

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Marcella Barbosa Brandão da Silva Campbell

PROGRAMAÇÃO DIÁRIA ENERGÉTICA COM O USO DO DESSEM E
O ACOPLAMENTO COM A REALIDADE OPERATIVA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: José Wanderley Marangon Lima

Julho de 2022

Itajubá

AGRADECIMENTOS

A Deus, provedor de todas as oportunidades.

A minha filha Victoria que me faz querer ser melhor a cada dia e me tornar um exemplo de mulher para ela.

Ao meu marido que foi meu grande parceiro e incentivador nesta jornada. O apoio dele foi força motriz para que eu continuasse os estudos.

Aos meus pais, companheiros de jornada, que desde pequena acreditam em mim e me dão suporte.

A minha amiga Aline Sá que teve muita empatia, me ajudou durante esta empreitada e na vida desde 2001.

Ao meu chefe Marcelo Roberto R de Carvalho que me proporcionou tempo e deu credibilidade nos meus propósitos.

Ao meu mentor Francisco José Arteiro de Oliveira que com suas frases de impacto me motivaram a chegar até aqui.

Ao meu orientador José Wanderley Marangon Lima por toda a paciência durante a orientação deste trabalho e meu caminho durante o Mestrado.

A todos aqueles que, de alguma forma contribuíram para execução e apresentação desta dissertação.

*"Nós somos aquilo que fazemos repetidamente.
Excelência então não é um modo de agir, mas
um hábito."*

(Aristóteles)

RESUMO

CAMPBELL, Marcella Barbosa Brandão da Silva. Programação Diária Energética com o uso do DESSEM – Visão do Agente de Geração do Setor Elétrico – RJ. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Rio de Janeiro, 2022.

Em janeiro de 2020, o Operador Nacional do Sistema Elétrico deu início a utilização do programa DESSEM. Ele é um modelo desenvolvido pelo CEPTEL e tem como objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos, incluindo fontes intermitentes, com discretização de até meia-hora. Esse modelo atua de forma coordenada com os modelos DECOMP e NEWAVE que são modelos de médio e longo prazo para determinação do despacho e do preço de energia horário para o dia seguinte. Este trabalho apresenta um breve histórico do setor elétrico brasileiro, a forma em que é gerida a operação eletroenergética do país e são explanados o antigo e o atual modelo de programação diária energética, além da metodologia de funcionamento da etapa pós-DESSSEM e suas repercussões. O objetivo é compreender e avaliar as interações entre os agentes e o ONS com o uso do DESSEM como modelo de curtíssimo prazo e os desvios observados entre as propostas de geração do modelo e as que são finalizadas na etapa da programação. O trabalho foca nas usinas mais importantes do sistema Furnas, utilizadas como estudo de caso. Além disso, a fim de se destacar a diferença entre as políticas de operação adotadas pelo modelo e as pelo ONS, foi proposta neste trabalho uma análise quantitativa, com o propósito de identificar uma possível variação sazonal de forma a aumentar a sensibilidade sobre os resultados da operação energética.

Palavras-chave: Operação Energética; Planejamento Energético; Política de operação;

ABSTRACT

CAMPBELL, Marcella Barbosa Brandão da Silva. Daily Energy Dispatch with the use of DESSEM – Vision of the Generation Agent of the Electric Sector – RJ. 2022. Dissertation (Master's in Electrical Engineering) – Federal University of Itajubá, Rio de Janeiro, 2022.

In January 2020, the National Power System Operator started using the DESSEM program. It is a model developed by CEPEL and aims to determine the daily energy dispatch for the operation of hydrothermal systems, including intermittent sources, with discretization of up to half an hour. This model works in coordination with the DECOMP and NEWAVE models, which are medium and long-term models for determining the dispatch and the hourly energy price for the following day. This work presents a brief history of the Brazilian electricity sector, the way in which the country's electro-energy operation is managed and the old and current model of daily energy dispatch are explained, in addition to the methodology of operation of the post-DESSSEM and its repercussions. The objective is to understand and evaluate the interactions between the agents and the ONS with the use of DESSEM as a very short-term model and the deviations observed between the model generation proposals and those that are finalized in the programming stage. The work focuses on the most important plants of the Furnas system, used as a case study. In addition, in order to highlight the difference between the operating policies adopted by the model and those by the ONS, a quantitative analysis was proposed in this work, with the purpose of identifying a possible seasonal variation in order to gain greater sensitivity on the results of the energy operation.

