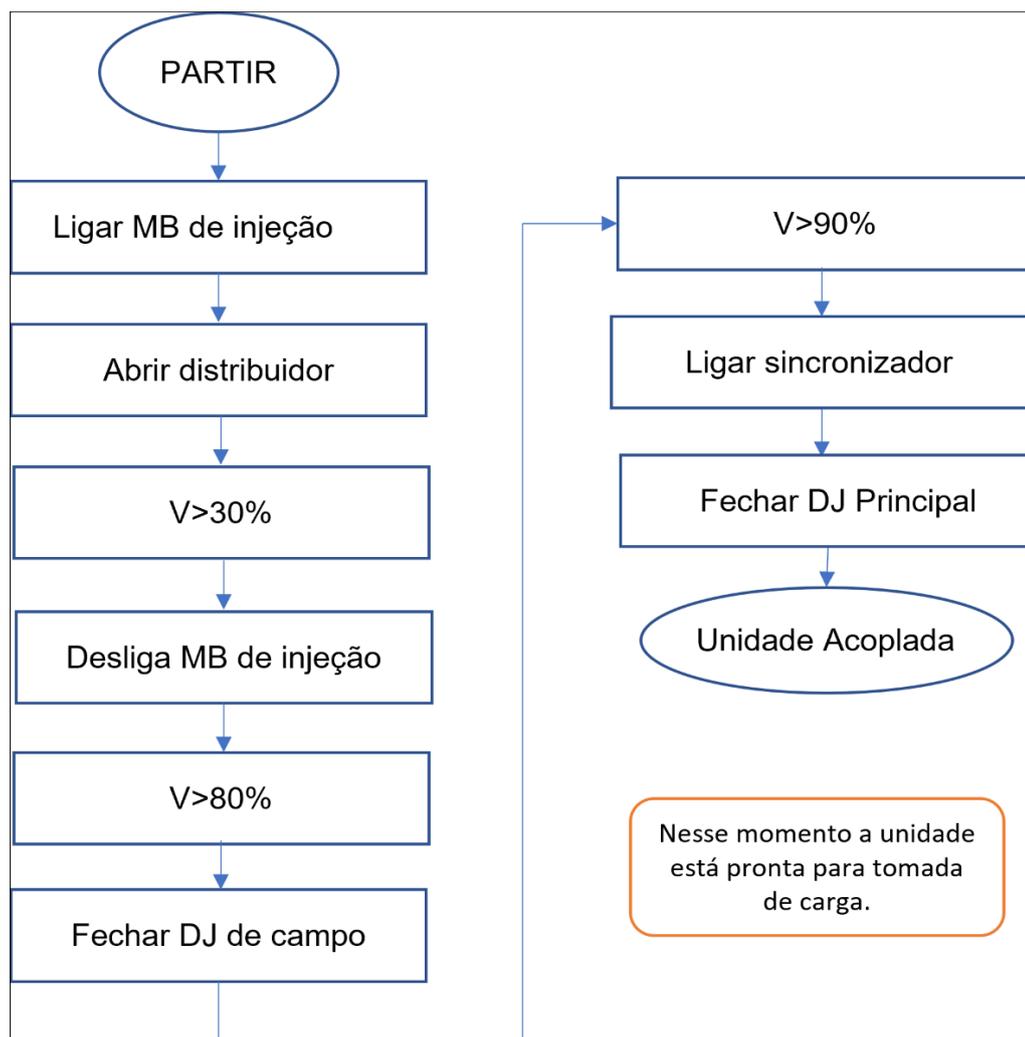


Figura 2.7 - Esquema simplificado do processo de partida de uma unidade geradora  
 Fonte: Elaborado pela autora com base nos manuais dos sistemas das unidades geradoras da UHE Tucuruí/2022.

O operador da instalação seleciona a unidade geradora que vai ser sincronizada ao sistema. Ao ser acionado o comando de partida é feita uma checagem nos sistemas auxiliares e ligada a motobomba (MB) de alta pressão, que atuará no mancal de escora. Devido ao peso da massa girante e o empuxo hidráulico que incide sobre o Mancal de Escora, é necessário que durante a partida e parada da máquina, seja injetado óleo entre as sapatas e o anel do Mancal de Escora para lubrificá-lo. A injeção de óleo durante a partida é feita pela Motobomba (MB) de alta pressão no comando de partida da unidade geradora, permanecendo até 30% da rotação nominal. Em seguida o regulador de velocidade da unidade é acionado fazendo a abertura do distribuidor, o grupo gerador parte e aumenta sua velocidade (V). Com a velocidade do grupo superior a 80% da nominal há a ordem de excitação

do gerador. Na fase de gerador excitado e velocidade do grupo em 90% da nominal vem a autorização para colocar em serviço o sincronizador sendo as condições de acoplamentos obtidas (velocidade e tensão), detectadas pelo automatismo da central e então ocorre o fechamento do disjuntor (DJ) principal do grupo. O grupo está operando sincronizado na rede e a turbina pode “tomar” carga. Em média, o tempo gasto desde o comando de partida até a unidade a plena carga é de oito a dez minutos.

A parada de uma unidade geradora, assim como sua partida, deve seguir alguns passos para garantir a segurança da instalação e seus equipamentos e do próprio sistema elétrico no qual está conectada.

O processo de parada da unidade e exemplificado na Figura 2.8.

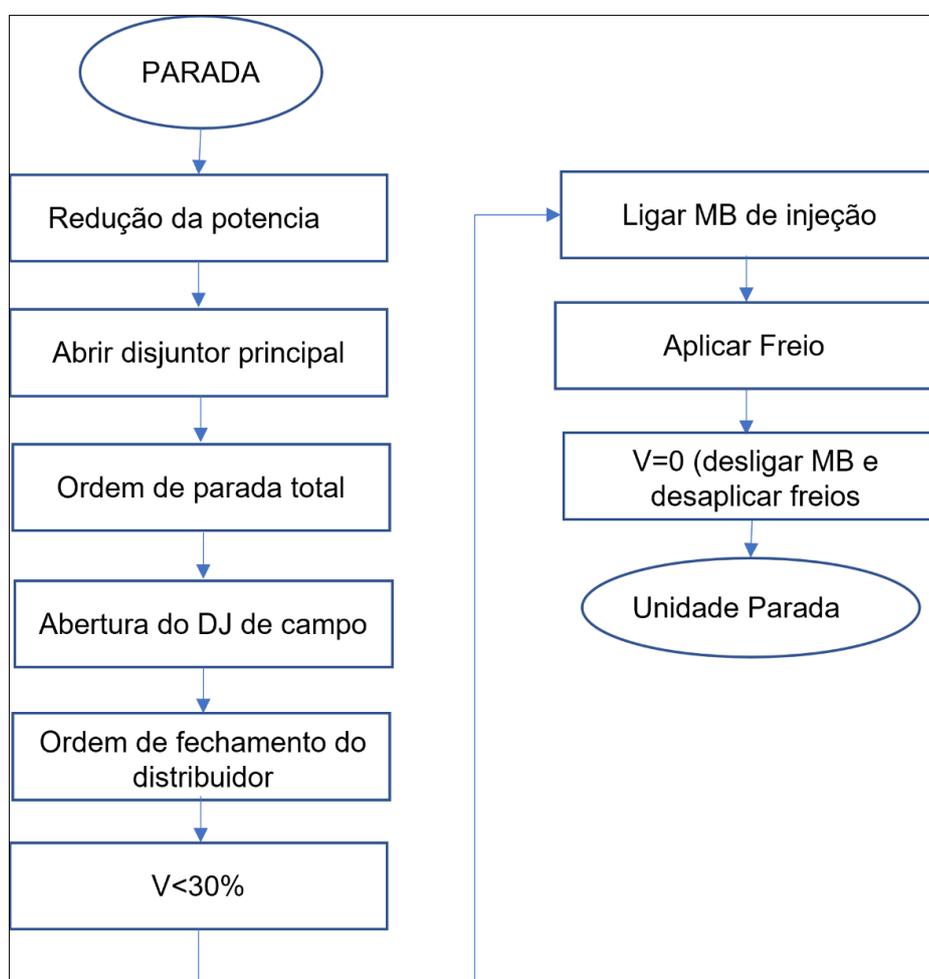


Figura 2.8 - Esquema simplificado do processo de parada de uma unidade geradora  
 Fonte: Elaborado pela autora com base nos manuais dos sistemas das unidades geradoras da UHE Tucuruí/2022.

Por orientação e normativos internos a UHE Tucuruí faz a redução de carga de forma gradual nas unidades geradoras no processo de parada. O operador acessa a unidade a ser parada, reduz a potência em blocos de carga de 100 e 50 MW até próximo do zero. Nesse momento é feita a abertura do Disjuntor Principal e a unidade está desacoplada do sistema na condição de marcha vazio excitada. Após isso é realizado o comando de parada total que vai abrir o disjuntor de campo (desexcitando a unidade) e em seguida o fechamento do distribuidor.

Uma vez fechado o distribuidor, a velocidade (V) da máquina diminui e quando chega a 30% da nominal, detectada pelo regulador de velocidade, liga-se a motobomba (MB) de alta pressão para formação do filme de óleo e logo em seguida é dado comando de aplicação do freio. A injeção de óleo durante a parada permanece até três minutos após a velocidade nula, então a MB é desligada e o freio desaplicado deixando a unidade configurada para “pronto para partir” caso necessário.

Em situações excepcionais a parada da unidade ocorre pela atuação de alguma proteção do grupo, sem que todos os passos descritos acima sejam executados sequencialmente, o que pode causar danos à unidade geradora ou alguma perturbação no SIN.

#### **2.4.4 Custos associados às partidas e paradas em usinas hidrelétricas**

Sendo a geração hídrica uma fonte com maior flexibilidade e capaz de responder rapidamente às demandas de carga do sistema, o seu acionamento tem aumentado e conseqüentemente os ciclos de partidas e paradas das unidades geradoras para preencher as lacunas das fontes intermitentes. De acordo com Savin *et al* (2021) o número de partidas e paradas aumentou significativamente e quase dobrou nos últimos 30 anos.

Essa mudança na forma de operar as usinas hidrelétricas com consecutivas partidas e paradas acendeu um alerta para as conseqüências sofridas pelos equipamentos sujeitos a esse novo modelo. Surgiram questionamentos acerca da aceleração da degradação e redução da vida útil dos equipamentos e sistemas associados ao gerador devido a aceleração dos desgastes mecânicos e elétricos e conseqüentemente elevação do custo de operação.

Dado a importância do tema, algumas metodologias veem sendo utilizadas para se estimar o custo de partidas e paradas de unidades geradoras em usinas hidrelétricas, como as citadas por Savin (2023), Savin *et al.* (2021) e Osburn (2014).

Mas essa não é uma tarefa fácil, pois como as usinas hidrelétricas possuem uma vida útil longa, equipamentos de alta confiabilidade de operação e as empresas contam com um planejamento de manutenções preventivas e corretivas que fazem com que os desgastes sejam quase imperceptíveis ou ainda que levem muito tempo para aparecer, além de dificultar a associação dos desgastes com os ciclos de partidas e paradas. Com isso, a maioria dos estudos sobre essa temática acabam ficando no campo das estimativas dos quais ainda não há um consenso sobre a melhor metodologia a ser aplicada.

Savin *et al* (2021) cita, que a maioria dos estudos para estimar os custos do ciclo de partidas e paradas são baseados em aspectos econômicos e técnico-econômicos como ilustrado na Figura 2.9. No aspecto econômico, também referenciada como método top-down, utiliza comparações entre unidades geradoras, ou seja, unidades com números de partidas e paradas diferentes e na avaliação dos seus custos totais de operação e manutenção serão apontados que a diferença de valores será decorrente do número de partidas e paradas podendo desprezar outros motivos.

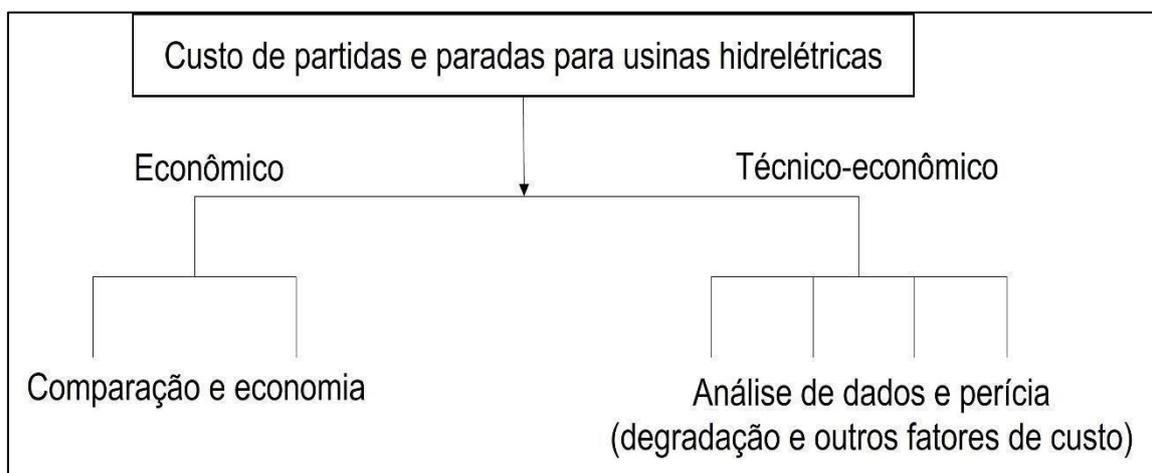


Figura 2.9- Metodologia de custos de partidas e paradas  
Fonte: Savin *et al* (2021)

Já para abordagem técnico-econômica (Bottom-Up) visa identificar os fatores de custo potenciais associados a uma unidade de geradora de forma individual, buscando quais são os equipamentos mais afetados e modelar sua correlação com as mudanças nas condições operacionais. A metodologia é apoiada em dois pilares fundamentais, sendo o primeiro o conhecimento sobre as degradações juntamente com os fenômenos aos quais estão sujeitos os equipamentos das usinas hidrelétricas

e o segundo a análise da base de dados e a experiências do corpo técnico da instalação.

Os equipamentos que, segundo os dados levantados por Savin (2023), sofrem maiores influências nos ciclos de partidas e paradas estão destacados na Tabela 2.3. Esses equipamentos foram estudados em seus aspectos construtivos para verificar as degradações as quais são susceptíveis e então relacioná-los com as partidas e paradas. Contando as informações disponíveis na literatura científica, manuais, banco de dados de várias usinas e opinião de especialistas.

Tabela 2.3 - Equipamentos/sistemas com maior influência de partidas/paradas  
Fonte: Savin (2023)

EQUIPAMENTO	SUBSISTEMA	FENÔMENO E DEGRADAÇÃO
Distribuidor	Válvulas	Desgastes nas peças de vedação, fadigas mecânicas
Turbina	Rotor (roda)	Fadigas mecânicas
Gerador	Isolamento do estator	Fadigas térmicas
Transformador	Isolamento	Fadigas térmicas para rápidas energizações
Disjuntor	Sistema mecânico	Fadigas mecânicas e arco elétrico

Resultando em uma estimativa de custo de partida e parada ( $C_{pp}$ ) dada pela Equação 2.4.

$$C_{pp} = C_R + C_G + C_T + C_{DJ} + C_V \quad (2.4)$$

Onde:

$C_R$  são os custos associado a turbina (rotor/roda),

$C_G$  custos para o gerador,

$C_T$  custos para o transformador,

$C_{DJ}$  custos para o disjuntor e

$C_V$  custos relacionados às válvulas (distribuidor).

No estudo realizado por Savin *et al* (2021), para uma “usina hidrelétrica norueguesa típica”, ou seja, uma usina com uma as características descritas na

Tabela 2.4 e aplicando as estimativas de custo concluíram que os custos estão divididos em três categorias, como mostra Figura 2.10.

Tabela 2.4 - Características de uma usina norueguesa típica  
Fonte: Savin *et al* (2021)

Características	Valores
Alta queda	H > 600 m
Turbinas Pelton ou Francis	H = 250-600 m
Alta velocidade	>250 rpm
ciclos típicos de partida e parada por ano	50-200

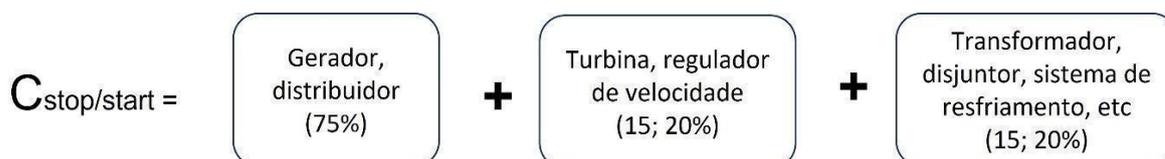


Figura 2.10 - Custo por componente/sistema e sua contribuição para o custo estimado total.  
Fonte: Savin *et al* (2021)

Essa abordagem se torna muito interessante pela possibilidade de replicação em instalações semelhantes, contudo, cada usina tem suas peculiaridades, então é natural que haja ajustes para que a metodologia seja devidamente aplicada de forma satisfatória. Outra questão importante destacada é o fato de que os custos mencionados só levam em consideração os equipamentos degradados ou afetados pelas partidas e paradas, mas sabe-se que existem outras variáveis que também se somam aos custos totais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, como por exemplo perdas de eficiência, indisponibilidade, custos de oportunidades entre outros.

Também, não se pode esquecer que se trata de uma estimativa empírica e subjetiva, pois não há ainda um banco de dados amplo e confiável para se possa afirmar que as degradações nesses sistemas se devam ao ciclo de partidas e paradas e nem em que grau elas se dão.

Osburn (2014) afirma que existem muitos fatores de custo potenciais que podem contribuir para os custos de partida/parada. Porém, atualmente não há consenso da indústria sobre quais fatores devem ser incluídos, como os custos

associados devem ser calculados e quais fatores são mais significativos. Em sua análise cita que os impactos econômicos da partida/parada devem incluir custos crescentes e custos por diminuição das receitas. Nos custos crescentes o indicador seria manutenção mais frequente (programadas e corretivas) e substituição de equipamento com maior frequência. Já na diminuição da receita foram considerados indicadores de custos, tais como, geração reduzida; disponibilidade reduzida; paradas forçadas mais frequentes (devido à falha do equipamento); interrupções planejadas mais longas e frequentes; maior falha ao iniciar (devido a desgastes); oportunidade perdida, entre outros.

Vieira (2007) traz uma análise dos custos de partidas e paradas com dados da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (UHE GBM) de responsabilidade da Companhia Paranaense de Energia - COPEL, empresa brasileira de energia. Nesse levantamento as causas encontradas para compor o custo final foram:

- Perdas de água adicionais durante a partida;
- Desgastes dos equipamentos associados aos subsistemas de:
  - Frenagem;
  - Lubrificação forçada;
- Redução da Vida Útil do Enrolamento Estatórico do Gerador;
- Energia Elétrica – Resistência de Aquecimento do Gerador.

Outro custo levantado foi a probabilidade de falhas durante a partida, o que pode até gerar perda de receita por indisponibilidade além dos custos para normalização da unidade. Mas de acordo com o autor as falhas na partida tinham quantidades inferiores a 2% e que solução era relativamente rápida, cerca de menos de 30 minutos, logo para o caso da usina estudada, não foi considerado nos cálculos de custo de partidas e paradas. Mas para outras usinas essa variável pode ter um peso diferente, o que deve ser analisado caso a caso.

Como observado, ainda não há uma abordagem definitiva para se valorar a partida e parada de uma unidade geradora hidráulica. Porém, pesquisas vêm cada vez mais se aproximando de modelos que podem ser adaptados às características peculiares de cada instalação.

É importante ressaltar que, como o sistema elétrico é dinâmico, outras variáveis vão sendo agregadas ao longo do caminho, que podem ter influência direta no modelo de operação das instalações. No caso das hidrelétricas uma dessas

variáveis é o incremento das fontes intermitentes no sistema elétrico. Tais mudanças, validam a necessidade de que estudos sejam feitos para que alternativas sejam apontadas para melhor adequação sem prejuízos para as partes envolvidas.

### 3 METODOLOGIA

Este capítulo trata das metodologias aplicadas para análises dos dados e estratégia de redução do número de partidas e paradas e consequentemente a redução de custos associados. A investigação foi realizada com base dados históricos de hidrologia e despacho de carga do ano de 2021 e dados de solicitações de intervenções do período de fevereiro de 2020 a agosto de 2023 da usina hidrelétrica de Tucuruí.

#### 3.1 Estratégias para minimizar o número de partidas e paradas

A estratégia utilizada para minimizar o número de partidas e paradas se baseia na utilização da curva de colina, observando os pontos de altura de queda, potência e rendimentos possíveis de atender a demanda do sistema, com base na geração programada, sem que haja a necessidade de sucessivas partidas e paradas. Para tanto, é necessário o conhecimento de todas as restrições aos quais as unidades estão submetidas. Com esses dados o operador em tempo real pode distribuir as unidades para uma melhor configuração e minimizar o número de partidas e paradas. O fluxo representado na Figura 3.1 indica as etapas do trabalho.

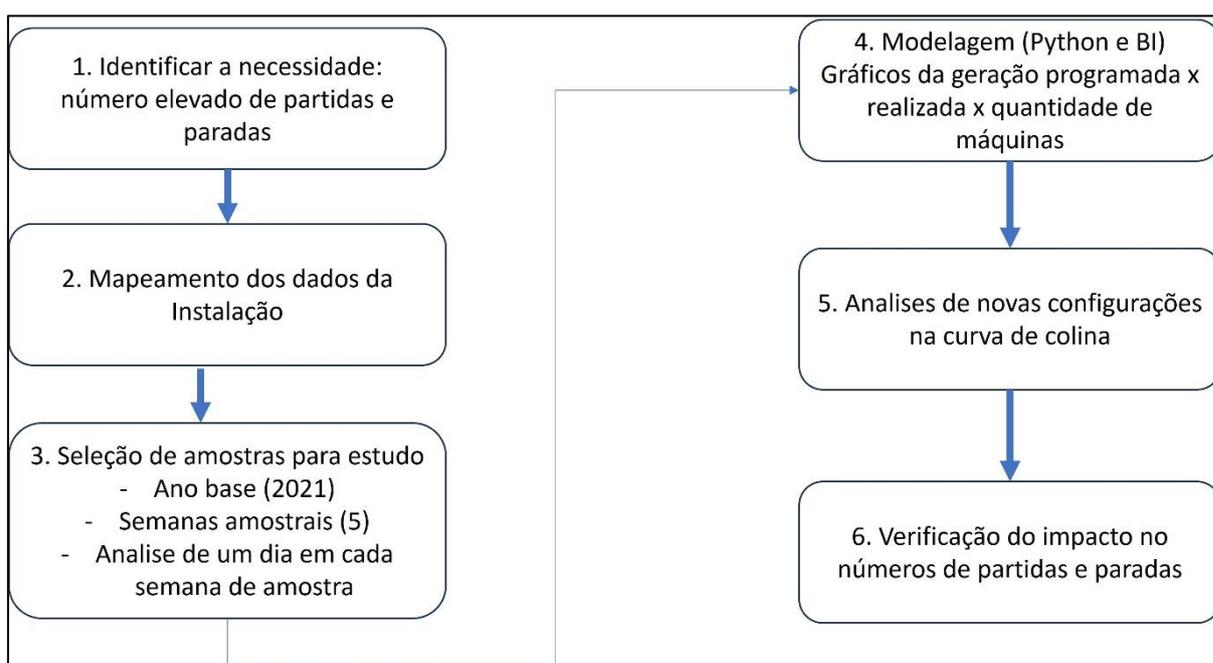


Figura 3.1 – Fluxo das etapas do trabalho.  
Fonte: Elaborado pela autora

De forma resumida:

- Etapa 1: Identificação do problema, como sendo o elevado número de partidas e paradas das unidades geradoras;
- Etapa 2: Mapeamentos dos dados de geração programada e realizada, o número de unidades despachadas, dados hidrológicos, as curvas de colina e histórico solicitações de intervenções (manutenções);
- Etapa 3: Escolha do ano de 2021 para a investigação, subdividido em 5 semanas amostrais ao longo do ciclo hidrológico anual. E em cada uma das 5 semanas analisar o dia com maior número de partidas e paradas;
- Etapa 4: Tratamento dos dados nos programas Python e Microsoft Power BI e formulação gráfica.
- Etapa 5: Aplicação dos ajustes dos pontos de operação na curva de colina das unidades geradoras da UHE Tucuruí;
- Etapa 6: Verificação do impacto da estratégia de ajustes de pontos de operação no número de partidas e paradas.

### **3.2 Cálculo do número de partidas e paradas**

O número de partidas e paradas foi medido com base no sistema interno da Eletrobrás Eletronorte chamado Informativo Operacional de O&M (INFO\_OPR), no qual são lançados todos os estados operativos das unidades geradoras, ou seja, todos os eventos de mudanças de estado das máquinas, como partidas e paradas, sejam por conveniência operativa do sistema, manutenções (programadas ou de emergências) ou perturbações.

Foram apuradas as informações dos eventos onde as unidades partiram ou pararam por conveniência operativa do sistema. Foram excluídas as paradas por desligamentos programados para manutenção e os dos desligamentos forçados (por perturbações internas ou externas). Também foram excluídas as partidas para ensaios e testes após manutenção.

Após filtrados esses eventos foram destacados todos os eventos de DCO (desligado por conveniência operativa), ou seja, devido à redução de geração da usina pelo ONS, houve a necessidade de desligar unidades geradoras para adequação ao despacho solicitado. E os eventos de OPR (operando em condições normais) pelo

processo inverso, ou seja, uma elevação da potência requerida da instalação pelo ONS e conseqüentemente a partida de unidades geradoras.

Nesse momento é importante fazer uma consideração, mesmo filtrando apenas os estados de DCO e OPR, de acordo com procedimentos internos às unidades geradoras quando retornam de uma manutenção ela pode ir para DCO, já que está disponível para o sistema novamente, mas permanecerá parada. Também pode ir para o estado de OPR, se após a manutenção houve teste da unidade até o sincronismo e finalizado os testes ela permanecerá operando por necessidade sistêmica. Então nessa situação a unidade que estava com uma codificação específica passa para OPR, após ser entregue pela equipe de manutenção. Sendo assim, dados de DCO e OPR não são apenas por necessidades sistêmicas. Porém, em comparação aos movimentos de partidas e paradas para atendimentos ao sistema, as outras ocorrências correspondem apenas a 11% do total de eventos. Essa análise ficará mais clara no capítulo sobre os resultados.

### **3.3 Estimativas do custo de partidas e paradas**

Os trabalhos voltados para estimativa de custos de partidas e paradas como os descrito por Vieira (2007), que se assemelha ao modelo operacional da UHE Tucuruí, destaca que um dos custos mais relevantes é o custo de manutenção, já que, o excesso de partidas e paradas acelera o desgaste de peças e sobrecarrega os sistemas que fazem parte do fluxo principal da unidade geradora. Sendo assim, optou-se por observar o custo de partidas e paradas da UHE Tucuruí, relacionando com o histórico de manutenção e observar quais sistemas são mais afetados com base no número de manutenção emitidas para esses sistemas e equipamentos.

Para esse estudo realizamos um levantamento histórico do número de documentos de manutenção emitidos para as unidades geradoras da UHE Tucuruí com base nos registros do sistema de controle de intervenções.

O fluxo básico de solicitações de intervenções (manutenções) da UHE Tucuruí é mostrado na Figura 3.2.

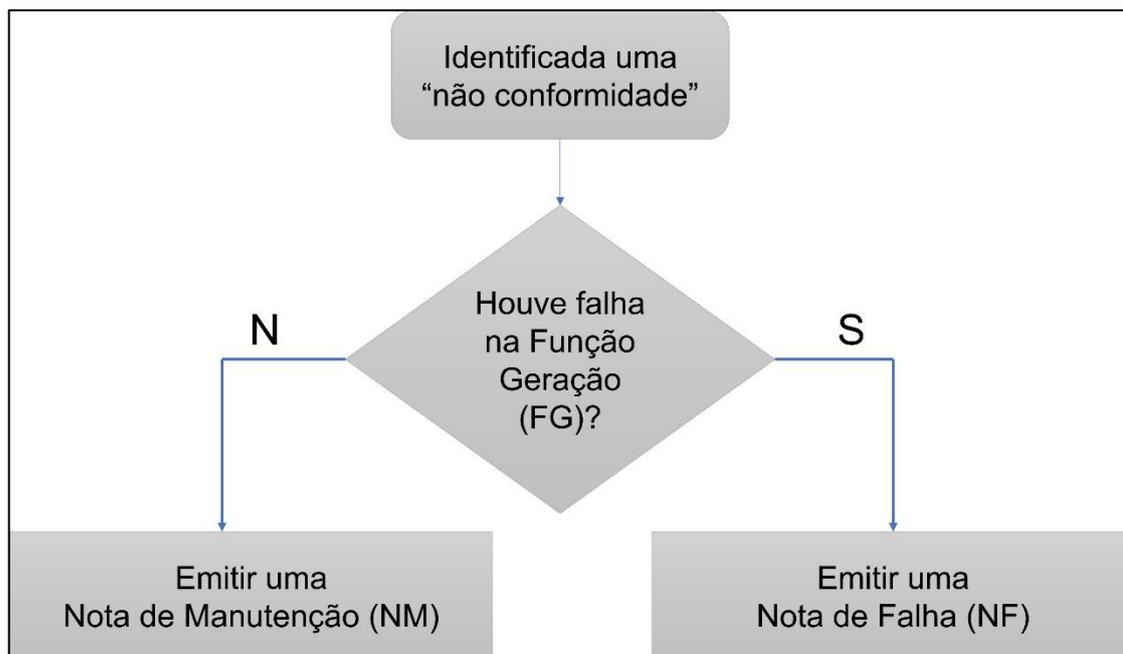


Figura 3.2 - Fluxograma básico para emissão de notas de serviço.  
Fonte: Elaborado pela autora

As manutenções são realizadas a partir de uma nota de manutenção (NM) ou uma nota de falha (NF). A NM é um documento emitido quando há uma não conformidade no equipamento ou sistema, que pode vir a causar um dano na unidade geradora ou que estejam impedindo o seu pleno funcionamento, sendo de natureza preventiva ou corretiva. Já a NF é utilizada quando houve interrupção da função geração (FG), por uma falha em um sistema ou equipamento da unidade geradora levando ao seu desligamento.

As notas são definidas, no momento da emissão, por prioridade que está relacionada com o tempo para o atendimento à solicitação de intervenção como exemplificado na Tabela 3.1. E na Tabela 3.2 estão os possíveis status em que as notas podem ser classificadas.

Tabela 3.1 - Propriedades das notas  
 Fonte: Normativos internos Eletrobrás Eletronorte adaptado pela autora

PRIORIDADE	TEMPO (ATÉ)
Emergência	1 dia
Urgência	2 dias
Alta	30 dias
Média	6 meses
Baixa	1 ano
Monitoramento	variável

Tabela 3.2 - Status das notas  
 Fonte: Normativos internos Eletrobrás Eletronorte adaptado pela autora

STATUS	DESCRIÇÃO
REGI	Registrada
EMAM	Em análise
ANLS	Analisada
CADU	Cancelada em Duplicidade
CAIM	Cancelada por im procedente
CONC	Concluída

Os principais sistemas ligados às unidades geradoras para as quais as notas são emitidas estão dispostos na Tabela 3.3 a seguir.

Tabela 3.3 - Sistemas macros ligados a unidade geradora  
 Fonte: Normativos internos Eletrobrás Eletronorte adaptado pela autora

COD_SISTEMA	DESCRIÇÃO
SAD	SISTEMA DE ADUÇÃO E DESCARGA
SAX	SISTEMA AUXILIARES DA UNIDADE
SCN	SISTEMA DE CONTROLE
SEB	SISTEMA DA SUBESTAÇÃO BLINDADA
SEX	SISTEMA DE EXCITAÇÃO
SGE	SISTEMA DO GERADOR
SME	SISTEMA DE MEDIÇÃO
SPR	SISTEMA DE PROTEÇÃO
SRV	SISTEMA DO REGULADOR DE VELOCIDADE
STH	SISTEMA DA TURBINA
STM	SISTEMA DE MONITORAMENTO
STF7	SISTEMA TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 500 KV
UGH	UNIDADE GERADORA
ACM	SISTEMA DE ACUMULADORES
STF4	SISTEMA DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 69 KV

Dentro desses sistemas existem subdivisões para facilitar a gestão da manutenção por equipes de atuação. Por exemplo, dentro do sistema Regulador de Velocidade haverá os seguintes subsistemas - Regulador de Velocidade Eletrônico, com todos os componentes de comando e controle do regulador. E o regulador de velocidade hidráulico, com toda parte mecânica do sistema como bombas, sistema de resfriamento, munhões, válvulas etc. E assim para os demais sistemas e seus subsistemas.

Na Tabela 3.4 verificamos uma amostra dos dados extraídos do sistema de gestão de intervenções nas unidades geradoras da UHE Tucuruí.

Tabela 3.4 – Amostras do sistema de solicitação de intervenção da UHE Tucuruí  
Fonte: Sistema de gestão de documentos da Eletrobrás Eletronorte adaptado

Tipo de nota	Data da nota	Nota	Loc. instalação	Descrição	Prioridade	Status
NM	01/12/2020	10728208	N-U-UHTU-UGH03-SGE03	BAIXA PRESSÃO BOMBA AY	Média	CONC
NF	03/11/2020	10712942	N-U-UHTU-UGH01-TF701	SINALIZ. PRESSÃO ALTA BUCHAS ESTÁGIO 2	Urgência	CONC

Na amostragem foram considerados os documentos emitidos entre fevereiro de 2020 a julho de 2023. Entre os tipos de notas existentes no sistema de gestão da manutenção utilizado pela UHE Tucuruí, as mais relevantes para nosso estudo são as notas de manutenção (NM), utilizadas para manutenções preventivas e corretivas e as notas de falha (NF), utilizadas quando há interrupção da função geração. Existem outros tipos de notas, mas que para essa pesquisa não foram consideradas.

Foram utilizadas para tratamento e análises as notas de manutenção já concluídas, em andamento e as emitidas aguardando programação.

Com esses dados é possível inferir o custo de horas de manutenção, o valor de uma unidade geradora parada por manutenção e outras implicações que afetam diretamente a receita das usinas hidrelétricas.

As horas de indisponibilidades não programadas dos equipamentos ou sistemas de uma usina hidrelétrica, como no caso da UHE Tucuruí, podem afetar o indicador mais relevante para instalação, que é o índice de disponibilidade (ID) e consequentemente a garantia física.

De acordo com o Relatório da EPE (2022) a garantia física da UHE Tucuruí é de 3.995,5 MW e seu índice de disponibilidade (ID) é de 91,8%.

O valor da garantia física de uma unidade geradora pode ser simplificado pela Equação 3.1:

$$GF_{Ui} = (P_{Ui} * GF_{usina})/P_{usina} \quad (3.1)$$

Onde:

$GF_{Ui}$  Garantia física da unidade geradora (MW)

$P_{Ui}$  Potência da unidade geradora (MW)

$GF_{usina}$  Garantia física da usina (MW)

$P_{usina}$  Potência total da usina (MW)

### 3.4 Estudo de caso - Usina Hidrelétrica de Tucuruí

As informações a seguir foram extraídas com base em acervo da memória técnica da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletrobrás Eletronorte, que é a responsável pela operação e manutenção da UHE Tucuruí, ainda com a colaboração de seus departamentos responsáveis pela Operação (pré-operação, operação em tempo real e pós-operação) e manutenção (engenharia e técnicos), além de dados do ONS, ANEEL e demais órgãos regulamentadores.

#### 3.4.1 Apresentação da Instalação e principais componentes

A Usina Hidrelétrica Tucuruí - UHE Tucuruí, vista na Figura 3.3, teve sua construção iniciada em 1975 e sua primeira etapa passou a operar comercialmente em 1984. Está situada na Região Norte do Brasil na latitude 3° 50' S e longitude 49° 30' W, implantada no rio Tocantins no Estado do Pará e distante aproximadamente 300 km via aérea ao sul da cidade de Belém (capital do Estado do Pará). A altitude da Usina é de aproximadamente 30 m acima do nível do mar.

De acordo com a memória técnica da instalação, seu reservatório forma um lago artificial a partir da água represada do Rio Tocantins, cobrindo uma área de 2.917 km<sup>2</sup>, cerca de 50,3 bilhões de metros cúbicos de água acumulada na sua cota máxima de 74 metros.



Figura 3.3 - Localização da Usina Hidrelétrica de Tucuruí.  
Fonte: Imagem da internet adaptado pela autora

A UHE Tucuruí faz parte da bacia Tocantins – Araguaia, que percorre 2.500 km de sul a norte do país, desde suas nascentes no planalto central, até a foz, no estuário do Rio Amazonas. A vazão média da bacia é estimada em  $10.950 \text{ m}^3/\text{s}$ , provenientes de uma área de drenagem de  $767.000 \text{ km}^2$ .

A área de influência da Usina abrange os municípios de Tucuruí, Novo Repartimento, Itupiranga, Breu Branco, Goianésia do Pará, Jacundá e Ipixuna, à montante. Já a jusante os municípios de Baião, Mocajuba, Cametá, Limoeiro do Ajuru e Igarapé Miri. Esses municípios, de acordo com dados da empresa, tiveram suas características alteradas devido a construção do empreendimento.

O reservatório da usina de Tucuruí em 100% do seu volume útil é de  $38.893 \text{ hm}^3$  para um nível de montante na cota 74,00 m. O vertedouro, utilizado para escoar o excesso de afluência no período de cheias, mede 580 metros e possui 23 comportas com uma capacidade de vertimento máximo de  $110.000 \text{ m}^3/\text{s}$ . Sobre a barragem da usina com extensão total de 8.000 metros, passa a PA-263.

Conforme histórico de enchimento do reservatório, o período de cheia do Rio Tocantins e seus afluentes vai de dezembro a junho. Normalmente a partir do mês de janeiro começa o vertimento em função do aumento da vazão afluente. Já no período de junho a novembro ocorre o deplecionamento do reservatório. Com isso, a cada ano, no mês de junho, Tucuruí deixa de verter. Nesse mês, são realizados estudos de

avaliação energética para definir evolução segura do armazenamento do reservatório e os intercâmbios para a região Norte previstos para o segundo semestre.

Assim sendo, durante o transcorrer do ano, e de acordo com instruções de operação internas da Eletrobrás Eletronorte, as áreas de programação e operação em tempo real deverão operar o reservatório em torno dos níveis indicados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Resumo dos períodos úmidos e secos da UHE Tucuruí  
Fonte: Normativos internos Eletrobrás Eletronorte

PERÍODO	MESES	NÍVEIS DE MONTANTE
Início da cheia	Dezembro a Maio	61,00 a 74,00m
Final da cheia	Junho a Julho	74,00 m
Período de estiagem	Agosto à Novembro	74,00 a 58,00m

O aproveitamento Hidrelétrico da UHE Tucuruí, visto na Figura 3.4 consiste em uma barragem em terra na margem direita, um vertedouro central, uma casa de força na margem esquerda e uma subestação de manobra convencional de 550 kV. Esta subestação está situada na margem esquerda, à jusante da casa de força.

O projeto foi executado em duas etapas para uma potência instalada final de 8.535 MW. Na primeira etapa foram instaladas 02 unidades de 22,5 MW e 12 unidades geradoras de 350 MW. Essas 14 unidades compõem a casa de força 1 e na segunda etapa 11 unidades de 390 MW, fazendo parte da casa de força 2. As 25 unidades geradoras, cada uma constituída basicamente de uma turbina Francis de eixo vertical e um gerador síncrono trifásico que alimentam cada um dos 25 transformadores elevadores. Saem da usina duas linhas de 69kV e onze linhas de 500kV até a subestação.



Figura 3.4 - Resumo das informações gerais da UHE Tucuruí

Fonte: Memória técnica da Eletrobrás Eletronorte

Dentre as partes principais da Usina Hidrelétrica Tucuruí, que é basicamente a mesma para quase todas as usinas, podemos citar a tomada d'água, conduto forçado, caixa espiral, pré-distribuidor, distribuidor, tubo de sucção, turbina e gerador elétrico (estator e rotor) conforme exemplificado na Figura 3.5.

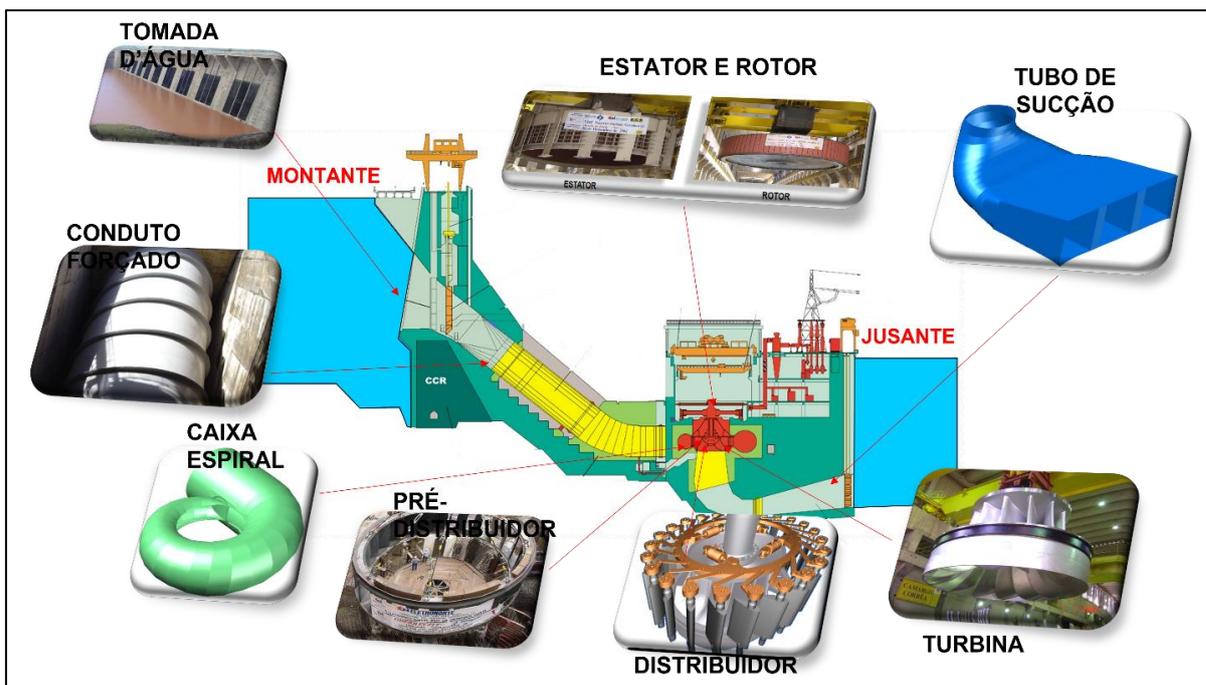


Figura 3.5 - Resumos das partes constituintes dos sistemas da UHE Tucuruí  
 Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte adaptado pela autora

A tomada d'água da Usina Hidrelétrica funciona como o sistema de entrada para conduzir a água do reservatório para dentro do conduto forçado. Dentre seus equipamentos importantes para o seu funcionamento adequado, podemos destacar a grade de proteção, visto na Figura 3.6, para evitar a passagem de detritos oriundos do lago que podem danificar os equipamentos da usina, como o pré-distribuidor, o distribuidor e/ou a turbina.



Figura 3.6 - Visão geral da tomada d'água das unidades geradoras da casa de força 2.  
 Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte (2000)

A presença destas grades provoca uma perda de carga em função de sua geometria e estrutura metálica que provoca acúmulo de sedimentos. Por esta razão há periodicamente a necessidade de limpeza nestas grades.

O conduto forçado faz a ligação da tomada d'água à caixa espiral. Na UHE Tucuruí existem algumas diferenças físicas entre os condutos forçados das unidades da casa de força 1 e 2. Na primeira é embutido no concreto com 10,4 m de diâmetro interno, na segunda é aparente e possui diâmetro de 11,4 m, conforme ilustra a Figura 3.7.



Figura 3.7 - Conduto forçado de uma unidade geradora da casa de força 2.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte (2000)

A caixa espiral, mostrada na Figura 3.8, tem a função de permitir que a vazão proveniente do conduto forçado seja igualmente distribuída por toda a circunferência de entrada do distribuidor. Sua seção transversal circular se reduz ao longo do seu comprimento para compensar a perda de carga devido ao escoamento interno. Na união do conduto forçado com caixa espiral há uma junta de expansão que permite pequenos deslocamentos devido aos efeitos de dilatação térmica.



Figura 3.8 - a) Caixa espiral durante a montagem da casa de força 2 da UHE Tucuruí; b) Representação externa e interna, da caixa espiral de uma unidade geradora.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte (2000)

O pré-distribuidor é um conjunto de pás fixas, como observado na Figura 3.9, que tem como funções básicas, direcionar o escoamento adequadamente para o interior da máquina, suportar a carga estática (peso do conjunto turbina-gerador) e ainda o empuxo hidráulico. Estas cargas são apoiadas inicialmente no mancal de escora que os transmite para a estrutura da tampa da turbina e, por conseguinte, ao pré-distribuidor que transmite, por sua vez, à estrutura de concreto.

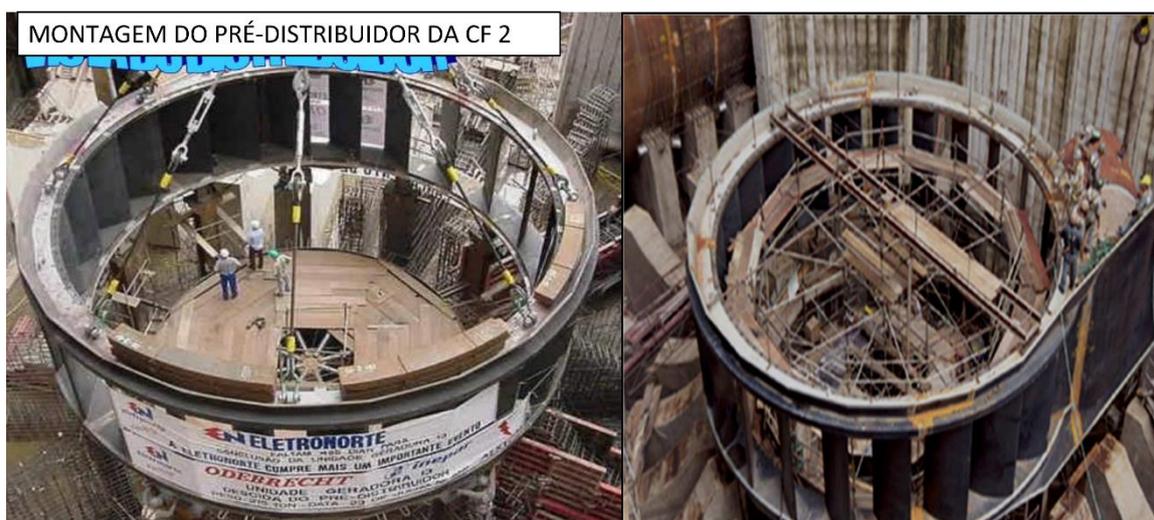


Figura 3.9 - Imagem do pré-distribuidor e sua montagem em uma unidade em Tucuruí.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte (2000)

O distribuidor consiste em um conjunto de pás móveis, mostradas na Figura 3.10. Sua função é controlar a vazão de água que passará pela turbina. Desta forma, a abertura do distribuidor permite um aumento da área de passagem de água implicando em maior força atuando sobre a turbina. De forma análoga, durante o fechamento do distribuidor há redução da área de passagem, diminuindo a força aplicada sobre as pás da turbina. O acionamento das pás do distribuidor é feito por um conjunto de servomotores de atuação hidráulica controlados pelo sistema de regulação de velocidade da turbina.