Keywords: Energy Operation; Energy Sector Planning; Operation Policy.

SUMÁRIO

<i>"Nós somos aquilo que fazemos repetidamente."</i>	3
<i>Excelência então não é um modo de agir, mas um hábito."</i>	3
(Aristóteles).....	3
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Considerações gerais	1
1.2. Objetivo.....	2
1.3. Organização do trabalho.....	3
2. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	5
2.1. Histórico.....	5
2.2. A reforma	7
2.3. O atual modelo de comercialização no SIN	11
2.3.1. Modelo institucional e estrutural.....	11
2.3.2. Mudanças na Eletrobrás	13
3. O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	14
3.1. Sistema termelétrico.....	16
3.2. Sistema hidrotérmico.....	18
3.3. A solução adotada no SIN.....	21
3.3.1. A programação dinâmica estocástica (PDE).....	21
3.3.2. Programação dinâmica dual estocástica (PDDE).....	23
4. O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	25
4.1. Planejamento de médio prazo	26
4.2. Planejamento de curto prazo	28
4.3. Planejamento de curtíssimo prazo.....	31
4.4. Função de Custo Futuro	33
5. CMO E RESTRIÇÕES OPERATIVAS.....	37
5.1. Custo marginal da operação	37
5.2. Conceitos ligados ao CMO	38
5.2.1. Critério determinístico de atendimento ao mercado.....	39
5.2.2. Critério probabilístico de atendimento ao mercado.....	39
5.2.3. Despacho	40
5.3. Formação do CMO.....	40
5.4. As restrições, a operação do SIN e os impactos no CMO.....	42