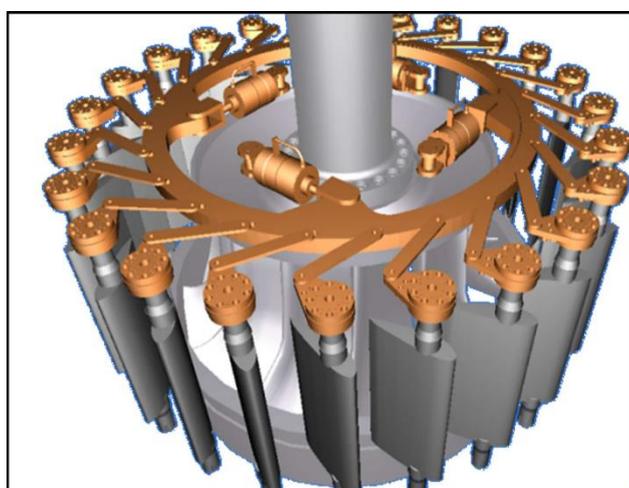


Figura 3.10 - Representação do distribuidor e seu sistema de acionamento.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte

A turbina tem a função de transformar a energia hidráulica do fluxo de água em energia mecânica que, posteriormente, será transferida ao gerador - responsável por converter a energia mecânica em energia elétrica.

A Usina Hidrelétrica Tucuruí possui 3 diferentes tipos de turbinas Francis que representam os grupos das unidades 1 a 12 (350 MW), 13 a 23 (390 MW) e, 24 e 25 (22,5 MW). A Figura 3.11 ilustra uma turbina durante sua chegada para a primeira etapa e uma mais recente utilizada na segunda etapa.



Figura 3.11 - Visão geral da turbina Francis de Tucuruí. A esquerda foi utilizada na primeira casa de força 1 e a direita utilizada na casa de força 2.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte (1985 e 2004)

O tubo de sucção, ilustrado na Figura 3.12, fica localizado na saída da turbina e tem a função de ordenadamente desacelerar e conduzir o fluxo de água até o canal de fuga.

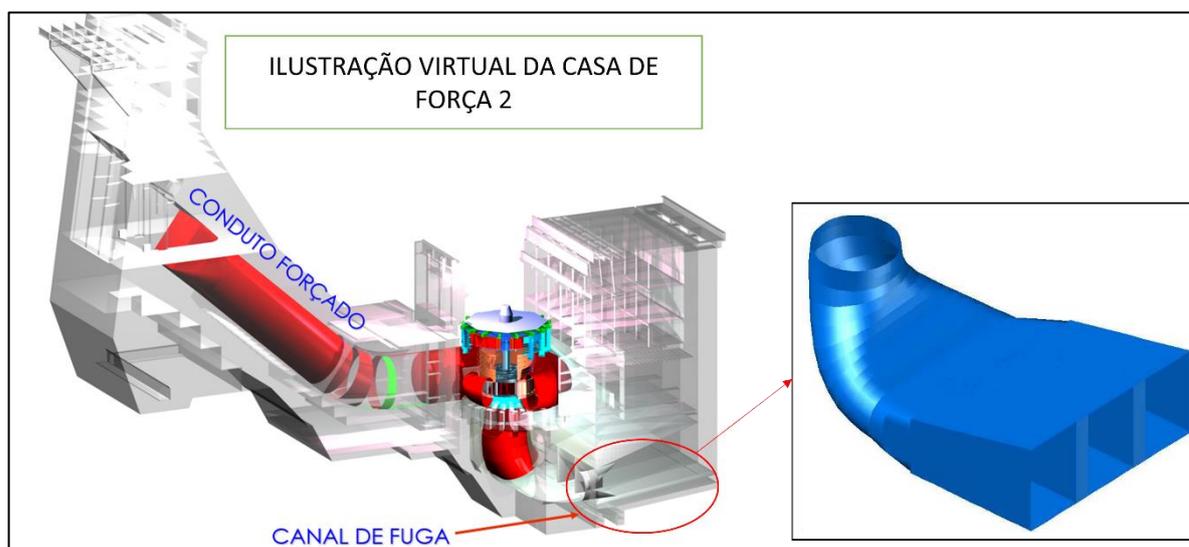


Figura 3.12 - Visão do canal de fuga da UHE Tucuruí.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte

O gerador elétrico é o responsável pela transformação da energia fornecida pela turbina, na forma de potência de eixo, em energia elétrica. É constituído de duas partes principais - o rotor que é a parte rotativa e está ligado à turbina através do eixo e o estator que está montado na estrutura de concreto, mostrados na Figura 3.13. No estator estão os barramentos de saída da máquina que se interligam com o

transformador que eleva a tensão de 13,8 kV para 500 kV, preparando para a transmissão até os centros consumidores.

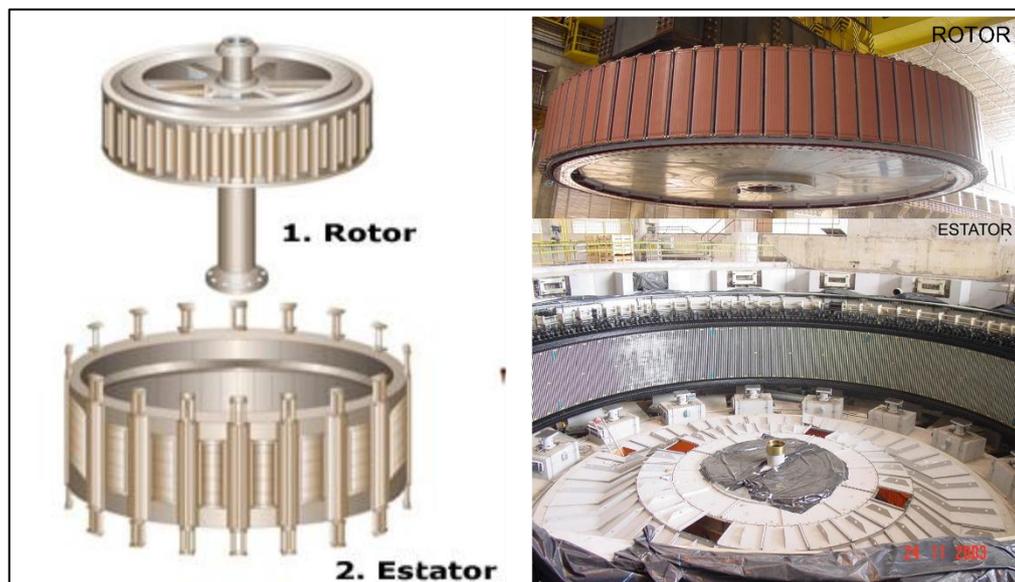


Figura 3.13 - Representação do rotor e estator. Preparação para montagem do rotor e estator do gerador na casa de força 2 UHE Tucuruí.  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte (2003)

Na UHE Tucuruí, existem geradores de seis diferentes fabricantes, sendo que na primeira casa de força estão máquinas da Jeumont, GE, COENSA e BBC. E na segunda casa de força unidades da GE e ALSTOM.

### 3.4.2 Restrições Operativas

As restrições de níveis e vazões da UHE Tucuruí estão registradas junto ao ONS no módulo 5 dos procedimentos de rede, no submódulo 5.11 (ONS, 2021).

#### a) Níveis de montante e jusante

Por terem sido construídas em períodos diferentes, existem características distintas entre as unidades geradoras da casa de força 1 e casa de força 2 em relação a rendimento e disponibilidade de geração em decorrência dos níveis de montante, jusante e faixas operativas em função da queda. Os níveis mínimos operacionais da UHE Tucuruí estão descritos na Tabela 3.6. Tais valores mínimos de montante e jusante visam garantir as condições de projeto.

Tabela 3.6 - Restrições de níveis mínimos operativos  
 Fonte: Normativos internos Eletrobrás Eletronorte

ETAPA	UNIDADE GERADORA	NÍVEIS (m)	
		Montante (m)	Jusante (m)
Casa de força 1	01 a 12	51,60	3,96
	24 e 25	51,60	3,96
Casa de força 2	13 a 23	62,00	5,00

*b) Restrições de vazão mínima defluente*

Em períodos de estiagem a operação da casa de força 2 é interrompido devido ao nível de montante ficar abaixo de 62m, com isso apenas a casa de força 1 permanece em operação. Contudo nesse período e para manutenção do nível d'água mínimo operativo de 3,96 m no canal de fuga (para casa de força 1), a UHE Tucuruí opera com uma restrição de vazão mínima defluente na usina de 2.000 m<sup>3</sup>/s. Esta defluência constitui também uma restrição de navegação, pois abaixo desse valor a navegação a jusante fica prejudicada.

*c) Faixas operativas em função da queda (h)*

De acordo com as recomendações do fabricante, as faixas operativas da UHE-Tucuruí são descritas na Tabela 3.7. Para cada nível de queda há uma faixa mínima e máxima em que as unidades geradoras podem operar. As operações fora da faixa permitida podem ocasionar defeitos e falhas no sistema, como vibrações excessivas, perda de rendimento, entre outros.

Tabela 3.7 - Faixas operativas das unidades geradoras  
 Fonte: Normativos internos Eletrobrás Eletronorte

Queda bruta (m)	Casa de Força 1			Casa de Força 2		
	Faixa Proibida (MW)	Mínimo (MW)	Máximo (MW)	Faixa Proibida (MW)	Mínimo (MW)	Máximo (MW)
50	0 a 204	205	223	***	***	***
51	0 a 207	208	230	***	***	***
52	0 a 210	211	237	0 a 299	300,0	302
53	0 a 213	214	244	0 a 299	300,0	309
54	0 a 216	217	251	0 a 299	300,0	316
55	0 a 218	219	258	0 a 299	300,0	324
56	0 a 221	222	264	0 a 299	300,0	332
57	0 a 224	225	271	0 a 299	300,0	342
58	0 a 227	228	279	0 a 299	300,0	350
59	0 a 229	230	286	0 a 299	300,0	358
60	0 a 232	233	293	0 a 299	300,0	366
61	0 a 235	236	300	0 a 299	300,0	374
62	0 a 238	239	307	0 a 299	300,0	375
63	0 a 241	242	315	0 a 299	300,0	375
64	0 a 243	244	322	0 a 299	300,0	383
65	0 a 246	247	329	0 a 299	300,0	390
66	0 a 249	250	336	0 a 299	300,0	390
67	0 a 252	253	343	0 a 299	300,0	390
68	0 a 255	256	350	0 a 299	300,0	390
69	0 a 257	258	350	0 a 299	300,0	390

Conforme já mencionado anteriormente, na casa de força 1 estão as unidades geradoras 01 a 12, 24 e 25 e as unidades geradoras da casa de força 2 agrupam as unidades 13 a 23.

De modo geral, a operação em tempo real da UHE Tucuruí trabalha com os limites operacionais da potência do gerador em relação à queda bruta. Essas são as informações realmente utilizadas no dia a dia do operador. Com base nesses dados são tomadas as decisões de como atender o sistema, aumentando ou reduzindo a geração, utilizando partidas e paradas de unidades geradoras. O que não quer dizer que a operação é feita fora das faixas seguras de operação. Mas sim, que em um sistema dinâmico, que necessita de respostas rápidas, as ferramentas que o operador em tempo real tem são essas. Tais limites estão graficamente exemplificados nas Figuras 3.14 e 3.15 a seguir.

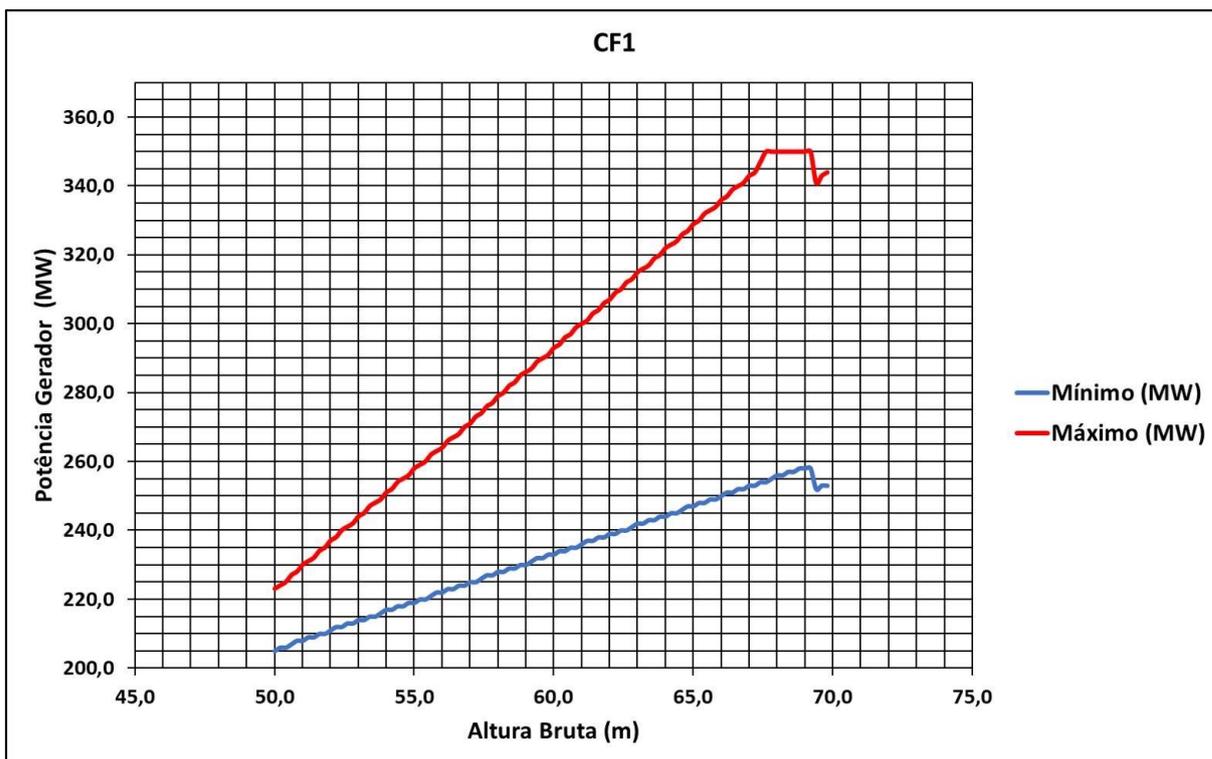


Figura 3.14 - Limites operativos da casa de força 1.

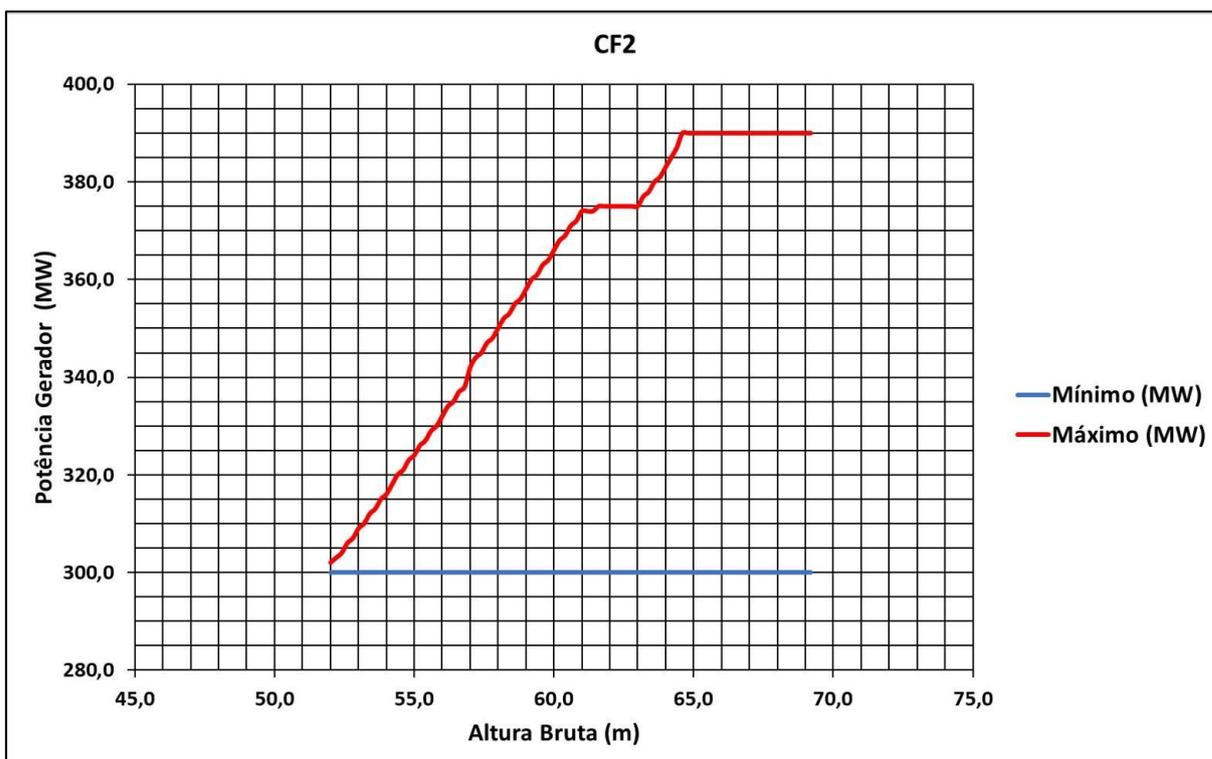


Figura 3.15 - Limites operativos da casa de força 2.

Devido as características das unidades geradoras, em termos de potência e vazão nominal, no caso da UHE Tucuruí tem-se a curva da colina das unidades

geradoras da casa de força 1, as curvas da colina das unidades geradoras da casa de força 2 e as curvas da colina das unidades 24 e 25.

As curvas da colina das unidades geradoras da casa de força 1 e 2, mostrada na Figura 3.16 e Figura 3.17 respectivamente, relacionam a altura de queda líquida com a potência da turbina e os correspondentes pontos de rendimento. Para o caso da UHE Tucuruí, a faixa de operação das unidades geradoras fornece uma variação no rendimento de até 15%, ressaltando a importância da escolha adequada do seu ponto de operação.

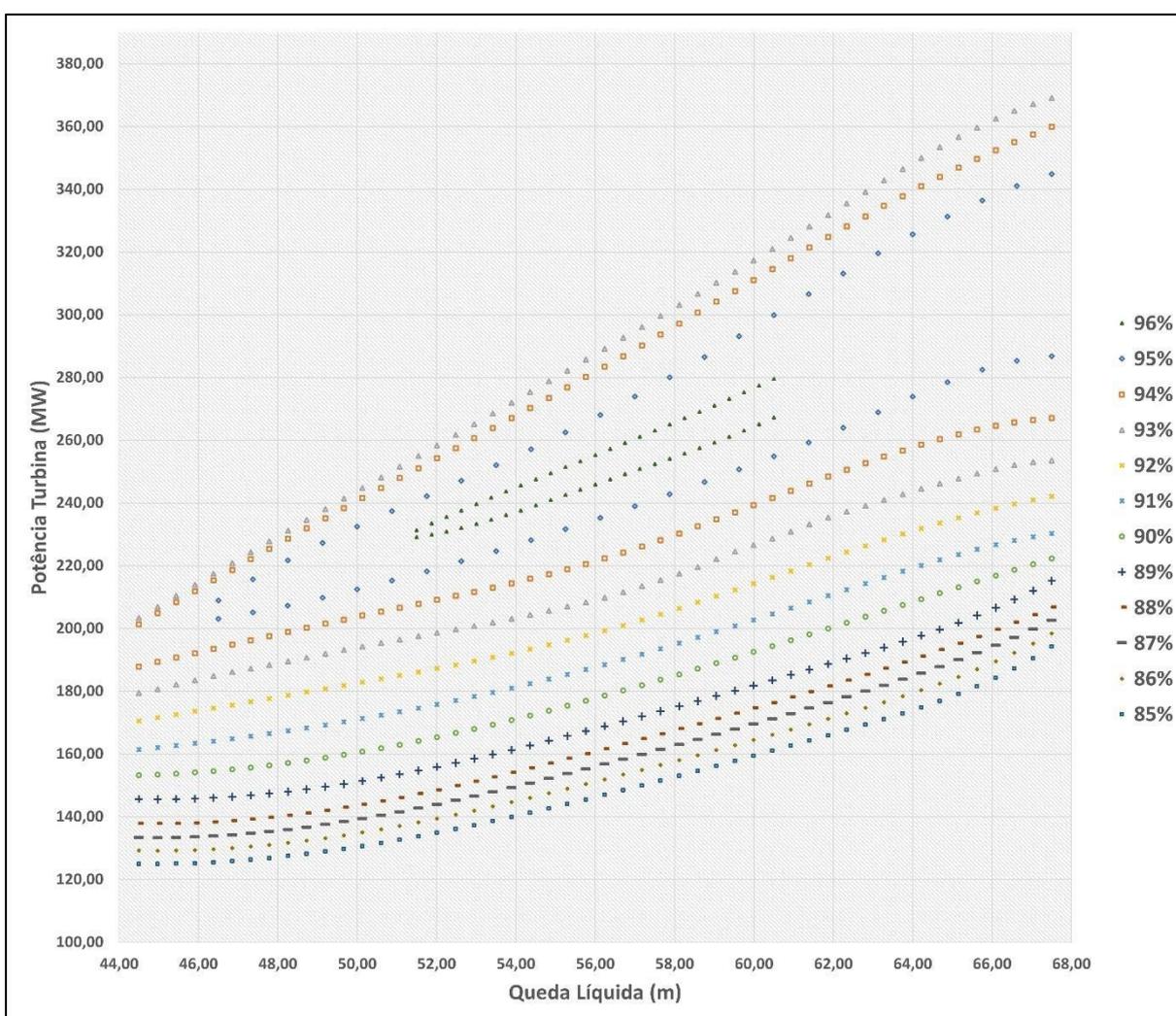


Figura 3.16 - Curva da Colina das unidades geradoras da Casa de Força 1  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte adaptado

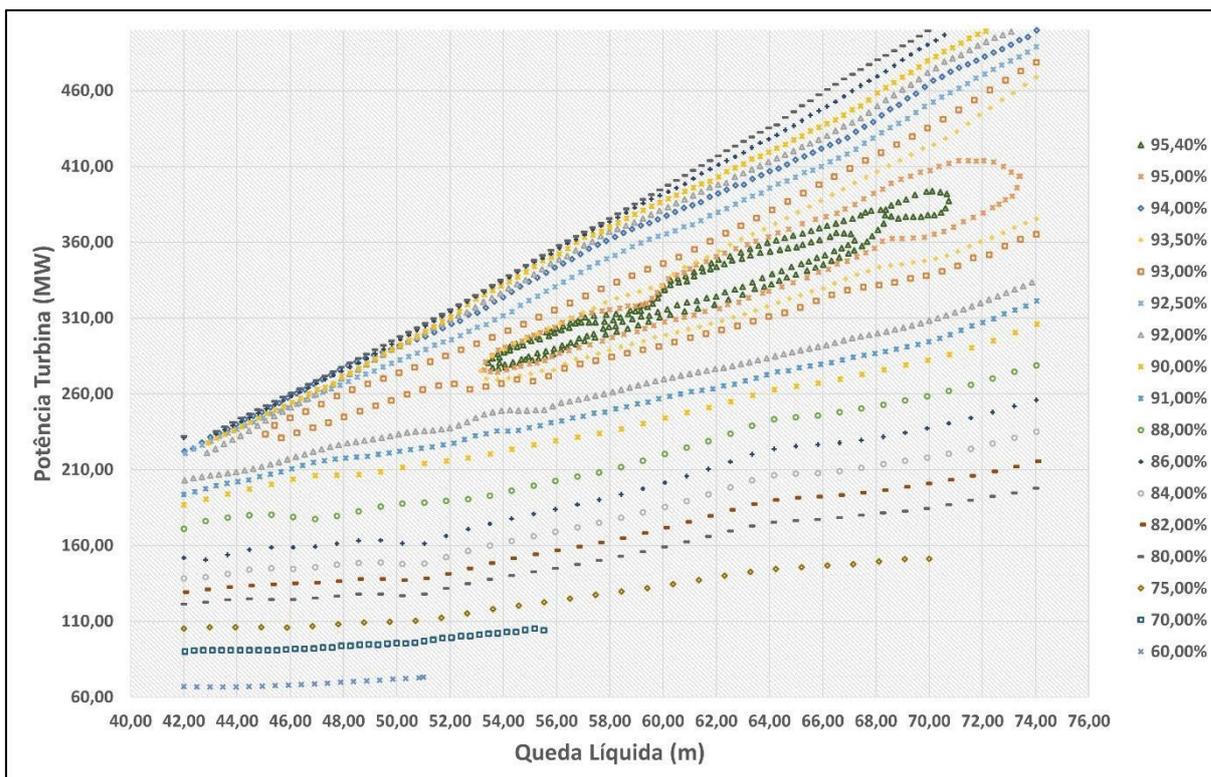


Figura 3.17 - Curva da Colina das unidades geradoras da Casa de Força 2  
Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte adaptado

Sendo o despacho de carga um processo dinâmico, logo não se espera conseguir operar a todo o instante na faixa ótima de operação. A identificação dessa impossibilidade pode vir ainda na fase de programação, ou em tempo real, advindo de uma série de condições não esperadas. Mas essa condição não pode ser impeditiva para busca de ferramentas que otimizem os processos a fim de obter mais segurança, confiabilidade e lucratividade.