6.	REALIDADE DA PRÉ-OPERAÇÃO ENERGÉTICA	44
6.1.	Programação antes e após o DESSEM.....	44
6.2.	Publicação do DESSEM e fechamento da programação.....	47
6.3.	Metodologia utilizada.....	49
6.4.	Desvios das propostas de geração entre o DESSEM e PDP	50
6.4.1.	Usina de Furnas.....	51
6.4.2.	Usina de Mascarenhas de Moraes	56
6.4.3.	Usina de Luiz Carlos Barreto de Carvalho.....	59
6.4.4.	Usina de Marimbondo.....	61
6.4.5.	Usina de Corumbá.....	63
6.4.6.	Usina de Itumbiara	65
6.4.7.	Usina de Serra da Mesa.....	67
6.5.	Estratégias de minimização dos desvios entre DESSEM e PDP.....	70
6.5.1.	Restrições hidráulicas.....	71
6.5.2.	<i>Unit commitment</i> hidráulico	71
6.5.3.	Política de operação	73
7.	CONCLUSÕES.....	75
7.1.	Constatações.....	75
7.2.	Sugestões e trabalho futuro	76
8.	BIBLIOGRAFIA.....	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - O setor elétrico brasileiro depois do RE-SEB - Fonte: a autora (2022).	11
Figura 2 - Agentes do SEB. Fonte: Tortelli, 2019.....	12
Figura 3 - Complementação térmica. Fonte: Kuwabara, 2005.....	19
Figura 4 – Dilema do Operador. Fonte: a autora, 2022.....	20
Figura 5 - Modelos de Planejamento Energéticos. Fonte: a autora, 2022.....	25
Figura 6 - Reservatórios equivalentes utilizados no NEWAVE. Fonte: a autora, 2022.....	26
Figura 7 - Esquema de usinas Equivalentes. Fonte: CCEE, 2006.....	27
Figura 8 - Cálculo da política de operação. Fonte: CPAMP, 2020.	29
Figura 9 - Previsão hidrológica para revisão 0 do PMO. Fonte: a autora, 2022.	30
Figura 10 – Representação de usinas individualizadas - DECOMP. Fonte: CCEE, 2006.....	30
Figura 11 – Representação utilizada no DESSEM. Fonte: CEPEL, 2019	31
Figura 12 - Acoplamento entre os modelos energéticos. Fonte: a autora, 2022	33
Figura 13 - Derivada do custo futuro. Fonte: ONS/CCEE, 2006.....	34
Figura 14 - Derivada do custo imediato. Fonte: ONS/CCEE, 2006.....	34
Figura 15 - Custo total da operação eletroenergética. Fonte: ONS/CCEE, 2006.....	35
Figura 16 - Custo Marginal de Operação. Fonte: a autora, 2022.	41
Figura 17 - Gestão compartilhada da água. Fonte: ANA, 2015.	43
Figura 18 - Restrições da operação energética. Fonte: Arteiro, 2005.	43
Figura 19 - Processo antes do DESSEM. Fonte: a autora, 2022 (inspirado em ONS, 2020).....	45
Figura 20 - Processo com DESSEM. Fonte: a autora, 2022 (inspirado em ONS, 2020).	46
Figura 21 – Coordenação da cascata do Alto Grande. Fonte: ONS, 2020.	47
Figura 22– Publicação do DESSEM. Fonte: a autora, 2022.	48
Figura 23– Fechamento da programação. Fonte: a autora, 2022	49
Figura 24 - Localização geográfica da UHE Furnas. Fonte: Acervo Furnas, 2017.	51
Figura 25 - Diagrama topológico. Fonte: ONS, 2021.	52
Figura 26 - Produtividade da UHE Furnas e das usinas à jusante. Fonte: a autora, 2022.....	53
Figura 27 - Participação da UHE Furnas no armazenamento do SE/CO. Fonte: a autora, 2022.	54
Figura 28 – Desvios das propostas de geração da UHE Furnas em 2020. Fonte: a autora, 2022.	55
Figura 29 – Desvios das propostas de geração da UHE Furnas em 2021. Fonte: a autora, 2022.	55
Figura 30 – Desvio UHE Furnas – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.....	56
Figura 31 - Balsa em Delfinópolis. Fonte: Lucas Soares, 2019.....	57
Figura 32 – Desvios das propostas de geração - M.Moraes em 2020. Fonte: a autora, 2022.	57
Figura 33 – Desvios das propostas de geração - M.Moraes em 2021. Fonte: a autora, 2022.	58
Figura 34 – Desvio UHE M.Moraes – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.	58
Figura 35 – Desvios das propostas de geração – L.C.Barreto em 2020. Fonte: a autora, 2022.	59
Figura 36 – Desvios das propostas de geração – L.C.Barreto em 2021. Fonte: a autora, 2022.	60
Figura 37 – Desvio UHE L.C.Barreto – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.....	60
Figura 38 - Ponte Gumercindo Penteado. Fonte: Acervo Furnas, 2022.....	61
Figura 39 – Desvios das propostas de geração - Marimbondo em 2020. Fonte: a autora, 2022.....	62
Figura 40 – Desvios das propostas de geração - Marimbondo em 2021. Fonte: a autora, 2022.	62
Figura 41 – Desvio UHE Marimbondo – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.....	63

Figura 42 – Desvios das propostas de geração - Corumbá em 2020. Fonte: a autora, 2022.....	64
Figura 43 – Desvios das propostas de geração - Corumbá em 2021. Fonte: a autora, 2022.....	64
Figura 44 – Desvio UHE Corumbá – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.....	65
Figura 45 - Geração solar no reservatório da UHE Itumbiara. Fonte: Acervo Furnas, 2022.....	65
Figura 46 – Desvios das propostas de geração - Itumbiara em 2020. Fonte: a autora, 2022.	66
Figura 47 – Desvios das propostas de geração - Itumbiara em 2021. Fonte: a autora, 2022.	66
Figura 48 – Desvio UHE Itumbiara – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.	67
Figura 49 - Localização da usina de Serra da Mesa. Fonte: ANA, 2020.	68
Figura 50 - Principais características das UHEs na bacia do Tocantins. Fonte: ONS, 2018.	68
Figura 51 – Desvios das propostas de geração – S. Mesa em 2020. Fonte: a autora, 2022.	69
Figura 52 – Desvios das propostas de geração – S. Mesa em 2021. Fonte: a autora, 2022.	69
Figura 53 – Desvio UHE Serra da Mesa – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.	70
Figura 54 – Curva de produtividade da UHE Furnas com 6 máquinas. Fonte: a autora, 2022.....	72
Figura 55 – Curva de produtividade da UHE Furnas com 8 máquinas. Fonte: a autora, 2022.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Mudanças no SEB.....	10
Tabela 2 – Agentes responsáveis por usinas a fio d’agua no Alto Grande	47
Tabela 3 – Dados da publicação do DESSEM e fechamento da programação	48
Tabela 4 - Energia agregada ao SIN pelo uso do volume útil da UHE Furnas	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA – Agência Nacional de Águas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CAR – Curva de Aversão ao Risco
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO – Custo Marginal de Operação
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CVU – Custo Variável Unitário
EAFL – Energia afluyente ao subsistema
EARM – Energia armazenada
EASS – Energia Assegurada do Sistema
ENA – Energia Natural Afluyente
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FCF – Função de Custo Futuro
FCI – Função de Custo Imediato
GCOI – Grupo Coordenador de Operação Interligada
GCPS – Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDD – Programação Dinâmica Dual Determinística
PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE – Programação Dinâmica Estocástica
PDPW – Sistema da programação diária da operação
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
PMO – Programa Mensal de Operação
RE- SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SIN – Sistema Interligado Nacional
UC – *Unit Commitment*

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações gerais

O Brasil caracteriza-se por possuir um sistema hidrotérmico-eólico de grande porte, com significativa predominância de geração de origem hidrelétrica (cerca de 62% da capacidade instalada total). Devido à forte dependência da produção por esta fonte e, portanto, a dificuldade na previsibilidade da oferta de energia, o planejamento e a programação da operação eletroenergética do sistema - com o objetivo de assegurar o suprimento - deve lidar com as incertezas associadas às afluências futuras e suas repercussões nos volumes dos reservatórios das usinas. Isto expõe o viés estocástico que está associado às decisões para definições das estratégias e políticas de operação.

A operação e otimização do Sistema Interligado Nacional - SIN está sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema - ONS, de acordo com o Decreto nº 3653/2000 (BRASIL,2000). O despacho centralizado da geração de energia elétrica promove grandes ganhos operacionais, e função do melhor planejamento e programação, visando o benefício para o consumidor e o suprimento da demanda. A coordenação de usinas em aproveitamento em cascata minimiza riscos de vertimento e favorece todos os empreendimentos do sistema. Conseqüentemente, uma vez que é usada a operação centralizada, um gasto desnecessário em combustíveis insumos de usinas térmicas, é evitado e o custo final não resulta em aumento na conta de energia elétrica.

Desta forma, para redução das incertezas no processo decisório da operação energética, a estratégia adotada pelo SIN ao longo dos anos consistiu na construção de reservatórios com capacidade de regularização nas usinas hidrelétricas, influenciando diretamente as UHEs que estão à jusante além da própria e se tornando os mananciais confiáveis para atendimento à demanda energética do SIN. Tal fato assume maior relevância, uma vez que o recurso de geração hidrelétrica representa o menor custo imediato, desde que as condições energéticas futuras (estado de armazenamento dos reservatórios e afluências) também se apresentem favoráveis.

Além disso, outra singularidade do SIN é que devido possuir uma dimensão continental, sua operação se torna mais complexa que a de outros países. A fim de se otimizar os recursos energéticos do país e a sazonalidade hidrológica de cada região, foi estabelecida uma ampla rede de transmissão que funciona como uma usina virtual, permitindo a transferência de excedentes energéticos, possibilitando a sinergia entre os reservatórios das usinas hidrelétricas.

Diante às características previamente expostas do SIN como predominância hidrelétrica, bacias hidrográficas com diversidades hidrológicas, malha de transmissão extensa e geração térmica complementar, as incertezas inerentes da otimização possuem reflexo direto no planejamento e programação da operação do sistema. Em virtude disto, os processos são elaborados em modelos de suporte à tomada de decisão na tentativa de minimizar a dificuldade.

Assim sendo, em função da importância da coordenação dos recursos de geração e a correta sinalização financeira da operação a ser executada, a cadeia de modelos de otimização energética passou a ser composta de forma definitiva pela tríade NEWAVE, DECOMP e DESSEM em janeiro de 2020 (utilização pelo ONS), com a promessa de ganho de eficiência no despacho de usinas, maior reprodutibilidade da operação e redução da geração fora da ordem de mérito.

Os pontos anteriormente mencionados influenciam a programação diária do SIN tornando-se necessário o desenvolvimento de uma gama de abalizadas avaliações energéticas sobre os impactos operacionais e comerciais da entrada do DESSEM como determinante dos despachos de energia no país bem como a etapa chamada de Pós-DESSEM realizada diariamente após a execução do modelo.