### 3.4.3 Estrutura e tratamento dos dados operacionais e hidrológicos

Vamos analisar a partir dessa etapa como é o processo atual utilizado pela UHE Tucuruí no despacho de carga, desde o recebimento da programação de geração até a entrega da demanda programada hora a hora.

De acordo com o departamento de pré-operação, a programação de geração diária pode ser descrita conforme o diagrama exemplificado da Figura 3.18.

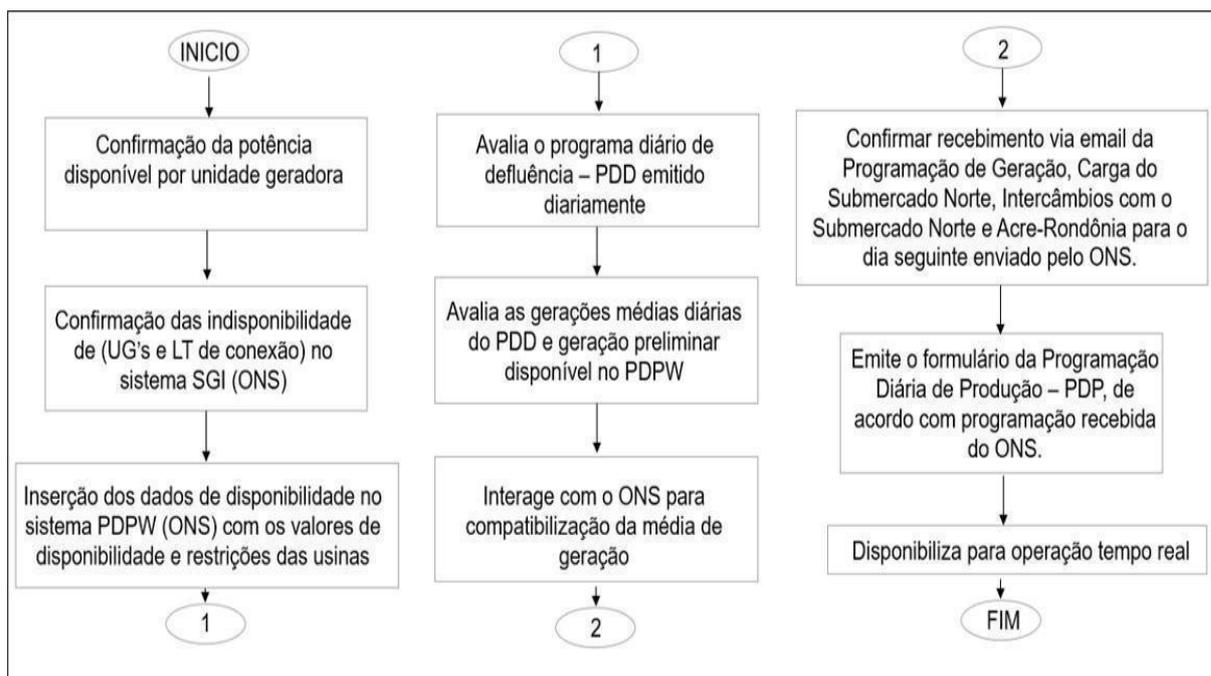


Figura 3.18 - Etapas para emissão da Programação Diária da Produção - PDP  
 Fonte: Normativos interno Eletrobrás Eletronorte adaptado

Analisando as etapas realizado pela pré-operação, todos os dias é realizado um levantamento da potência disponível das unidades em função da queda ou alguma outra restrição temporária, confirmação das indisponibilidades (por manutenção) tanto nas unidades geradoras como nas linhas de transmissão (essas informações ficam registradas do sistema de gestão de intervenções – SGI do ONS). Dentro do sistema do ONS há a área do PDPW onde é feito o registro das informações de disponibilidade de potência por unidade e as restrições pertinentes, avalia as vazões registradas no Programa diário de defluências – PDD, compara as todas as informações com a programação preliminar que será disponibilizada no PDPW com uma geração média horária, interage com o ONS para alinhar as informações e fazer modificações, se for o caso. Então após esse alinhamento é recebido o e-mail oficial do ONS com a programação da instalação e os intercâmbios para o dia seguinte. Todo esse processo é finalizado às 18 horas com o envio da programação ao tempo real para execução no dia seguinte. Na Tabela 3.8 é mostrado um exemplo do formulário PDP finalizado, com discretização de meia em meia hora para geração em MW.

Tabela 3.8 - Programa diário da produção – PDP  
 Fonte: Acervo Eletrobrás Eletronorte adaptado

Horário	Tucuruí	Horário	Tucuruí	Horário	Tucuruí	Horário	Tucuruí
00:00 - 00:30	6800	06:00 - 06:30	6650	12:00 - 12:30	6600	18:00 - 18:30	6600
00:30 - 01:00	6500	06:30 - 07:00	6650	12:30 - 13:00	6600	18:30 - 19:00	6600
01:00 - 01:30	6500	07:00 - 07:30	6650	13:00 - 13:30	6600	19:00 - 19:30	6650
01:30 - 02:00	6500	07:30 - 08:00	6650	13:30 - 14:00	6600	19:30 - 20:00	6650
02:00 - 02:30	6200	08:00 - 08:30	6650	14:00 - 14:30	6600	20:00 - 20:30	6700
02:30 - 03:00	5500	08:30 - 09:00	6650	14:30 - 15:00	6600	20:30 - 21:00	6700
03:00 - 03:30	5500	09:00 - 09:30	6650	15:00 - 15:30	6600	21:00 - 21:30	6650
03:30 - 04:00	5500	09:30 - 10:00	6650	15:30 - 16:00	6600	21:30 - 22:00	6650
04:00 - 04:30	5500	10:00 - 10:30	6600	16:00 - 16:30	6600	22:00 - 22:30	6650
04:30 - 05:00	5500	10:30 - 11:00	6600	16:30 - 17:00	6600	22:30 - 23:00	6650
05:00 - 05:30	6200	11:00 - 11:30	6600	17:00 - 17:30	6600	23:00 - 23:30	6650
05:30 - 06:00	6700	11:30 - 12:00	6600	17:30 - 18:00	6600	23:30 - 23:59	6400

De posse da programação do dia a operação em tempo real executa o que foi programado, mas sempre sob coordenação do ONS, ou seja, todas as alterações de elevação ou redução de potência são realizadas somente quando solicitado pelo ONS. Então a programação funciona como um referencial da carga média do dia, mas pode ocorrer alterações de acordo com o comportamento do sistema e serão negociadas entre o agente local e o ONS.

O agente (operação local) tem autonomia para atender a demanda com as unidades que tem a sua disposição, ou seja, a instalação entrega carga ao sistema, mas quais máquinas vão operar fica a critério do agente.

#### 3.4.4 Ano base e amostragem para o estudo

Para a análise do trabalho foi escolhido o ano de 2021, com o intuito de ter dados atuais que demonstrasse o ciclo anual de operação de uma usina de grande porte como: as programações de geração, potência gerada por unidade, níveis de montante e jusante, altura de queda bruta, além dos dados gerais das unidades geradoras, como tipo de turbina, limitações, etc.

Foi realizada uma segmentação do ano em 5 semanas amostrais para análise propostas nesse trabalho. As semanas estão representadas na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Definição das semanas para análise

ID	Período	Ref.	Qturb (m3/s)	Hb (m)	OBS
1	13/02 - 19/02	16/02	12868,73	54,24	Vazão máxima com vertedouro fechado
2	29/04 - 05/05	02/05	13979,05	62,04	Vazão máxima com vertedouro aberto
3	01/07 - 07/07	04/07	1695,132	69,69	Vazão Mínima com vertedouro fechado
4	16/09 - 22/09	17/09	4040,167	66,49	Intermediária 30% da vazão máxima com vertedouro fechado
5	29/11 - 05/12	02/12	8807,479	55,05	Intermediária 70% da vazão máxima com vertedouro fechado

As semanas foram identificadas de 1 a 5, o período de início e fim da semana, selecionamos pontos de referências dentro do período das semanas para verificar o comportamento da vazão turbinada e altura da queda bruta para as diferentes fases do regime de operação do reservatório da UHE Tucuruí.

### 3.5 Código para Análise e Processamento de Dados Energéticos utilizando Python

Considerada uma linguagem de programação que seja acessível e eficiente, Python tem crescido notavelmente desde sua criação na década de 90 por Guido Van Hossum, e hoje é uma das linguagens mais amplamente adotadas no mercado (BARBER,1996).

Uma das características dessa linguagem, que a torna acessível e eficaz, é seu foco no desenvolvimento ágil - é possível alcançar resultados significativos com menos esforço em comparação a outras linguagens de programação. Isso permite a adoção de metodologias como o Desenvolvimento Rápido de Aplicações (RAD), que prioriza a minimização de desperdícios por meio de códigos de alta qualidade, redução no tempo e nos custos de produção (BARBER,1996).

#### 3.5.1 Bibliotecas Python utilizadas e detalhamento do algoritmo

Quando se trata de trabalhar com conjuntos de dados grandes e complexos, envolvendo várias planilhas com grande número de dados, a utilização das bibliotecas Python e NumPy se torna crucial para eficiência, escalabilidade e simplicidade do processo. Neste trabalho foram utilizadas as bibliotecas abaixo descritas.

- *pandas* - A biblioteca *pandas* é uma ferramenta que permite a análise e manipulação de dados através do python.

- *numpy* - A biblioteca *numpy* é amplamente utilizada para cálculos numéricos em Python. Ela oferece uma variedade de funções para operações matemáticas eficientes em matrizes e vetores, o que é essencial para análise de dados complexos.
- *csv* - A biblioteca *csv* é usada para ler arquivos CSV (*Comma-Separated Values*), embora, neste caso, o código importe um arquivo excel do módulo *csv*.
- *datetime* - A classe *datetime* fornece funções para manipulação de datas e horas, e a classe *timedelta* é usada para representar diferenças entre datas e horários.

Empregando as bibliotecas Pandas e NumPy foram realizados o processamento de dados relacionados à produção de energia na Usina Hidrelétrica de Tucuruí, por meio da extração de informações de planilhas no formato Excel, realizando operações computacionais voltadas para a determinação da potência disponível e estados operacionais.

A UHE gera três planilhas de entrada relativas à sua operação, são elas:

1. As ocorrências de transições entre os estados operacionais das unidades gerados, planilha A.
2. Dados referentes à geração de energia por hora para cada uma das turbinas, planilha B.
3. A queda bruta em horas específicas por dia, planilha C.

É relevante notar que essas planilhas não estão sincronizadas temporalmente com o horário do dia ao longo do ano. A reorganização no mesmo passo de tempo é etapa essencial para o uso conjunto das planilhas. As Figuras 3.19 e 3.20 ilustram a estrutura das planilhas. A Figura 3.20a apresenta a planilha B, onde UGH significa uma unidade geradora e o valor da coluna é expresso em MW e a Figura 3.20b apresenta a planilha C, onde os dados de nível de jusante, montante e queda bruta são expressos em metros. A Figura 3.21 apresenta a planilha A, onde a estrutura temporal é diferente. Para uma determinada condição operacional, por unidade geradora, tem-se a data e horário inicial e data e hora final do estado da unidade, o qual é designado pela sigla constante na coluna classificação. Assim, faz-se necessário ajustar os dados desta planilha na mesma base de tempo das planilhas B e C.

	A	B	C	D	E	F
1	Data	UGH01	UGH02	UGH03	UGH04	UGH05
2	01/01/2021 00:00:	219,05	0	222,25	0	225,81
3	01/01/2021 01:00:	219,21	0	222,08	0	225,91
4	01/01/2021 02:00:	219,16	0	222,25	0	225,93
5	01/01/2021 03:00:	219,18	0	222,24	0	225,91
6	01/01/2021 04:00:	219,18	0	222,10	0	225,88
7	01/01/2021 05:00:	221,53	0	224,43	0	228,02
8	01/01/2021 06:00:	227,22	0	230,01	0	233,88

(a)

	A	B	C	D
1	Data	Montante	Jusante	Queda
2	01/01/2021 00:00:	61,46	5,10	56,36
3	01/01/2021 01:00:	61,47	5,10	56,37
4	01/01/2021 02:00:	61,48	5,10	56,38
5	01/01/2021 03:00:	61,49	5,10	56,39
6	01/01/2021 04:00:	61,50	5,10	56,40
7	01/01/2021 05:00:	61,51	5,10	56,41
8	01/01/2021 06:00:	61,52	5,00	56,52

(b)

Figura 3.19 - a) Planilha de geração horária (planilha B). Planilha de queda bruta (planilha C).

1	Instalação	Equipamento	Data Inicial	Hora Inicial	Data Final	Hora Final	Classificação	Emp. Resp.	Descrição
2	UHTU	TUUGH06	25/12/2019	18:01	01/07/2021	08:00	DCO	ELN	Evento:ABER
3	UHTU	TUUGH24	14/08/2020	12:27	08/01/2021	07:58	OPR	ELN	UNIDADE G
4	UHTU	TUUGH07	16/10/2020	23:28	17/03/2021	08:24	OPR	ELN	UNIDADE G
5	UHTU	TUUGH18	17/10/2020	23:21	27/01/2021	15:14	DCO	ELN	DESLIGADA
6	UHTU	TUUGH22	17/11/2020	09:00	25/03/2021	10:12	DPP	ELN	Evento:PMP-
7	UHTU	TUUGH19	29/11/2020	12:24	06/01/2021	11:31	DCO	ELN	DESLIGADA
8	UHTU	TUUGH16	30/11/2020	16:23	09/01/2021	14:10	DCO	ELN	DESLIGADA

Figura 3.20 - Planilha de mudança de estado operativo (planilha A)

De posse dos dados foi criado, então, as etapas sequenciais de processamento para a aplicação deste trabalho. Para isso, as funcionalidades do script foram determinadas:

1. Análise dos Estados Operativos - envolve a leitura da Planilha C, que contém informações sobre os estados operacionais da usina. Um mapeamento é aplicado para substituir os códigos antigos de classificação (37 classificações diferentes para parada e partida) por códigos novos (3 classificações - disponível, indisponível e operando)
2. Seleção e o tratamento dos Dados de Geração Horária - Leitura dos dados de geração horária (Planilha B)
3. Leitura e Cálculo de Potências - O código começa lendo a Planilha C, que contém os dados de queda e vazão diárias. Ele cria um DataFrame chamado colina que armazena estas informações.
4. Filtragem e Criação de Coluna de Mudança - O código filtra as linhas da DataFrame operativo para considerar apenas as relacionadas a um determinado equipamento, como por exemplo - "TUUGH06". Uma nova

coluna chamada "Mudança" é criada para identificar mudanças de estado operativo, comparando com o estado anterior.

5. Formatação e Conversão de Datas - Um novo DataFrame chamado novo\_operativo é criado a partir das linhas intermediárias. A coluna 'Data' é formatada para exibir datas e horas no formato 'YYYY-MM-DD HH:00:00'.
6. Combinando DataFrames e Manipulação de Dados - Os DataFrames são combinados com base na coluna 'Data'.
7. Atualização do Estado Operativo com Base na Potência - A coluna 'Estado Operativo' é atualizada com base na coluna 'Potência'. Se a potência for maior que 1, o estado operativo é definido como 'Operando'.
8. Verificação e Atualização do Estado Operativo para Potência Igual a 0 - É verificado se a potência é igual a 0 e se o estado operativo não é 'Indisponível'. Se ambas as condições forem atendidas, o estado operativo é atualizado para 'Disponível'.
9. Cálculos de potência - Uma nova coluna é adicionada ao DataFrame original que representa a soma de potências de todas as turbinas para cada hora do ano.
10. Combinando dados - Os DataFrames de dados operacionais e de níveis de água são combinados com base na coluna "Dia e Hora". Isso adiciona informações sobre a queda de água associada a cada medição de geração de energia.

O fluxograma abaixo, Figura 3.21, ilustra o procedimento do código (parte destacada em vermelho). A etapa destaca em verde é o processo de interpolação das curvas de colinas. Nessa investigação não foi feita uma programação que realizasse essa etapa, sendo escopo para continuação deste com um modelo automatizado.

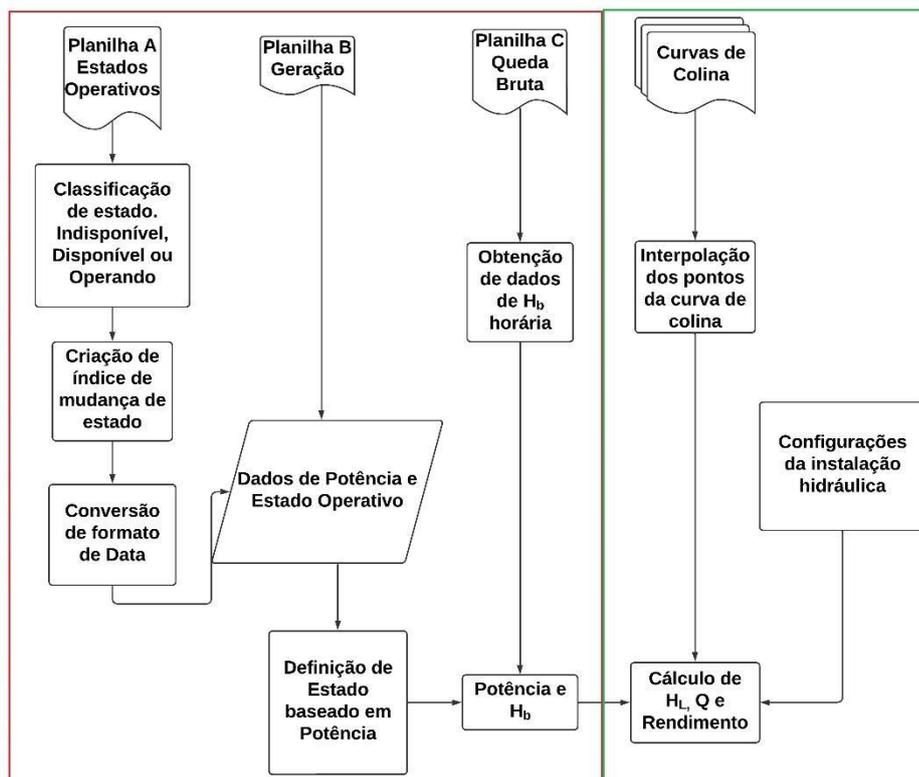


Figura 3.21 - Fluxograma do código Python para o processamento de dados.

### 3.6 Considerações para análise de dados

Dado a dimensão da UHE Tucuruí e suas características, algumas considerações fazem-se necessárias para metodologia aplicada.

- As potências das unidades geradoras 24 e 25 não foram consideradas nas análises, por serem menos de 10% do valor da potência das unidades principais;
- As discretizações horárias utilizadas de potência e quantidade de unidades geradoras nos dias operativos são de 1 em 1 hora;
- Para o cálculo da queda líquida foi considerada a perda de 1m de água em relação a quadra bruta, baseado nos estudos contidos na memória técnica da UHE Tucuruí dos ensaios de “index test” de 1989. Onde a variação máxima observada foi 1,02m entre queda bruta e queda líquida;
- A potência da turbina foi calculada dividindo a potência do gerador pelo rendimento, adotado nos ensaios de “index test” de 1989, de 98%.

- Todas as análises foram realizadas com base no que ocorreu no despacho de carga do ano de 2021, porém o método visa atuar na geração despachada em tempo real com atuação do agente no momento das elevações e redução de cargas que ocorrem ao longo do dia na instalação.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como mencionado no capítulo anterior, para análise dos dados, referente ao ano de 2021, selecionamos 5 semanas do ano que representasse o comportamento do reservatório.

Na Figura 4.1 podemos observar o comportamento das vazões e a queda bruta ao longo do ano de 2021 nas semanas selecionadas. Sendo, Hb - altura de queda bruta (m); Vol - volume acumulado ( $m^3$ ); Qaflu - vazão afluente ( $m^3/s$ ); Qturb - vazão turbinada ( $m^3/s$ ); Qtotal - vazão total ( $m^3/s$ ).

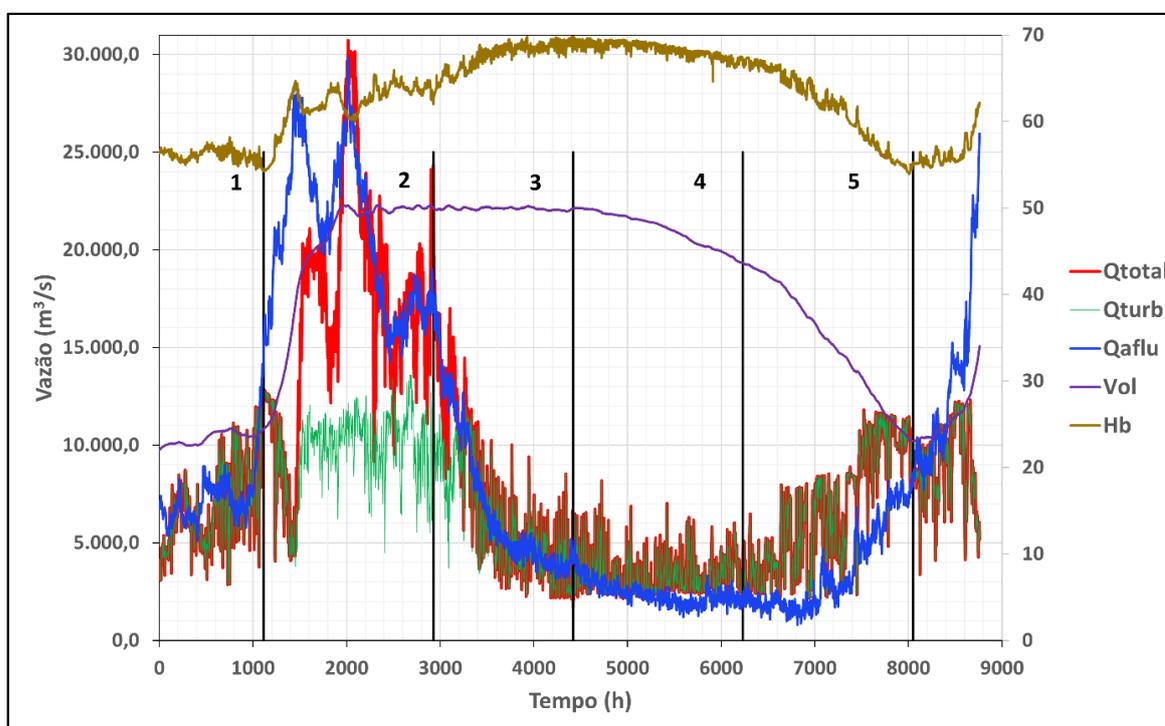


Figura 4.1 - Dados a serem considerados - ano base 2021.