1.2. Objetivo

O presente trabalho apresenta uma visão da cadeia operacional de eletricidade, as mudanças mais recentes no setor elétrico brasileiro, o processo da programação diária energética com o advento do DESSEM e as análises dos desvios entre as propostas de geração advindas do modelo e a elaborada na etapa Pós-DESSEM.

Para o adequado entendimento e contextualização faz-se oportuna a compreensão do processo evolutivo da produção de energia elétrica no Brasil até a formação do SIN, visando estabelecer o histórico do relacionamento institucional, operacional e comercial entre os Agentes do Setor.

Além disso, as reformas setoriais introduzidas no final dos anos 90 que conduziu a mudanças no relacionamento operacional e comercial entre os Agentes do Setor Elétrico brasileiro são explicitadas.

Em seguida são apresentados os conceitos embutidos no problema do planejamento da operação, sua dinâmica e discretização, bem como os modelos computacionais utilizados no processo. São abordados os custos e as restrições de uso múltiplo da água, bem como as interligações e as diversas características ambientais e elétricas que são envolvidas nos modelos computacionais utilizados no ONS e na CCEE.

A análise do trabalho é feita no âmbito do sistema Furnas, de grande importância para o parque hidrotérmico brasileiro. Embora em caráter sumário, as características das usinas servirão para abalizar a análise da problemática do estudo.

Em vista disto, no desenvolvimento do trabalho foi realizada a revisão de literatura e avaliou-se a metodologia utilizada. Após essa etapa, considerando as usinas hidrelétricas do estudo de caso para verificação das diferenças entre as propostas de geração entre o DESSEM e o Pós-DESEM, foi calculado o desvio encontrado proveniente desta divergência.

Isto posto, o objetivo do estudo é realizar uma análise crítica energética sobre o processo de execução do modelo de curtíssimo prazo (DESEM) e seus resultados - com enfoque dado na operação do sistema Furnas - visto que as informações sobre a capacidade atual de armazenamento deste parque gerador são de importância ímpar para o planejamento, operação e otimização dos recursos hídricos no tocante a seus reflexos para o SIN.

1.3. Organização do trabalho

O Capítulo 2 tem por objetivo narrar um breve histórico do setor elétrico e sua estrutura. É apropriado o entendimento do processo evolutivo da produção de energia elétrica no Brasil até a formação do SIN, de forma a contextualizar o conceito de constituição do sistema hidrotérmico-eólico brasileiro e o do custo marginal da operação.

O Capítulo 3 apresenta um resumo dos mecanismos de planejamento da operação, comparando sistemas puramente térmicos, hidrelétricos e de múltiplas fontes. Busca-se assim elucidar as referências teóricas que se definem como base para o debate inserido neste trabalho.

O Capítulo 4 apresenta a solução de planejamento utilizada no Brasil, como foi transformada a incerteza da hidroeletricidade em uma função de custo futuro e os modelos energéticos que o conduz.

O Capítulo 5 apresenta o custo marginal da operação por ser um dos mais importantes resultados do processo de otimização da operação e a atual metodologia de cálculo utilizada pelo setor elétrico brasileiro

O Capítulo 6 apresenta a realidade da programação diária energética com suas propriedades e divergências. Os estudos de caso utilizando as principais usinas do agente gerador Furnas e a análise dos resultados obtidos dos cálculos dos desvios entre o DESSEM e o fechamento da programação também são apresentados neste capítulo.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões e recomendações.

2. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. Histórico

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) iniciou-se com o advento das primeiras PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) em 1883 com a Usina Hidrelétrica Ribeirão do Inferno em Minas Gerais (força motriz para mineração em Diamantina) e com energia térmica no mesmo ano, em Cubatão, em uma usina com uma potência de 52 kW.

Nesse mesmo período consolidou-se rapidamente a primazia da geração hidráulica, que saltou de 20 % em 1890 para 51 %, em 1900 e para 82 % em 1910. Dessa forma, no início da indústria elétrica brasileira consolidou-se prontamente uma opção pela geração hidráulica que marcou toda a evolução dessa indústria no país; em contraste com a opção térmica, a carvão, encontrada na grande maioria dos outros países (PINTO, 2007).