Na faixa 1 começa o período de enchimento do reservatório com elevação da vazão afluente (curva em azul), nesse período há uma amostra da vazão turbinada máxima com vertedouro fechado, na amostra entre os pontos 1 e 2 seria o período de maior afluência, momento em que o vertedouro é aberto para extravasar o excesso de água do reservatório. Pode-se notar nesse caso que a queda ainda não é máxima, pois além da vazão turbinada, agora também o vertimento eleva o nível de jusante. O período de queda máxima ocorre entre os pontos 2 e 4, quando o vertedouro é fechado, já que a vazão afluente vai

reduzindo, logo o nível de jusante será afetado apenas pela vazão turbinada. Na faixa de 4 a 5 o ciclo começa a se repetir semelhantemente ao que ocorre na faixa 1.

#### 4.1 Número de partidas e paradas em 2021

As sucessivas partidas e paradas das unidades geradoras, para acompanhar a demanda, vem aumentando significativamente nos últimos anos, em grande parte devido ao incremento das fontes intermitentes. A Figura 4.2, apresenta o número de partidas e paradas ocorridas durante o ano de 2021 na UHE Tucuruí. Essa informação corresponde às unidades que partiram ou pararam para atender a demanda de carga, seja para cumprir a programação pré-definida ou para se ajustar à nova demanda requerida.

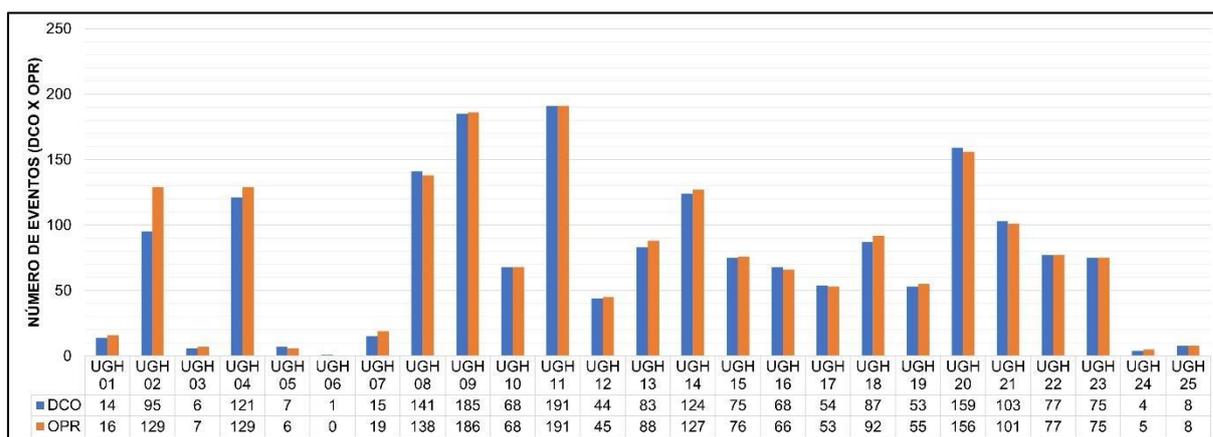


Figura 4.2 - Número de partidas e paradas das unidades geradoras em 2021 por unidade geradora.

É bem perceptível o elevado número de partidas e paradas como por exemplo na unidade 11 da casa de força 1 com 191 partidas do tipo “operando em condição normal” (OPR) e 191 paradas do tipo “desligado por conveniência operativa” (DCO). E da unidade 20 da casa de força 2 com 156 partidas do tipo OPR e 159 paradas do tipo DCO durante o ano de 2021.

As unidades geradoras 01, 03, 05, 07, 24 e 25 são fontes do serviço auxiliar da usina, isto é, alimentam todos os equipamentos necessários para o funcionamento das unidades geradoras e da instalação, logo a quantidade de partidas e paradas destas unidades são menores ao longo do ano.

Na casa de força 2 as unidades 13, 15, 17 e 19 também são fontes alternativas para o serviço auxiliar, mas como elas não operam no período de estiagem essa alimentação fica preferencialmente pelas unidades 24 e 25.

A unidade 06 esteve sob manutenção durante o ano de 2021.

Na Figura 4.3 está distribuído do número de partidas e paradas por mês ao longo do ano de 2021.

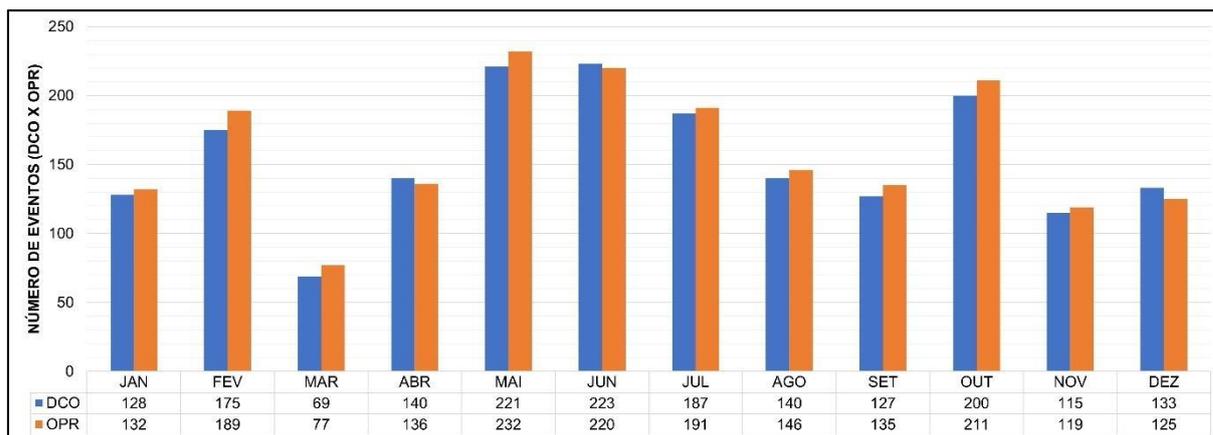


Figura 4.3 - Número de partidas e paradas das unidades geradoras mensal em 2021.

Vale informar que o número de partidas e paradas nem sempre serão por DCO ou OPR, pois existem outras nomenclaturas internas para demais desligamentos como para manutenção preventiva, manutenção programada, urgências etc. Em nossa análise não foram contabilizados esses outros tipos de desligamentos, bem como o retorno de unidades com outras codificações, contabilizados apenas os códigos para condições normais de operação das unidades. O fato de alguns números de DCO e OPR não se igualam é devido a unidade ter regressado de alguma outra situação (parada programada ou corretiva) e a seu término ela pode retornar em DCO (após solução da anomalia, mas sem necessidade de ser colocada novamente no sistema) ou em OPR (quando após o teste a mesma permanecerá atendendo ao sistema).

Como já mencionado nos capítulos anteriores, o elevado número de partidas e paradas podem trazer danos no médio e longo prazo para as unidades geradoras, como por exemplo maior desgaste mecânicos, descargas parciais, cavitação, etc.

Santos (2011) defende que, os baixos valores de descargas parciais podem estar ligados ao número de partidas e paradas. Em seus ensaios foi verificado que unidades com maior número de partidas e paradas tiveram maior incidência de

descargas parciais do que aquelas do serviço auxiliar, que param apenas para manutenções periódicas.

A área de engenharia da UHE Tucuruí realizou no ano de 2016 um estudo acerca da correlação de desligamentos forçados com o excesso de partidas e paradas, mas em suas conclusões preliminares não foi detectada uma forte correlação entre esses eventos. Nas observações do relatório identificou-se que:

- As correlações são maiores para períodos agregados maiores, na base anual, ou seja, para o longo prazo.
- As fortes correlações observadas em 2016 não se manifestam nos anos anteriores.
- As correlações entre DCO x Notas de manutenção não se mostram fortes para o período observado.

Apesar do trabalho não ter sido conclusivo, para afirmar a relação de partidas e paradas com o número de manutenções, a equipe continua analisando os dados para que possa agregar mais correlações, visando refletir as impressões das equipes de Operação e Manutenção sobre a degradação acelerada dos equipamentos proporcionalmente à quantidade de partidas e paradas.

## 4.2 Configurações das unidades geradoras nas semanas amostrais

Nas análises das semanas vamos verificar a evolução da geração e o número de unidades que foram ligadas e/ou desligadas para atendimento à demanda do dia. Vale ressaltar que a geração programada é uma métrica de referência com base em dados do agente (geração), sendo que nem sempre a geração realizada acompanha, uma vez que o despacho é feito em tempo real pelo ONS.

A Figura 4.4 apresenta o número de partidas de paradas nas semanas identificadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Períodos das semanas de amostra

<b>SEMANA</b>	<b>PERÍODO</b>
1	13/02 - 19/02
2	29/04 - 05/05
3	01/07 - 07/07
4	16/09 - 22/09
5	29/11 - 05/12

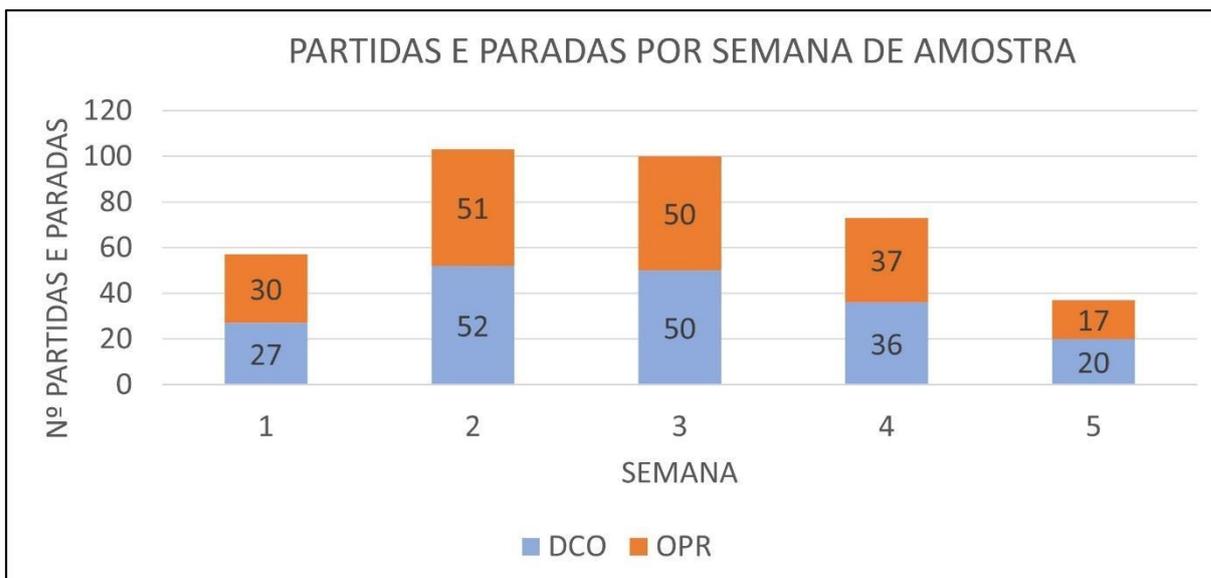


Figura 4.4 - Número de partidas e paradas nas semanas de amostra.

As semanas de amostra foram distribuídas ao longo do ciclo hidrológico do ano de 2021, ficando evidente que a semana 2 e 3 tiveram o maior número de partidas e paradas registradas no sistema. Porém, a grande maioria é de partidas e paradas por condições sistêmicas, como demonstrado pelo registro da Figura 4.5, onde no ano de 2021 foram registradas 4.252 ocorrências de mudança de estado das unidades geradoras e apenas 11,3% foram de outros códigos diferentes de DCO e OPR.

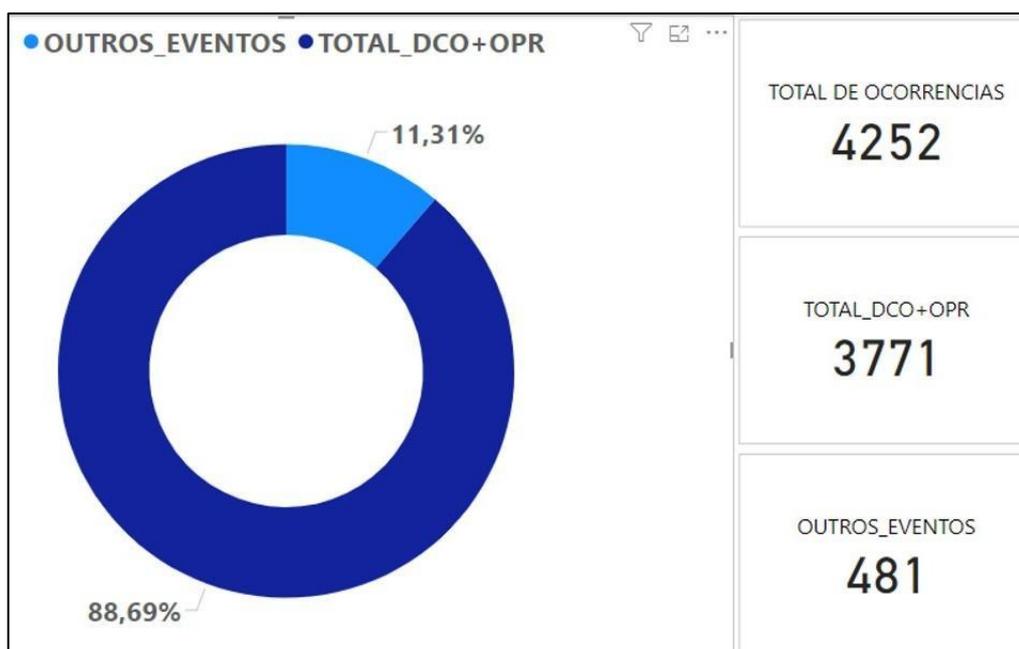


Figura 4.5 - Relação de todas as ocorrências em função do DCO e OPR.

Para as semanas de amostra foram selecionado um dia de cada semana, em que houve o maior número de partidas e paradas (OPR e DCO), descrito na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Dias com maiores ocorrências de OPR e DCO nas semanas de análise

SEMANA	PERÍODO	OPR	DCO	Total
1	13/02	11	14	25
2	30/04	12	19	31
3	01/07	8	11	19
4	18/09	5	10	15
5	05/12	11	10	21

#### 4.2.1 Semana 1 (13/02 a 19/02/2021)

O comportamento das unidades geradoras na semana 1 pode ser observado na Figura 4.6. Cada faixa está representando um dia da semana e pode-se notar que houve movimentação de partidas e paradas apenas nos dias 13, 14 e 15/02.

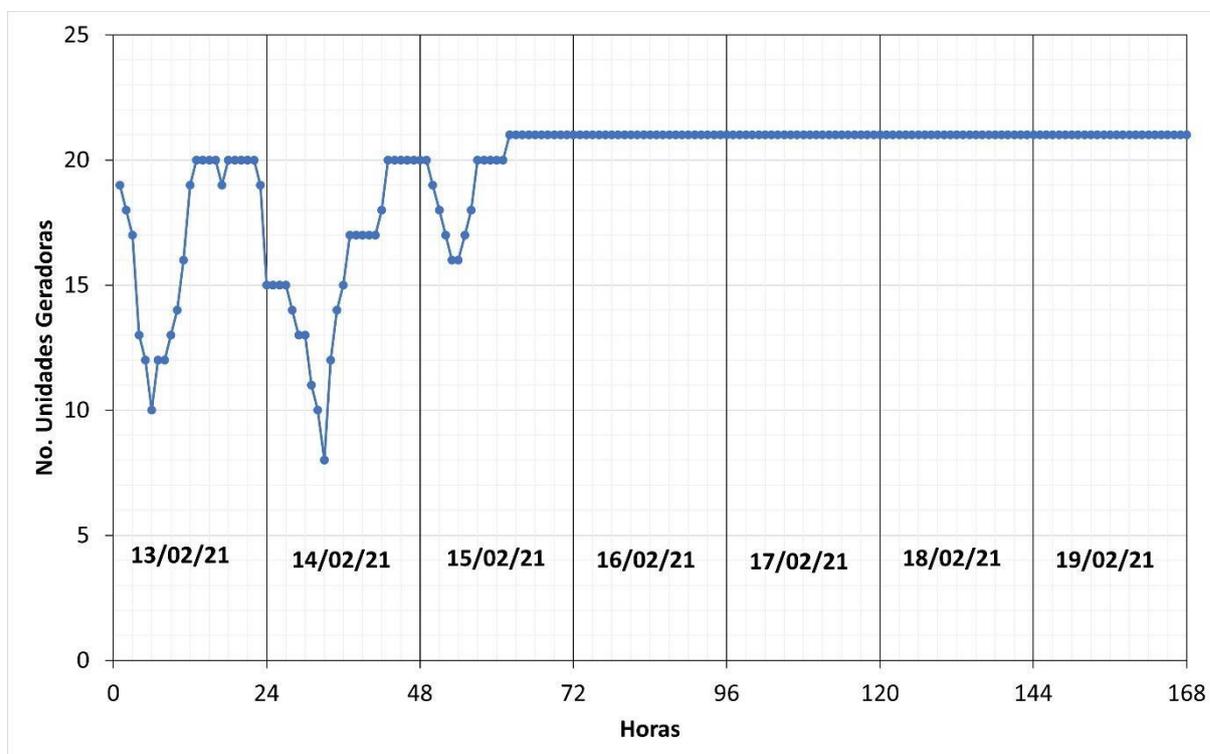


Figura 4.6 - Partidas e paradas de unidades geradoras na semana 1.

Destacamos o dia 13/02/2021, Figura 4.7 com o maior número partida e parada nesta semana. O dia inicia com 19 unidades às 00:00h, chega a 10 unidades às 05:00h e alcança 20 unidades às 12:00h. A partir das 22h começa o processo de redução novamente, atingindo 15 unidades às 23:00h.

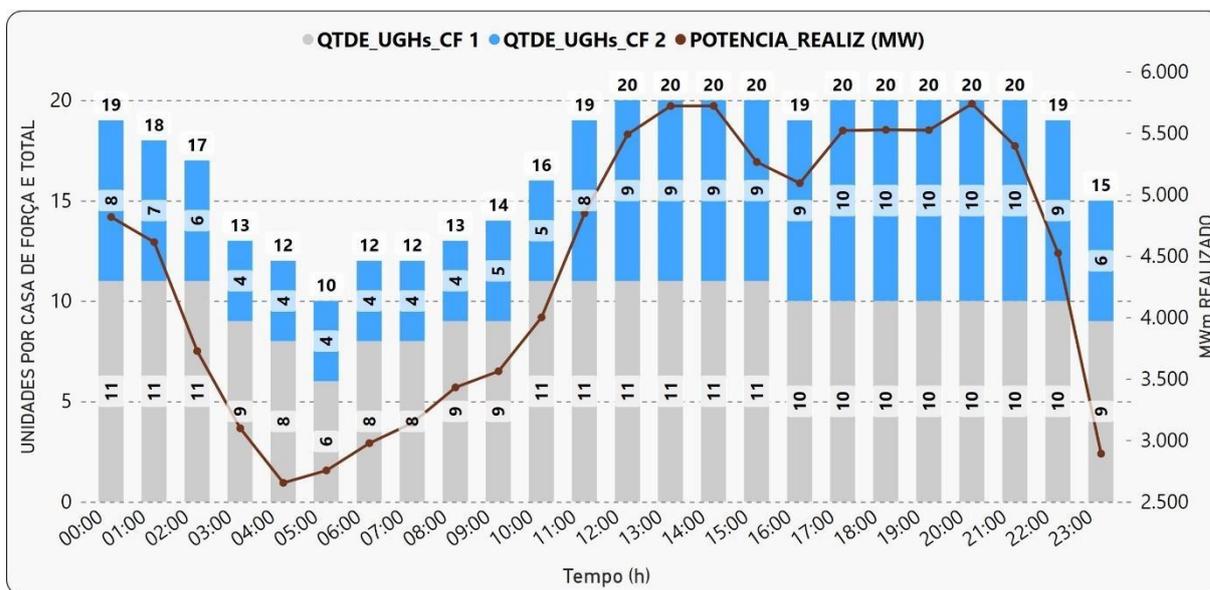


Figura 4.7 - Configuração das unidades em função da demanda em 13/02/2021.

#### 4.2.2 Semana 2 (29/04 a 05/05/2021)

A semana 2 está no período de máxima vazão afluente em 2021 (conforme Figura 4.1) e trabalhando com o vertedouro aberto. A Figura 4.8 retrata o comportamento das unidades geradoras em função da carga para esse período.

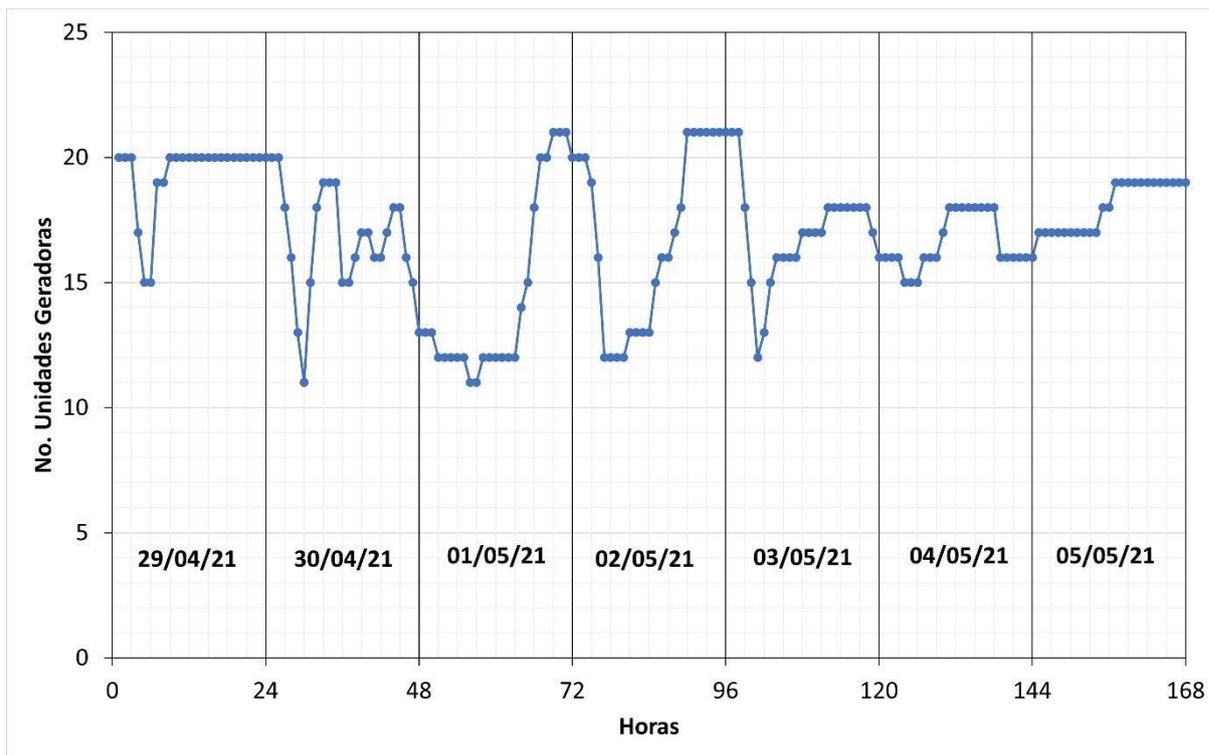


Figura 4.8 - Partidas e paradas de unidades geradoras na semana 2.

Houve várias movimentações de partidas e paradas ao longo dos dias. Nessa semana a maior frequência de partidas e paradas foi no dia 30/04/2021, destacado na Figura 4.9.

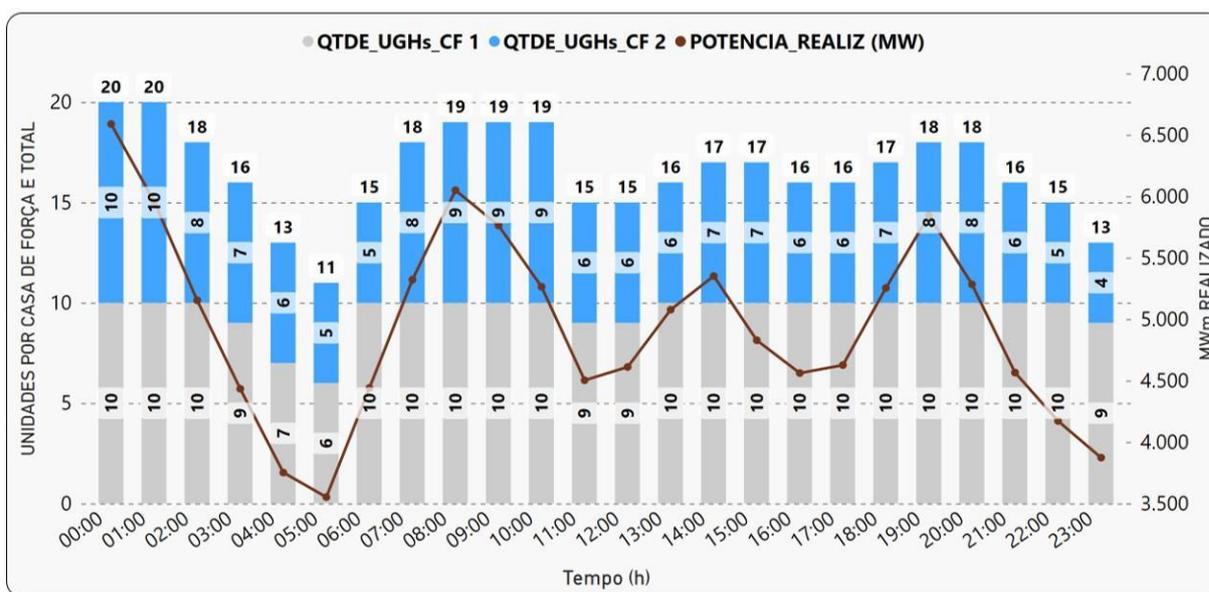


Figura 4.9 - Configuração das unidades em função da demanda em 30/04/2021.

Para acompanhar a demanda observamos que, às 00:00h havia 20 unidades em operação, às 05:00h foram reduzidas para 11 unidades, sendo que às 08:00h mais 8 unidades (totalizando 19) são acionadas e às 11:00h já se reduz para 15 unidades. A movimentação segue até o final do dia com 15 unidades às 23:00h.

#### 4.2.3 Semana 3 (01/07 a 07/07/2021)

A semana 3 é marcada pelo fim do período de cheia e o início da estação de estiagem do lago. Desta forma, o despacho de carga da UHE Tucuruí começa a ser reduzido e o aumento de unidades geradoras em operação fica mais restrito ao atendimento do chamado “horário de ponta”, que de acordo com o ONS vai das 17:00h às 22:00h.

Outra peculiaridade desse período é que o aumento de unidades geradoras em operação fica preferencialmente pela casa de força 1. E a casa de força 2, em função de sua restrição de nível de montante e jusante, é lentamente menos acionada. Na Figura 4.10 observa-se o comportamento das unidades geradoras nesse período. É perceptível a redução de unidades em funcionamento nesse período de amostra, já que, das 23 unidades da usina, o máximo despachado foram 13 unidades.

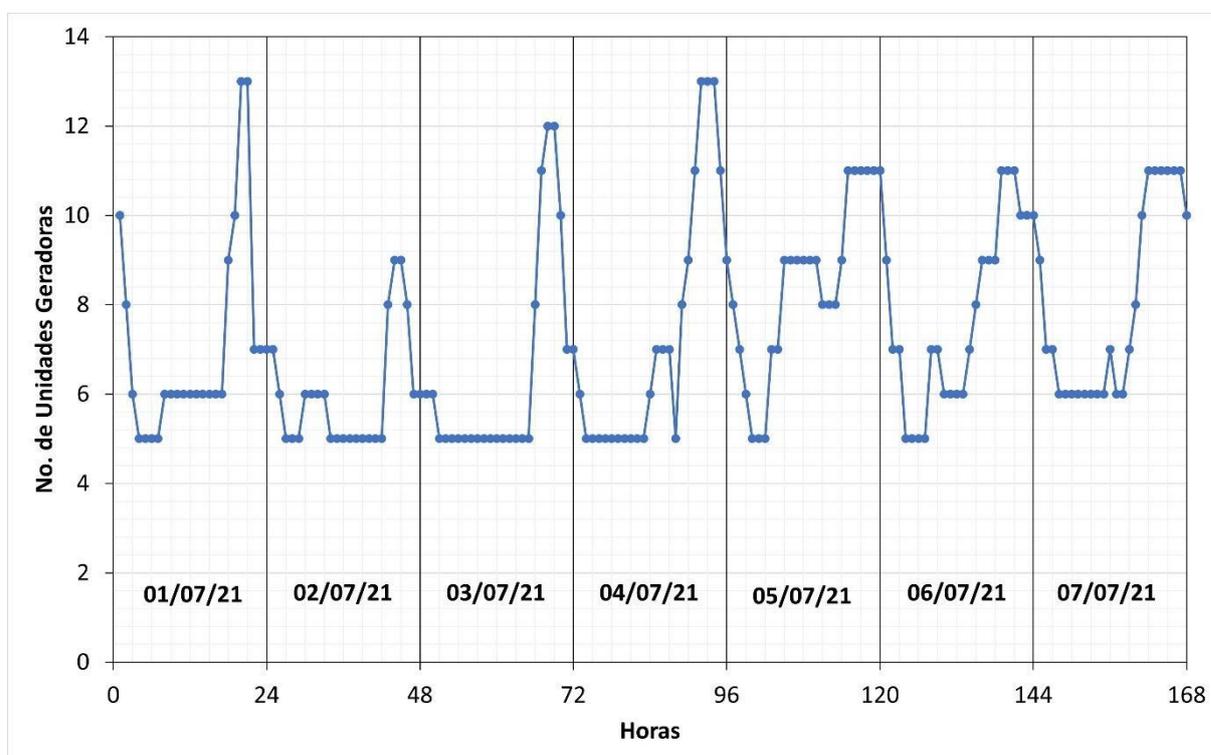


Figura 4.10 - Configuração das unidades em função da demanda na semana 3.

Na Figura 4.11 destacamos os eventos do dia 01/07/2021 onde houve o maior número de partida e parada.

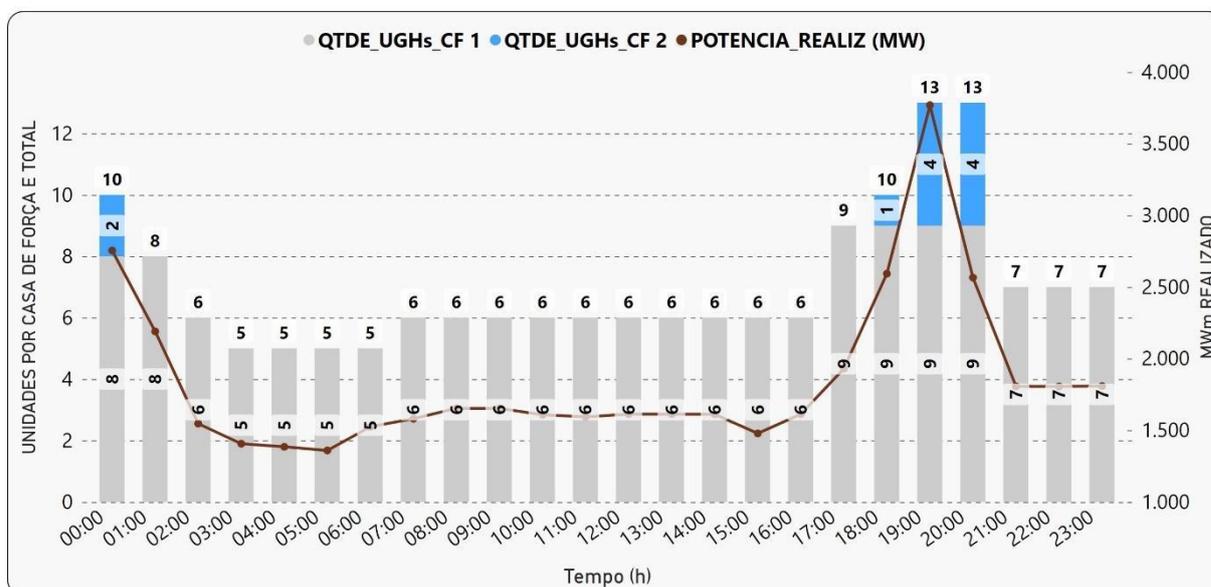


Figura 4.11 - Configuração das unidades em função da demanda em 01/07/2021.

#### 4.2.4 Semana 4 (16/09 a 22/09/2021)

Setembro (semana 4) está estabelecido como o período de estiagem do rio Tocantins. Com isso, a casa de força 2 continua com despacho mínimo até parar por completo, quando o nível de montante fica inferior a 62 m. Na Figura 4.12 observa-se o comportamento das unidades geradoras em função da demanda nesse período.

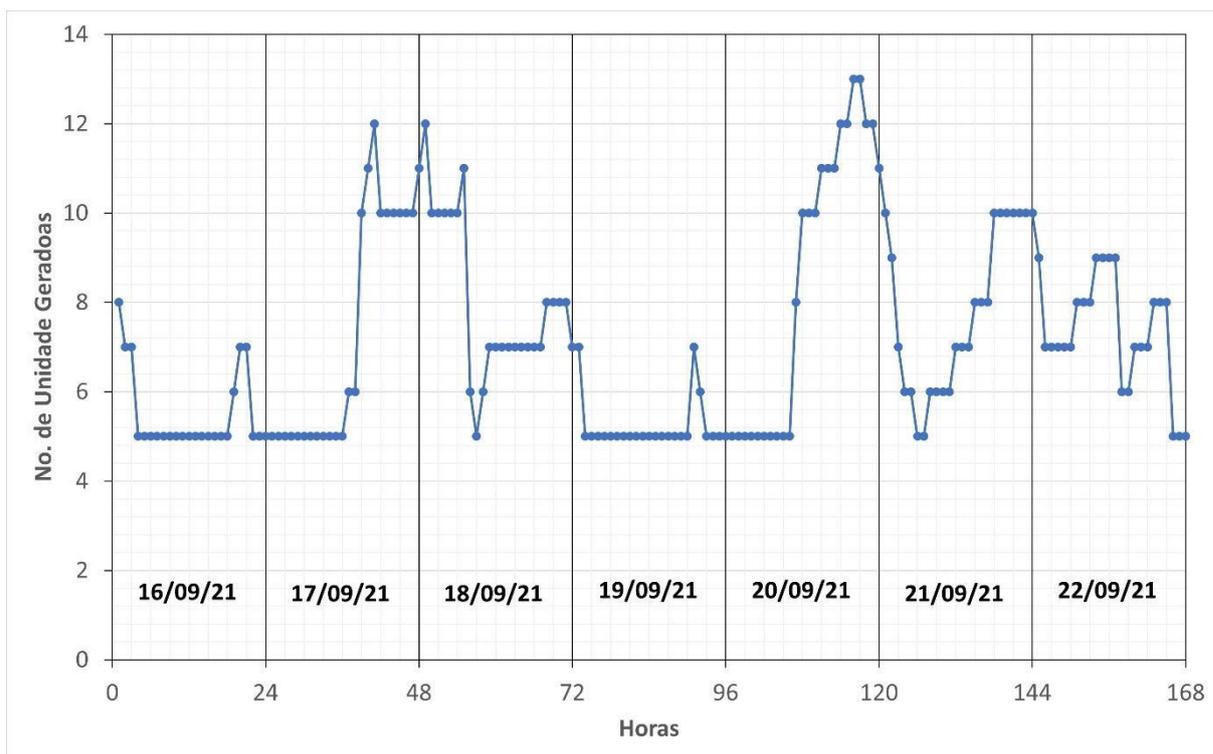


Figura 4.12 - Configuração das unidades em função da demanda na semana 4.

Na Figura 4.13 o dia 18/09/2021 como o dia com maior número de partidas e paradas. Observa-se que nesse dia a geração foi mantida em sua maior parte pela casa de força 1.

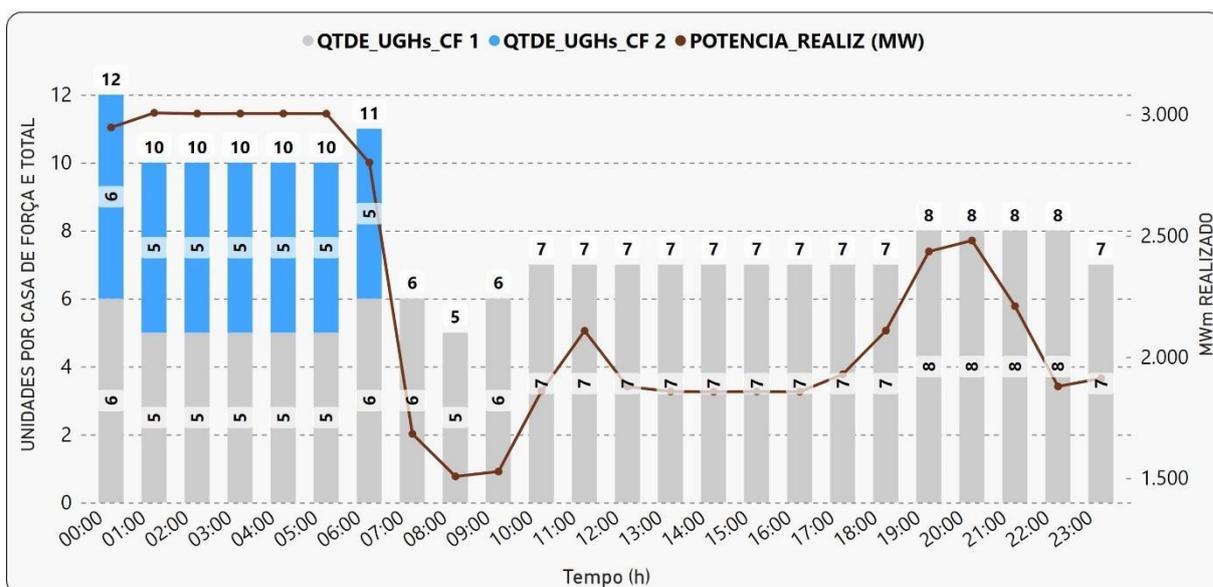
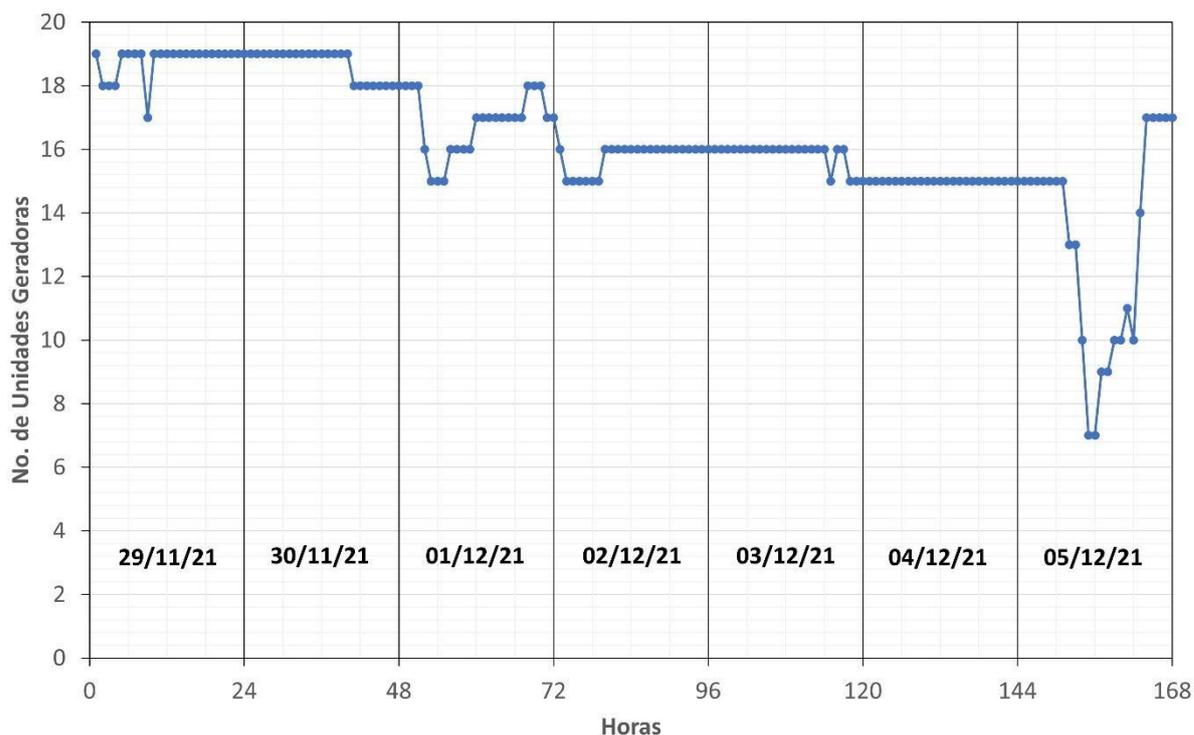


Figura 4.13 - Configuração das unidades em função da demanda em 18/09/2021.

#### 4.2.5 Semana 5 (29/11 a 05/12/2021)

Na semana 5, vista na Figura 4.14, marca o fim da estiagem e início do período de cheia do rio Tocantins. Com isso as vazões afluentes começam a subir e a casa de força 2 é novamente acionada para atender a demanda de carga do sistema, levando em conta sua disponibilidade.



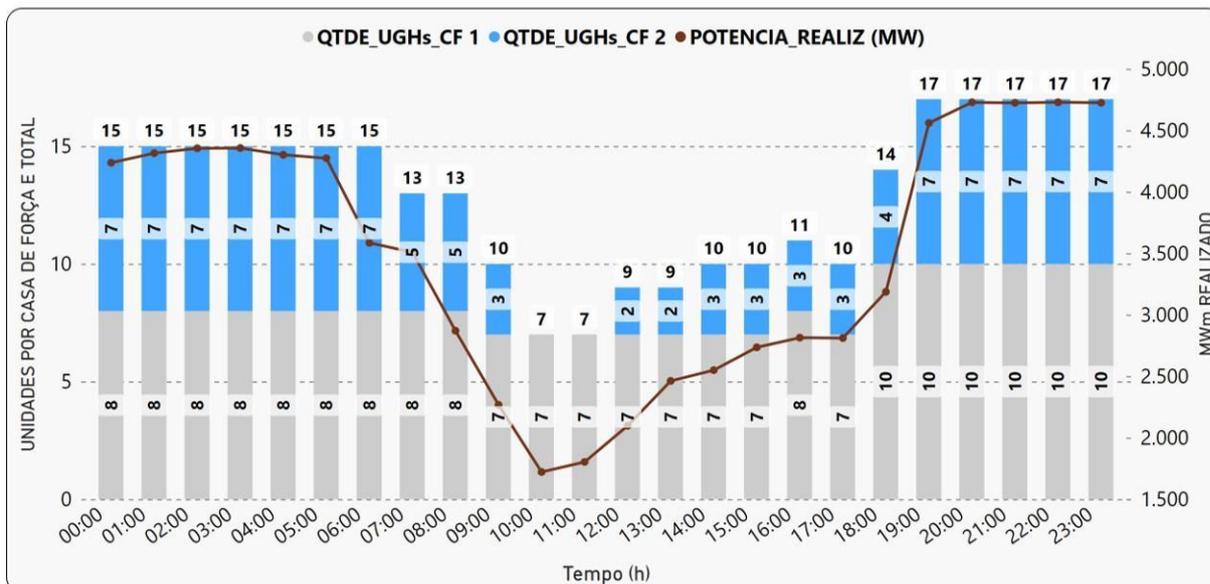


Figura 4.15 - Configuração das unidades em função da demanda em 05/12/2021.

### 4.3 Custos associados ao processo de partida e parada de uma unidade geradora

As manutenções (preventivas e corretivas) fazem parte do processo produtivo. Nessa pesquisa estamos investigando se o número dessas manutenções pode estar relacionado com o aumento das partidas e paradas e consequentemente no aumento do custo de operação e manutenção.

Os dados abaixo apresentados estão diretamente associados ao número de intervenções em sistemas e equipamentos do fluxo principal das unidades geradoras que estão diretamente ligados ao funcionamento da máquina. Na Figura 4.16 podemos observar um resumo dos documentos do tipo nota de manutenção e nota de falha no período de fevereiro de 2020 a agosto de 2023. A Tabela 4.3 descreve as definições das siglas dos gráficos 4.17 (a) e 4.17 (c).

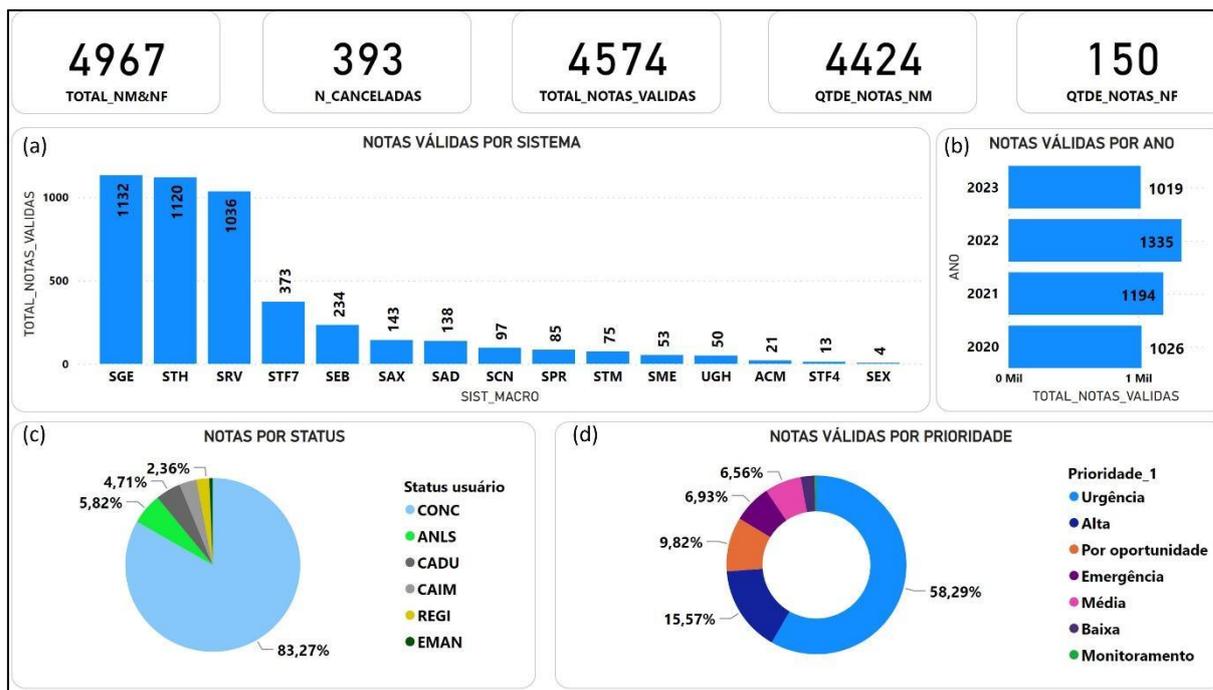


Figura 4.16 - Resumo das notas emitidas do tipo NF e NM.