Devido à demanda crescente por serviços de iluminação e transporte e o Estado que não dispunha de recursos financeiros para prover a expansão ao atendimento à população, foi implementado o regime de concessões para prestação dos serviços públicos. Essas concessões, seguindo a Constituição de 1891, eram outorgadas pelas prefeituras municipais, cabendo aos governos estaduais o poder concedente com relação ao aproveitamento e à utilização das quedas d'água.

O conhecimento dos recursos e reservas energéticas foi pedra fundamental para se planejar o desenvolvimento nacional. Mediante a hidrografia brasileira, o SEB foi fortemente caracterizado pela predominância de geração proveniente de recursos hídricos. Até 1930, o desenvolvimento do SEB e, portanto, o surgimento das PCHs teve como força motriz a indústria do café e o processo de urbanização inerente a esta economia. A iluminação e fornecimento de energia aos bondes e indústrias foram os objetivos principais.

Desse modo, até 1930 a indústria elétrica brasileira desenvolveu-se sob a forma de sistemas independentes e isolados, abrangendo essencialmente as grandes concentrações urbanas, por intermédio de concessionárias privadas - dentre as quais se destacavam as estrangeiras (Light e AMFORP), que controlavam os mercados mais importantes - reguladas por contratos específicos a cada concessão (PINTO, 2007).

De 1930 a 1945 o modelo agrário-exportador passou a dar lugar ao processo de industrialização da economia brasileira. Tendo em vista o crescimento do consumo de energia elétrica, os investimentos no setor paulatinamente se tornaram independentes em relação aos interesses imediatos da economia de exportação, posto que o consumo de eletricidade estava cada vez mais associado às atividades urbano-industriais, representado pelas companhias de serviço público.

Por não haver nenhum controle, as empresas em geral e a Light em particular, obtinham lucros espetaculares. A partir de 1934, no entanto, com a promulgação do Código de Águas, a situação do setor elétrico começou a se alterar. O Código de Águas constituiu um dos principais marcos institucionais no setor de energia elétrica. Ao regulamentar sobre a propriedade das águas e sua utilização, dispor sobre a outorga das autorizações e concessões para exploração dos serviços de energia elétrica, esse código trouxe mudanças fundamentais na legislação sobre o aproveitamento de recursos hídricos (LORENZO, 2002).

O Decreto de 1934, implementado pelo governo Vargas, iniciou a regulação do setor elétrico e com ele a participação do Estado no setor de energia elétrica, delegando à União a propriedade das quedas d'água e a exclusividade de outorga das concessões para aproveitamento hidráulico.

O Código das Águas foi pioneiro no país no que tange o gerenciamento dos recursos hídricos, tratando do aproveitamento industrial das águas no Brasil, principalmente no que diz respeito à exploração da indústria hidrelétrica. A partir de sua promulgação, que impulsionou o desenvolvimento do SEB, a presença estatal aumentou de forma gradativa. Em 1954, o presidente Getúlio Vargas propôs a criação da Eletrobrás, mas somente em 1961 a União foi autorizada a constituir a empresa para funcionar como holding do SEB, e com isto foram estabelecidas metas para aumentar a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil através da instituição. Em 1957, criou-se a Central Elétrica de Furnas S.A. que, posteriormente, ficou denominada Furnas Centrais Elétricas S.A - Furnas, responsável pela construção da Usina Hidrelétrica Furnas com capacidade de 1.312 MW.

O modelo estruturado pela organização do Sistema Eletrobrás garantiu a expansão dos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica ao longo dos anos 60 e 70. Em 1973 foi criado o Grupo Coordenador de Operação Interligada - GCOI, coordenado pela Eletrobrás, visando o uso racional dos recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados das regiões Sudeste e Sul, concomitantemente com a decisão política de construir a UHE de Itaipu. Ainda em 1973, crise do petróleo levou à substituição, incentivada pelo governo federal, do uso

de combustíveis fósseis pela eletricidade nas indústrias eletrointensivas, o que acarretou a necessidade de novos investimentos.

Houve uma grande busca de alternativas para a geração de energia, o que culminou na energia nuclear sendo vista como uma boa promessa. Em pouco mais de duas décadas, a energia nuclear aumentou em 17% no mundo. Considerando os avanços do setor, o governo começou a elaborar o Programa Nacional Brasileiro destinado a introduzir no país a produção de energia atômica.