Tabela 4.3 – Descrição Siglas: (a) Sistemas Macro; (b) Status das notas

Graf.	SIGLA	DESCRIÇÃO
(a)	ACM	Sistema de acumuladores
	SAD	Sistema de adução e descarga
	SAX	Sistema auxiliares da unidade
	SCN	Sistema de controle
	SEB	Sistema da subestação blindada
	SEX	Sistema de excitação
	SGE	Sistema do gerador
	SME	Sistema de medição
	SPR	Sistema de proteção
	SRV	Sistema do regulador de velocidade
	STF4	Sistema do transformador de potência 69 KV
	STF7	Sistema transformador de potência 500 KV
	STH	Sistema da turbina
	STM	Sistema de monitoramento
(c)	UGH	Unidade geradora
	ANLS	Analisada
	CADU	Cancelada Duplicidade
	CAIM	Cancelada Improcedente
	CONC	Concluída
	EMAM	Em análise
	REGI	Registrada

Estão destacados o total de notas de manutenção e notas de falha somados (4.967), o número de notas canceladas após análise (393), o total de notas válidas (4.574). Dentro das notas válidas foram emitidas 4.424 notas de manutenção (NM) e 150 notas de falha (NF).

Na figura 4.16(a) está a distribuição das notas válidas por sistema, onde podemos observar que os sistemas com mais notas emitidas são - Sistema do Gerador (SGE), Sistema da Turbina (STH) e o Sistema do Regulador de Velocidade (SRV).

Na figura 4.16(b) estão estratificados os números de notas NF e NM por ano, deixando claro que o número de notas vem aumentando ao longo dos anos, o que é natural pelo tempo de vida útil também está se alongando, mas que também pode ter relação com os esforços do excesso de partidas e paradas.

Já na figura 4.16 (c) a distribuição de notas por status. E na figura 4.16 (d) a distribuição das notas NM e NF válidas (excluídas notas canceladas) por nível de prioridade.

Refletindo essas notas por unidades geradoras temos os dados dispostos na Figura 4.17. Percebe-se que com menor número de notas emitidas são as unidades 1, 3, 5, 24 e 25, que são unidades do serviço auxiliar.

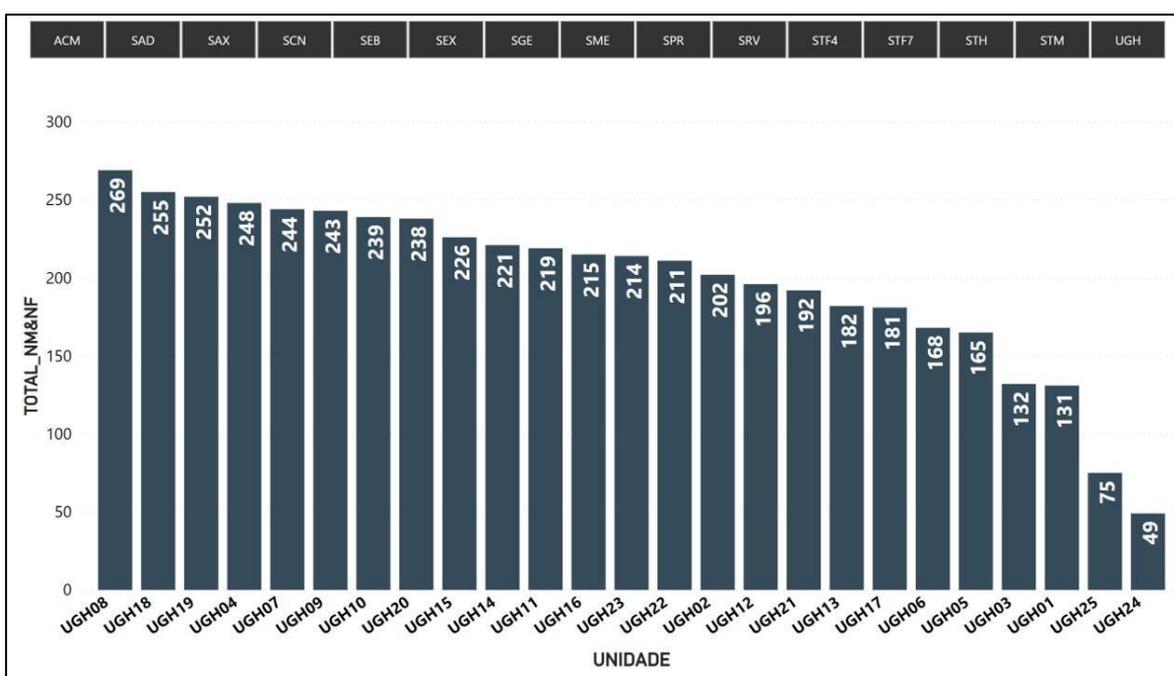


Figura 4.17 - Quantidade de notas NF e NM por unidade

Fazendo um filtro dos sistemas macro com mais de 200 notas emitidas por subsistemas e equipamentos temos os percentuais em relação a todas as notas emitidas no período amostral na Figura 4.18.

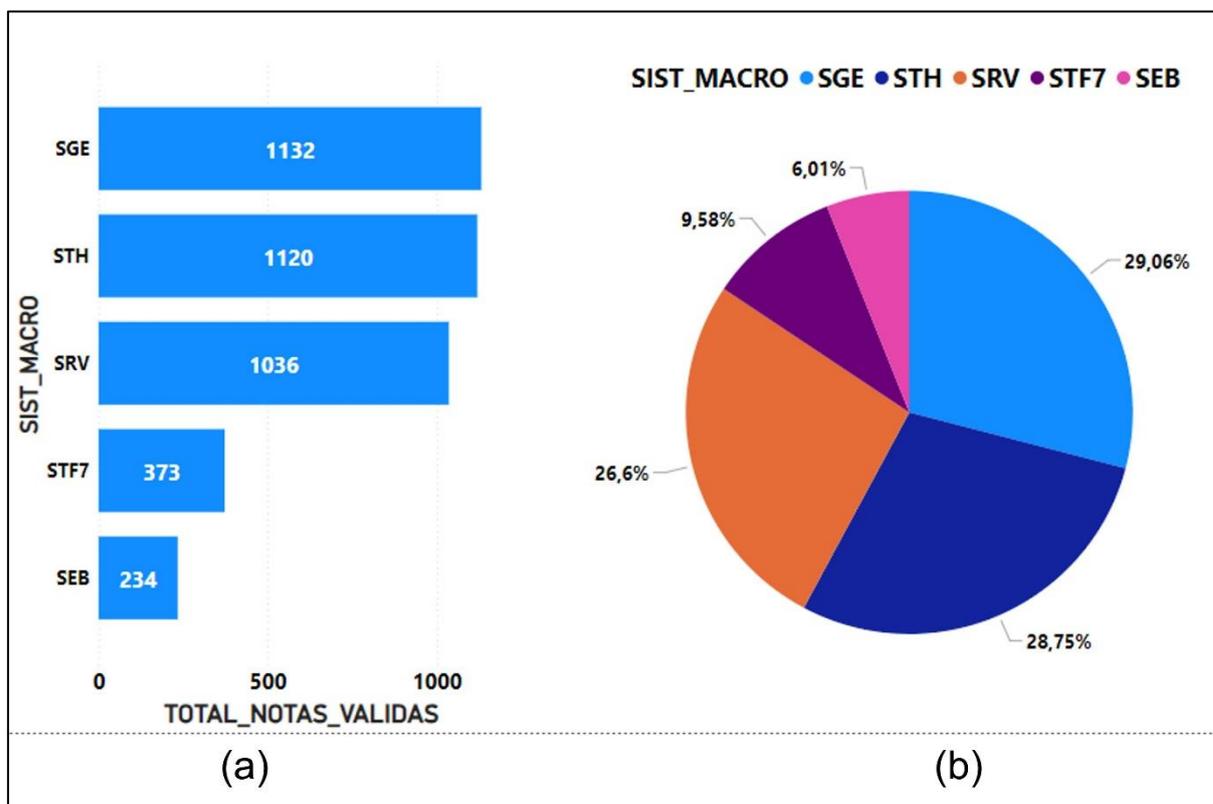


Figura 4.18 - Mapeamento percentual das notas emitidas por sistemas macro

Na Figura 4.18(a) temos o resumo dos sistemas macro e na Figura 4.18(b) a representação percentual da quantidade de notas válidas, onde vemos que quase 85% das notas foram destinadas aos sistemas da turbina (STH), sistema do gerador (SGE) e ao sistema do regulador (SRV). E cerca de 15% são notas do sistema do transformador e subestação blindada. Ou seja, pode se afirmar pelos dados que esses sistemas são os que mais sofrem intervenções e conseqüentemente os que agregam maior custo de manutenção, sejam de mão-de-obra, sobressalentes e insumos.

No gráfico da Figura 4.19 são apresentados os volumes de notas emitidas por subsistemas.

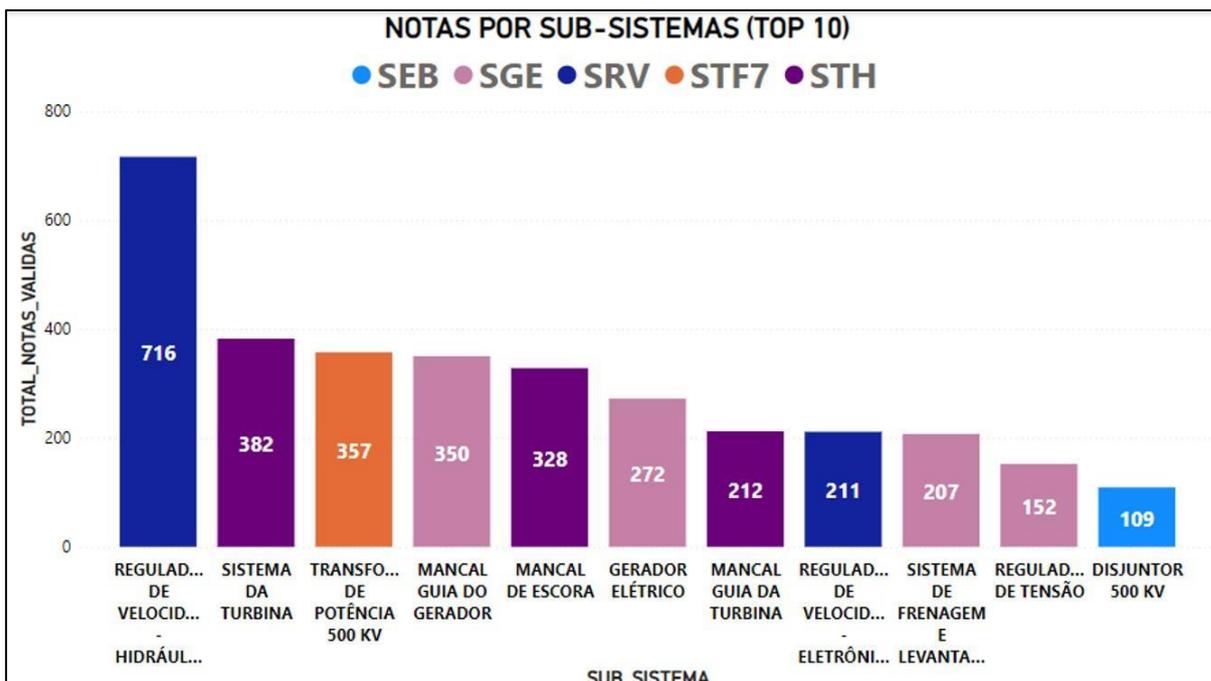


Figura 4.19 - Quantidade de notas emitidas por subsistemas dos sistemas macros

Nota-se que o regulador de velocidade hidráulico é o subsistema que mais teve solicitações de intervenções, o que é compreensível, uma vez que é o sistema que está intimamente ligado com o funcionamento da unidade geradora. Sua função principal é comandar a abertura e fechamento do distribuidor, e com isso fazer a regulação da passagem de água para turbina, logo sua movimentação é constante.

Fazendo a distribuição das notas pelos sistemas macros com maior volume de notas NF e NM, temos as quantidades descritas na Figura 4.20.

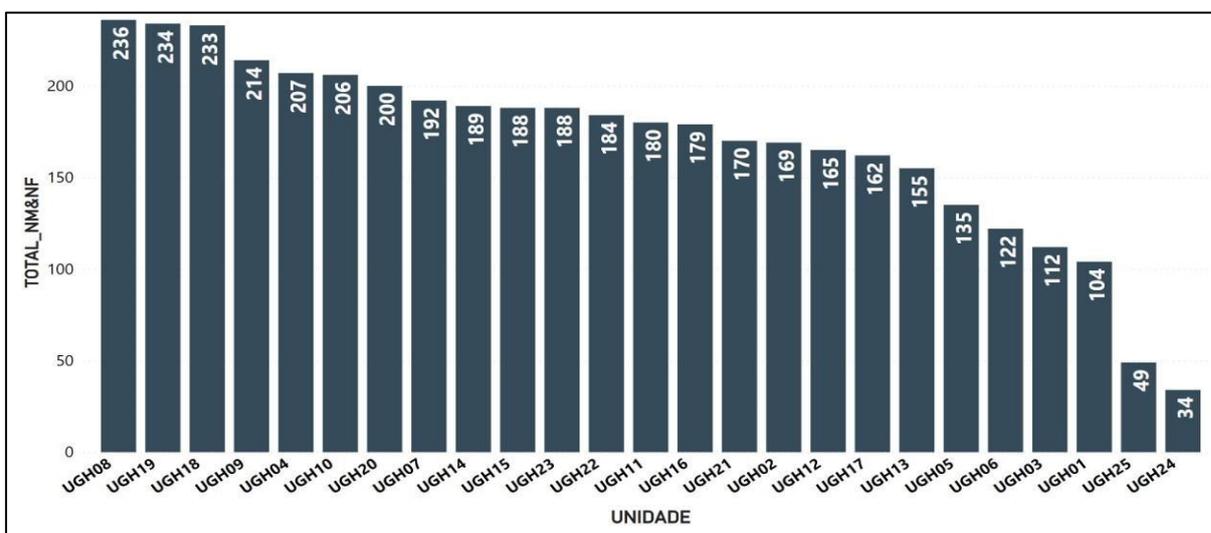


Figura 4.20 - Quantidade de notas NF e NM dos 5 sistemas mais afetados

Em termos percentuais, os subsistemas com maior número de notas emitidas estão listados na Tabela 4.4

Tabela 4.4 - Maiores percentuais de notas por subsistemas

SISTEMA MACRO	TOTAL DE NOTAS	SUBSISTEMA	% DO TOTAL
SGE	1132	MANCAL GUIA DO GERADOR	30,92%
		GERADOR ELÉTRICO	24,03%
		SIST. FRENAGEM	18,29%
STH	1120	SISTEMA DA TURBINA	34,11%
		MANCAL DE ESCORA	29,29%
		MANCAL GUIA DA TURBINA	18,93%
SRV	1036	REGUL. DE VELOCIDADE (sistemas hidráulicos)	69,11%
		REGUL. DE VELOCIDADE (sistemas eletrônicos)	20,37%
STF7	373	TRAFO DE 500KV	95,71%
SEB	234	DISJUNTOR DE 500 KV	46,58%
		COMPARTIMENTO DE SF6 500 KV	36,32%

Também ligado à manutenção estão as horas de disponibilidade da unidade geradora, que é o principal indicador das usinas hidrelétricas. As indisponibilidades recorrentes e por longos períodos podem afetar significativamente a receita das empresas de energia, podendo levar a redução da Garantia Física (GF). Essa redução pode ocorrer no período de revisão da garantia física que é realizada a cada 5 anos pela EPE ou quando há necessidade por parte dos agentes envolvidos.

Na Tabela 4.5 estão os dados de garantia física da UHE Tucuruí e o seu proporcional por unidade.

Tabela 4.5 - Dados de referência da UHE Tucuruí

MW usina	GF usina (MW)	MW UGH	GF (Ui) MW	ID
8.535	3.995,5	350	163,85	91,8%
8.535	3.995,5	390	182,57	

De forma simples, para manter a garantia física da UHE Tucuruí, são necessárias ter no mínimo 12 unidades geradoras gerando 333 MW cada. Mas sabe-se que o despacho das instalações é de responsabilidade do ONS. Com isso, ao longo do tempo as usinas podem ser despachadas acima ou abaixo de sua garantia física.

Nesse momento entra o mecanismo de realocação de energia (MRE) e o preço de liquidação das diferenças (PLD) para equilibrar essas distorções. Essa seria condição sistêmica, contudo, o mesmo pode acontecer pela indisponibilidade de unidades geradoras da instalação.

Em um exemplo simples, vamos supor alguns períodos em que a garantia física não pode ser alcançada. Como em momentos em que apenas a casa de força 1 está em operação com suas 12 unidades geradoras. Então pensando no pior cenário, teríamos, 12 unidades gerando 333 MW, atingindo assim a garantia física. Mas, se por um problema houver a necessidade de parar uma unidade geradora em emergência. Quanto isso representaria de custo para a instalação?

A Tabela 4.6, mostra de forma simplificada os valores para esse cenário hipotético. Vale ressaltar que o valor do PLD é em R\$/MWh, sendo um dado horário publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em 10/06/2023 o PLD horário ficou em R\$ 69,04.

Tabela 4.6 - Representação simulada dos custos com PLD

MW usina	GF usina (MW)	MW UGH	A - GF (U <sub>i</sub> ) MW	B - Tempo de indisponibilidade (h)	C - PLD (R\$/MWh)	VALOR (AxBxC)
8.535	3.995,5	350	163,85	1	64,04	R\$ 10.492,69
8.535	3.995,5	350	163,85	24	64,04	R\$ 251.824,64

Esses seriam os valores que o agente teria de arcar para a indisponibilidade de uma unidade geradora em 1h e em 24h, para esse modelo simplificado.

#### 4.4 Estimativa da redução de partidas e paradas

Para nossa análise tomamos o ano de 2021, dividido em 5 seções ao longo do ciclo hidrológico e dessa divisão extraímos 5 semanas operativas e dessas semanas observamos os dias com maior número de partidas e paradas. Por fim, das 5 datas escolhidas a que mostrou maior possibilidade redução de partidas e paradas (26%) foi o dia 01/07/2021.

Dada a Tabela 4.7, temos todas as unidades que foram acionadas para o despacho de carga ao longo das 24h do dia 01/07. Na casa de força 1 (CF1) foram acionadas 9 unidades geradoras, sendo as unidades 1; 2; 3; 4; 5; 7; 8; 9 3 10 e na casa de força 2 (CF2) foram acionadas 5 unidades geradoras, que foram as unidades



Por exemplo, a unidade 8 (PT8) tem três mudanças de estado em um curto período, ou seja, estava em operação às 01:00h, é desligada às 02:00h, volta a operar às 19:00h e é desligada novamente às 21:00h.

Na parte inferior da Tabela destacado em vermelho está o espelhando das potências da turbina, calculado pela divisão da potência do gerador pelo rendimento fixo de 98%.

Agora utilizando o método de mudanças dos pontos de operação das unidades geradoras na curva de colina, dentro das faixas permitidas de operação para cada altura de queda, foi possível manter as unidades 8 (PT8) e a unidade 10 (PT10) paradas com o remanejamento das cargas dessa unidade para outras unidades, evitando assim 5 mudanças de estados operativos, uma redução total de 26% de partidas e paradas. E operando com 12 unidades no total ao invés das 14 unidades. Os principais ajustes estão destacados na Tabela 4.9 em verde.

Tabela 4.9 - Resumo das unidades que operaram durante o dia simulado

T	PT 1	PT 2	PT 3	PT 4	PT 5	PT 7	PT 8	PT 9	PT 10	PT 14	PT 15	PT 18	PT21	PT 22	TOTAL
1	345,00	345,00	345,00	0,00	345,00	345,00	0,00	259,35	0,00	0,00	342,70	390,00	0,00	0,00	2717,05
2	250,00	250,00	254,60	0,00	275,00	300,00	0,00	250,00	0,00	0,00	0,00	350,00	0,00	0,00	1929,60
3	300,00	300,00	300,00	0,00	270,00	253,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1423,40
19	345,00	345,00	345,00	264,00	251,20	250,00	0,00	250,00	0,00	378,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2428,20
20	283,75	345,00	345,00	345,00	345,00	345,00	0,00	345,00	0,00	368,52	0,00	390,00	315,74	300,70	3728,70
21	345,00	345,00	270,00	250,00	262,20	254,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1726,20
22	250,00	317,50	310,00	330,00	300,00	258,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1766,07
23	345,00	310,00	253,30	345,00	253,81	258,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1765,58
24	345,00	345,00	255,00	250,00	254,54	318,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1768,24
1	352,04	352,04	352,04	0,00	352,04	352,04	0,00	264,64	0,00	0,00	349,69	397,96	0,00	0,00	2772,50
2	255,10	255,10	259,80	0,00	280,61	306,12	0,00	255,10	0,00	0,00	0,00	357,14	0,00	0,00	1968,98
3	306,12	306,12	306,12	0,00	275,51	258,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1452,45
19	352,04	352,04	352,04	269,39	256,33	255,10	0,00	255,10	0,00	385,71	0,00	0,00	0,00	0,00	2477,76
20	289,54	352,04	352,04	352,04	352,04	352,04	0,00	352,04	0,00	376,04	0,00	397,96	322,18	306,84	3804,80
21	352,04	352,04	275,51	255,10	267,55	259,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1761,43
22	255,10	323,98	316,33	336,73	306,12	263,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1802,11
23	352,04	316,33	258,47	352,04	258,99	263,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1801,62
24	352,04	352,04	260,20	255,10	259,74	325,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1804,33

Na Tabela 4.10, está destacado o atendimento das 24 horas de operação com as referências do realizado e da simulação ajustada. Mesmo sendo feito de forma empírica percebe-se que é possível fazer o atendimento a carga em outras configurações alcançando o mesmo objetivo. E esse processo pode ser automatizado para facilitar a tomada de decisão do operador.