O Plano executado pela Nuclebras, criada em 1974, objetivava implantar oito usinas nucleares até 1990. Angra I foi a primeira usina nuclear a entrar em funcionamento em 1981 com potência de 625 MW, porém foi paralisada em seguida por problemas técnicos, voltando a operar somente em 1983 sem a capacidade total.

Em 1982, o governo decidiu criar o Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico – GCPS, coordenado pela Eletrobrás e com participação de todas as concessionárias, objetivando o planejamento integral do SEB.

A produção primária de energia mostra um período de forte crescimento na primeira metade da década de 1980, resultante do processo de industrialização. Todavia, com o passar dos anos, o setor começou a apresentar sinais de estagnação, uma vez que os investimentos em expansão foram reduzidos drasticamente e, desta forma, surgiu a preocupação em adotar medidas que viabilizassem o aumento de oferta de energia e a revitalização do SEB. Assim, o governo federal publicou a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época, sendo essa ação considerada como marco inicial da reforma do SEB (ARANTES, 2010).

2.2. A reforma

Como ocorrido em outras indústrias, a reforma do setor de eletricidade incluiu mudanças estruturais, institucionais e uma nova forma de regulação tarifária.

Na década de 90, o SEB apresentava uma enorme dificuldade. As empresas eram predominantemente estatais e o governo não tinha a capacidade de investimento necessária. O Estado era o único responsável pelos financiamentos e pela gestão da cadeia produção-consumo

da indústria de eletricidade, que englobava as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A estrutura das empresas estatais era verticalizada, ou seja, todas as atividades funcionavam na mesma instituição, formando monopólios. Os anos 90 reuniram fatores que tornaram necessárias mudanças nesse cenário, como o esgotamento da capacidade de geração das usinas existentes e a incapacidade do governo para atender a esta demanda.

A infraestrutura básica do SEB precisava de um novo norte para poder garantir o suprimento da demanda energética do país e assim promover o crescimento econômico.

Em 1996, o governo de Fernando Henrique Cardoso iniciou o processo de privatizações das empresas do setor elétrico e a tentativa de estruturação de um novo modelo de exploração com a concepção do Novo Modelo objetivando reformar o setor. O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) foi criado e tornou o setor lucrativo através do incentivo à competição e da iniciativa privada. Entre as diretrizes que orientaram a reforma do setor elétrico está a desverticalização das empresas que estimula novos investimentos, garantindo a modicidade tarifária e incentivando a eficiência econômica através da competição nas atividades. Desta forma, o preço da energia passou a exercer um papel fundamental por espelhar os custos reais e traduzir ao investidor os sinais econômicos mandatórios para a expansão do sistema.

A reestruturação do setor almejava ter um serviço adequado, bem como obter e utilizar o serviço com liberdade de escolha, observado as normas do poder concedente. A perspectiva do consumidor livre foi introduzida, onde se pode escolher o prestador de serviço, divergindo da proposta tradicional, onde o consumidor era cativo da empresa monopolista.

A reforma também criou agentes e novos papéis para os existentes. Com o advento do Novo Modelo, surgiram as figuras da agência reguladora (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), o operador do sistema (ONS – Operador Nacional do Sistema) e o comercializador de energia, responsável pela compra e venda de energia elétrica (primeiramente MAE e posteriormente a CCEE).

A atividade de geração foi aberta à competição, podendo ser realizada em dois ambientes distintos de contratação: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde o gerador vende energia a preços resultantes de leilões para as distribuidoras e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os preços são livremente negociados com os consumidores livres e os comercializadores de energia elétrica.

Com a inserção da competição no setor de geração de energia e a ampliação do número de agentes, manteve-se a operação centralizada das usinas geradoras hidrelétricas e térmicas objetivando a otimização do uso do armazenamento dos reservatórios e o mínimo custo operativo.

O novo modelo impõe um conjunto de regras e normas a ser observado pelos agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e térmicas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda

As redes de transmissão e distribuição se tornaram de livre acesso, garantindo uma competição justa, constituindo vias de uso aberto e podendo ser utilizadas por qualquer agente que se disponha a pagar o custo de uso do sistema. O transporte de eletricidade foi o único a ser mantido como “monopólio natural”, em função de não ser econômica a duplicação de instalações.