Tabela 4.10 – Detalhamento dos resultados simulados de geração

Hora	CF1 (MW)		CF2 (MW)		Total (MW)	
	Realizado	Ajustado	Realizado	Ajustado	Realizado	Ajustado
1	2.098,6	1.984,4	618,5	732,7	2.717,1	2.717,1
2	1.929,6	1.579,6	0,0	350,0	1.929,6	1.929,6
3	1.434,4	1.423,4	0,0	0,0	1.434,4	1.423,4
4	1.365,9	1.365,9	0,0	0,0	1.365,9	1.365,9
5	1.344,7	1.344,7	0,0	0,0	1.344,7	1.344,7
6	1.319,2	1.319,2	0,0	0,0	1.319,2	1.319,2
7	1.458,1	1.485,1	0,0	0,0	1.458,1	1.485,1
8	1.444,1	1.444,1	0,0	0,0	1.444,1	1.444,1
9	1.613,1	1.613,1	0,0	0,0	1.613,1	1.613,1
10	1.613,1	1.613,1	0,0	0,0	1.613,1	1.613,1
11	1.567,5	1.567,7	0,0	0,0	1.567,5	1.567,7
12	1.554,2	1.554,2	0,0	0,0	1.554,2	1.554,2
13	1.573,0	1.573,0	0,0	0,0	1.573,0	1.573,0
14	1.572,8	1.572,8	0,0	0,0	1.572,8	1.572,8
15	1.571,4	1.571,4	0,0	0,0	1.571,4	1.571,4
16	1.441,8	1.441,8	0,0	0,0	1.441,8	1.441,8
17	1.572,8	1.572,8	0,0	0,0	1.572,8	1.572,8
18	1.584,1	1.584,1	0,0	0,0	1.584,1	1.584,1
19	2.428,2	2.050,2	0,0	378,0	2.428,2	2.428,2
20	2.566,1	2.353,8	1.162,5	1.375,0	3.728,6	3.728,8
21	1.726,2	1.726,2	0,0	0,0	1.726,2	1.726,2
22	1.766,1	1.766,1	0,0	0,0	1.766,1	1.766,1
23	1.765,6	1.765,6	0,0	0,0	1.765,6	1.765,6
24	1.768,3	1.768,2	0,0	0,0	1.768,3	1.768,2

As Figuras 4.21 e 4.22 apresentam a distribuição dos pontos de operação das unidades geradores (potência da turbina e queda líquida) nas curvas de colinas das respectivas máquinas de cada casa de força, para uma variação de queda observada na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Queda bruta (Hb) registrada em 01/07/2021 e queda líquida (Hl) adotada.

T (h)	Hb (m)	HI = Hb-1 (m)
1	68,38	67,38
2	68,88	67,88
3	69,18	68,18
19	68,69	67,69
20	68,69	67,69
21	68,99	67,99
22	69,09	68,09
23	69,19	68,19
24	69,19	68,19

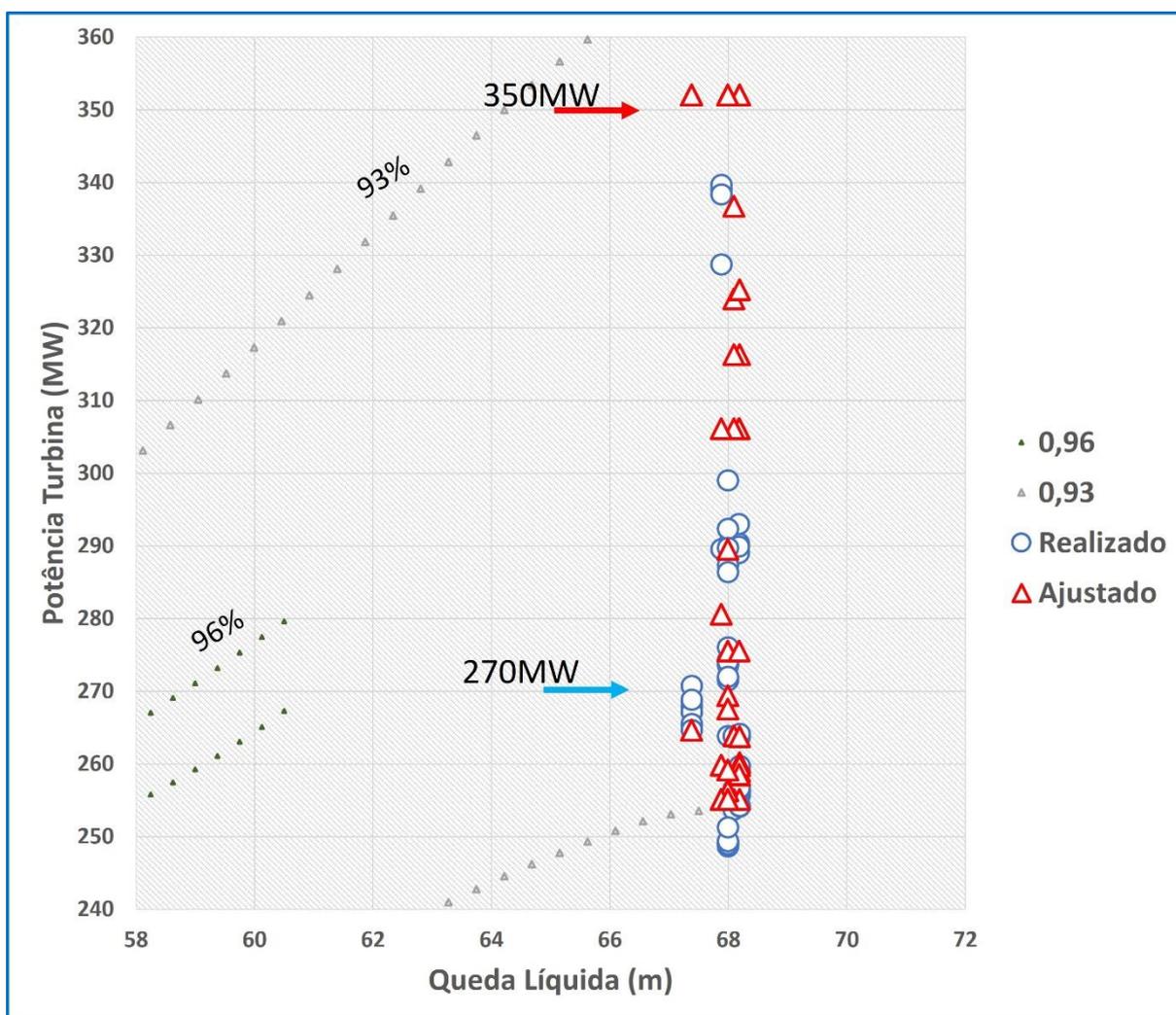


Figura 4.21 – Pontos de operação na curva de colina das unidades da CF 1.

Na Figura 4.21 os pontos indicados pelos círculos azuis foi como as unidades foram despachadas, isto é, o ponto de operação de todas as unidades geradoras da

casa de força 1 nas 24 horas do dia 01/07/2021. A queda neste dia teve uma variação de 67,38 m a 68,19 m e o rendimento obtido foi de mais ou menos 93% a 96% para esta configuração. As mudanças no ponto de operação de algumas unidades para atendimento a mesma carga, estão indicados pelos triângulos vermelhos. Por exemplo, a unidade 1 (PT1) que operava às 19h com uma potência de mais ou menos 270MW (seta em azul) e um rendimento de aproximadamente 96%, teve seu ponto ajustado para mais ou menos 350MW (seta em vermelho) com um rendimento de cerca de 94%.

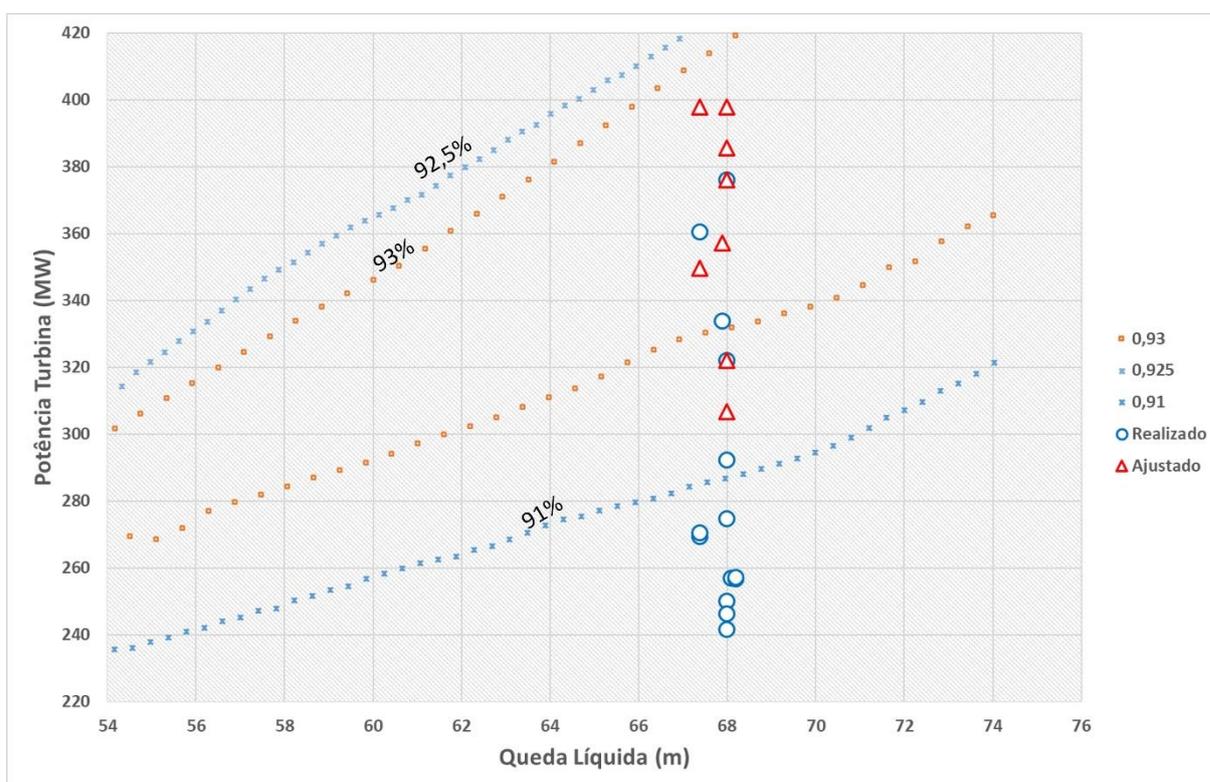


Figura 4.22 – Pontos de operação na curva de colina das unidades da CF 2.

A Tabela 4.12 apresenta o resumo dos dias selecionados das semanas de análise, a queda bruta (Hb) registrada, a potência total (PM) despachada e a quantidade de partidas e paradas para a situação real e a simulada.

Tabela 4.12 – Resumo dos dias analisados do realizado x simulado

Semana	Dia	Hb(m)	PM (GW)	REALIZADO			SIMULADA		
				Partidas	Paradas	Total	Partidas	Paradas	Total
1	13/fev	55,27	4,33	11	12	23	11	12	23
2	30/abr	64,39	4,77	12	18	30	11	13	24
<b>3</b>	<b>01/jul</b>	<b>69,18</b>	<b>1,74</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>19</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>14</b>
4	18/set	66,75	2,17	5	8	13	4	6	10
5	05/dez	55,78	3,35	11	9	20	10	8	18

Para alguns, dias das semanais amostrais, não houve uma redução significativa e até a impossibilidade de reduzir como no caso do dia 13/fev. Algumas percepções devem ser mencionadas como por exemplo, o maior percentual de redução de partidas e paradas ocorreu com a maior queda e a menor geração realizada, para os dias selecionados. Esse fato está ligado ao limite operativo já que para uma menor queda os limites permitidos de operação das unidades é bem menos do que para as medias e altas quedas.

Há que pensar também que em alguma momentos não há possibilidade de ajustes que modifiquem significativamente pois, alguns degraus de elevação e/ou redução de carga na UHE Tucuruí são elevados dado o tamanho da instalação. Além disso, vários fatores externos podem ocorrer que modifiquem totalmente a programação de geração diária, mas na medida em que se pode controlar devemos buscar ferramentas que possam auxiliar na melhor decisão de operação.

#### 4.5 Discussão dos resultados

O crescente incremento das fontes intermitentes, o aumento da competitividade do mercado de energia e ainda a dimensão continental do país, torna-se cada vez mais necessário mecanismos que possam minimizar ao máximo as perdas no processo produtivo das instalações.

Essa investigação teve como maior contribuição o diagnóstico dos dados apurados, trazendo luz aos altos números de partidas e paradas de máquinas nas UHEs do Brasil, como é o caso da UHE Tucuruí e fomentando ainda mais as discussões para soluções de curto, médio e longo prazo, que podem ser na forma de operar ou sob a forma de compensações para as instalações afetadas pelas práticas hoje adotadas.

Analisando os dados apurados da UHE Tucuruí pode-se comprovar o grande esforço mecânico e elétrico aos quais as unidades geradoras são expostas pelos elevados ciclos de partidas e paradas. Como por exemplo há unidades geradoras com 382 (UGH 11) movimentações de partidas e paradas em um ano, ou seja, em um mesmo dia a unidade pode ter várias mudanças de estado.

Não há ainda uma forma concreta de medir o quanto as partidas e paradas afetam os sistemas e subsistemas das unidades geradoras, porém é visível que os repetidos ciclos de partida e parada tem um papel significativo nos desgastes das máquinas. Esse fato pode ser percebido nos números de intervenções que as unidades são submetidas ao longo dos anos que mostra de forma clara quais áreas são mais afetadas. Tanto as partes mecânicas, elétricas e auxiliares das unidades tem esforços sobre exigidos.

Tomando como exemplo as unidades geradoras da UHE Tucuruí, fica evidente o fato de que as unidades com maior número de partidas e paradas tiveram conseqüentemente o maior número de solicitações de intervenções para correção de anomalias, como por exemplo a UGH 08 teve 236 solicitações de intervenções. Em contrapartida as unidades que fazem parte do serviço auxiliar com o menor números de partidas e paradas têm uma incidência de solicitações de intervenções bem menor, como a UGH 01 com 104 notas emitidas.

Como é prerrogativa do agente a forma como vai despachar a carga, isto é, tem uma certa autonomia sobre as máquinas. Sendo assim, uma estratégia que explore mais os pontos de operação das unidades geradoras na curva de colina podem vir a contribuir para a redução no número de partidas e paradas.

É plausível inferir que o objetivo desta pesquisa foi alcançado, uma vez que, a estratégia aplicada, para um dia operativo (01/07/2021), teve sua eficácia na redução de cerca 26% do número de mudança de estados das unidades geradoras. Contudo, houve também dias em que não foi possível a redução do número de partidas e paradas ou uma redução pouco significativa dentro da semana analisada.

Vale ressaltar que a UHE Tucuruí possui característica bem peculiares a cerca de suas unidades geradoras, ou seja, tem duas casas de forças com unidades geradoras com níveis de potência diferentes, restrições de níveis diferentes, entre outros aspectos, o que por um lado dá maior flexibilidade no momento de configurar as unidades geradoras para o despacho de carga, mas que por outro lado aumenta o

número de variáveis no processo de otimização se comparada a uma usina com máquinas de mesmo nível de potência e sob as mesmas restrições operativas.

A aplicação do método foi realizada de forma empírica, porém mostrou que é factível. Um modelo que faça a distribuição dos pontos de operação de forma automatizados dentro da curva de colina trará com certeza resultados ainda melhores. É importante lembrar que nem sempre isso será possível, uma vez que, o sistema elétrico é dinâmico e sujeito a perturbações não programadas. No entanto não invalida a busca pela melhoria contínua dos processos visando confiabilidade e lucratividade.

## **5. CONCLUSÃO**

### **5.1 Considerações Finais**

Os dados apresentados corroboram para a inferência de que o elevado ciclo de partida e parada tem um impacto significativo nos custos das instalações, sejam pelos elevados números de intervenções, como também pela redução de receita, já que a indisponibilidade das unidades geradoras se refletem diretamente no índice de disponibilidade da instalação que pode afetar a sua garantia física.

O método utilizado neste trabalho, com base nas semanas escolhidas para análise, mostrou que em alguns casos, pode haver uma redução de até 26% no número de partidas e paradas das unidades geradoras. Porém em outros não houve um resultado satisfatório, devido às restrições às quais as unidades estão submetidas. Contudo, abre portas para que outras análises mais sistemáticas sejam realizadas. Além de estudos para melhor aproveitamento da curva de colina, melhor distribuição das unidades geradoras e associação de outras metodologias como unidades reversíveis para juntas trazerem resultados mais eficientes.

É possível que as semanas selecionadas não sejam as datas com os maiores eventos de mudanças de estado do ano de 2021, já que, foram escolhidas de forma a se distribuir nas várias fases do ciclo hidrológico. Entretanto, o que se quis demonstrar é que é possível mudar os pontos de operação das unidades dentro de seus limites operacionais e com isso reduzir o ciclo parte/para.

Nosso intuito foi contribuir para que as discussões sobre o tema sejam cada vez mais amplas e que delas possam sair propostas que venham a contribuir para o desenvolvimento de novos modelos, mudanças na regulação e crescimento técnico-econômico do nosso país.

### **5.2 Recomendações**

Diante dos apontamentos realizados neste trabalho, fica claro que medidas precisam ser tomadas para que as perdas sofridas pelas instalações sejam mitigadas.

Uma proposta apresentada neste trabalho é o ajuste no modelo de despacho de carga explorando mais a curva de colina das máquinas e reduzir o número de partidas e paradas.

Há também os estudos e aplicações, para que usinas do porte da UHE Tucuruí possam também operar com turbinas reversíveis, o que poderia auxiliar nas configurações de operação para redução das partidas e paradas.

Outra sugestão é promover a argumentação, junto aos órgãos regulamentadores, da necessidade de que as instalações sejam compensadas quando são sobre exigidas para atendimento ao sistema. Como muitas vezes as usinas hidrelétricas são utilizadas para regulação do sistema, seria interessante que houvesse compensações para tal utilização. E com isso a redução das perdas econômicas com manutenções e perdas de receita.

### **5.3 Sugestões para estudos posteriores**

Para estudos posteriores sugerimos o maior aprofundamento na questão dos custos envolvidos no processo de partidas e paradas. Com a definição mais real possível do valor de uma partida e uma parada de uma unidade geradora de grande porte.

Elaboração de programas que associam a geração programada e o número de unidades para atendimento com foco na curva de colina, auxiliando o operador de tempo real na melhor configuração de despacho.

Levantamentos argumentativos para mudanças no sistema de compensação das usinas que operam como reguladoras do SIN.

## REFERÊNCIAS

Barber, C. B., Dobkin, D.P., and Hudna, H.T., "**The Quickhull Algorithm for Convex Hulls**," ACM Transactions on Mathematical Software, 22(4):469-483, Dec 1996. <https://dl.acm.org/doi/10.1145/235815.235821>

Belo, T.L. **Simulador da operação a médio prazo para o sistema hidrotérmico brasileiro**. 2019. 116f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Ciências Exatas e Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Regras de comercialização**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/regras-de-comercializacao>. Acesso em 09/12/2022.

Cordova, M.M, Finardi, E.C, Ribas F.A.C., Matos, V.L., Scuzziato, M.R. **Performance evaluation and energy production optimization in the real-time operation of hydropower plants**. *Electric Power Systems Research*, 116 (2014) 201–207. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.06.012>. Acesso em 09/09/2021.

ELETROBRÁS ELETRONORTE, Diretoria Técnica. **Usina Hidrelétrica Tucuruí: memória técnica**. Centrais Elétricas do Norte do Brasil – ELETROBRÁS ELETRONORTE. Brasília, 1989.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE . **Garantia Física**. <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>. Acesso em: 08/09/2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 08/09/2023.

FURTADO, G.C.A. **Avaliação do despacho de energia elétrica no curto prazo, na UHE Tucuruí, por meio das perdas no processo de geração**, 2013. 57f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Pará, PA, 2013.

Gomes, A.M. **Otimização a operação diária de usinas hidrelétricas em cascata utilizando metaheurísticas**. 2018. 122f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

Hammid, T. A.; Awad, O.I.; Sulaiman, M.H.; Gunasekaran, S.S.; Mostafa, S.A.; Manoj Kumar, N.; Khalaf, B.A.; Al-Jawhar, Y.A.; Abdulhasan, R.A. **A Review of Optimization Algorithms in Solving Hydro Generation Scheduling Problems**. *Energies* 2020, 13, 2787. <https://doi.org/10.3390/en13112787>

Kleina, M. **MÉTODO DE PONTOS INTERIORES APLICADO AO PROBLEMA DO DESPACHO HIDROTÉRMICO**, 2012. 97f. Dissertação (Mestrado em Métodos Numéricos em Engenharia). Universidade Federal do Paraná, Paraná, 2012.

Kong J., Skjelbred H. I., Fosso O. B. 2020, **An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem**, Electric Power Systems Research, Volume 178, January 2020, 106027.

Kumar K., Saini, R.P. **A review on operation and maintenance of hydropower plants**, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Volume 49, 2022, 101704, ISSN 2213-1388. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101704>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138821007189>)

Li J., Saw M.M.M, Chen S., Yu H., 2020 - **Short-Term Optimal Operation of Baluchang II Hydropower Plant in Myanmar**. Disponível em: [www.mdpi.com/journal/water](http://www.mdpi.com/journal/water) - Water 2020, 12, 504; doi:10.3390/w12020504.

Makoto, K. **Modelo de programação de operação de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos**, 2012. 227f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, São Paulo, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2021>. Acesso em: 24/11/2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Cálculo Montante da Garantia Física**. Disponível em: [https://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=56417ae8-e534-887c-9960-ecdf43e0e2fe&groupId=36189](https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=56417ae8-e534-887c-9960-ecdf43e0e2fe&groupId=36189). Acesso em: 24/09/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Acervo Digital**. [S.I.], 2021a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 04/08/2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Atuação do ONS – Sistemas Isolados**. [S.I.], 2021b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 04/08/2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Histórico da Operação**. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Acesso em: 04/09/2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **O Sistema em números**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 04/08/2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Plano da operação energética - PEN**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20PEN%202021.pdf>. Acesso em: 04/09/2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Relacionamentos**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/relacionamentos>. Acesso em: 04/08/2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - **Procedimentos de Rede - Módulo 1 – Relacionamento com Agentes. Glossário (horário de ponta)**. Disponível em: Submódulo 1.2-PR\_2020.12.pdf (ons.org.br). Acesso em: 04/09/2021.

Osburn, G. **Hydrogenerator start-stop costs**. Report U.S. Department of the Interior, Bureau of Reclamation, Technical Service Center, 2014. Disponível em: [https://www.usbr.gov/research/projects/download\\_product.cfm?id=1218](https://www.usbr.gov/research/projects/download_product.cfm?id=1218). Acesso em: 02/09/2020.

Passos, I. O. **Metodologia de obtenção de curvas de colina usando rede neurais para geração hidrelétrica**, 2011. 103f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Pará, PA, 2011.

Pinheiro, V. C. M. **Despacho ótimo de sistemas elétricos com armazenamento de energia para fontes intermitentes de geração no Brasil**, 2020. 191f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2020.

Santos, R. L. S. **Estudo da influência do ciclo de partidas e paradas no estator de geradores síncronos**, 2011. 88f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Pará, PA, 2011.

Savin, O. **Effet des cycles de démarrages et d'arrêts pour les centrales hydrauliques - modélisation de la détérioration des matériels pour l'évaluation des coûts de cyclage**. Automatique. Université Grenoble Alpes, 2021. Français. PhD Thesis <https://theses.hal.science/tel-03606368>

Savin, O., Badina, C., Baroth, J., Charbonnier, S. and Bérenguer, C. **Start and Stop Costs for Hydro Power Plants - A Critical Literature Review**. ESREL 2020 - PSAM 2020 - 30th European Safety and Reliability Conference and 15th International Probabilistic Safety Assessment and Management Conference, Nov 2020, Venise (Virtual conference), Italy. Paper# 4102. (hal-03124702)

Savin, O., Badina, C., Baroth, J., Pollier, R., Drommi, JI., Charbonnier, S. And Bérenguer, C. **Effect Of Start And Stop Cycles On Hydropower Plants - Modelling The Deterioration Of The Equipment To Evaluate The Cycling Cost**. 2023. IOP Conf. Ser. - Earth Environ. <https://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/1136/1/012057>

Silva Filho, D. **Dimensionamento de usinas hidrelétricas através de técnicas de otimização evolutiva**. 2003, 398fl. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

Su C., Yuan W., Cheng C., Wang P., Sun L, Zhang T., 2020 - **Short-term generation scheduling of cascade hydropower plants with strong hydraulic coupling and head-dependent prohibited operating zones**, Journal of Hydrology 591 (2020) 125556.

Vieira, D. P. **Modelo econômico de programação diária da geração considerando os custos de parada e partida e operação como compensador síncrono**, 2007. 156f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná, 2007