Na reforma também foram adotadas medidas para garantir a provisão de energia ao menor custo possível promovendo a competição nos setores de geração e comercialização de energia elétrica. Na Tabela 1, segue um comparativo resumido da evolução do SEB.

Tabela 1 - Mudanças no SEB

Modelo até 1995	Modelo de 1995 a 2003	Modelo a partir de 2004
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização;	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva.
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) para as Distribuidoras.

Pode-se dizer que a base do modelo dos anos 1990 está conservada até hoje. Contudo, um novo tópico na história do SEB começou com a Medida Provisória 579 de setembro de 2012, transformada na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013. Nela, agentes geradores e transmissores tiveram a possibilidade de renovar previamente seus contratos de concessão desde que seus preços fossem regulados pela ANEEL. Sobretudo, devido à regulação dos preços das geradoras que aceitaram os termos da MP, empresas que antes atuavam em ambiente competitivo, passaram a ter seus preços regulados do mesmo modo que as distribuidoras e transmissoras que são consideradas monopólios naturais.

2.3. O atual modelo de comercialização no SIN

2.3.1. Modelo institucional e estrutural

Após o RE-SEB, o Estado passou a cumprir um papel regulador, assim foi necessário a criação de agentes controladores do novo sistema, de forma que estes garantissem o fornecimento de eletricidade e que não houvesse prejuízos aos consumidores. Essas reformas resultaram na estrutura vigente do funcionamento do setor, idealizada no equilíbrio institucional entre os diversos agentes (governo, públicos e privados). Os fluxogramas na Figura 1 e Figura 2 ilustram o mapeamento organizacional das instituições que dão corpo ao SEB.

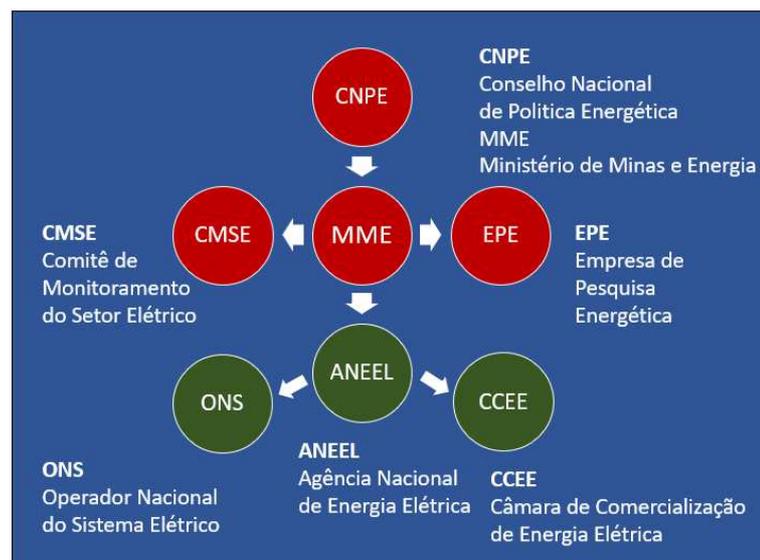


Figura 1 - O setor elétrico brasileiro depois do RE-SEB - Fonte: a autora (2022).

A seguir são explicitadas cada uma das entidades:

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) - Órgão de assessoramento do Presidente da República. Define a política energética do país com objetivo de assegurar estabilidade do suprimento energético.

Ministério de Minas e Energia (MME) - Órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – Sob coordenação direta do MME. Acompanha e avalia a segurança do suprimento eletroenergético.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Vinculada ao MME, trabalha com estudos e pesquisas destinadas ao planejamento de expansão da geração e da transmissão, analisa a viabilidade de usinas e de linhas de transmissão, avaliações técnicas necessárias para a realização dos leilões de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - Autarquia vinculada ao MME. Regula e fiscaliza o sistema de produção de energia, atende a reclamações dos agentes do setor e dos consumidores buscando equilíbrio entre eles, emite concessões e autorizações de serviços de energia, define as tarifas de transporte e consumo.

Operador Nacional do Sistema (ONS) - Entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) - Associação civil responsável por operações de compra e venda de energia. Através das regras e da convenção de comercialização, protege os consumidores participantes. Administra as transações do mercado de energia e realiza leilões oficiais.



Figura 2 - Agentes do SEB. Fonte: Tortelli, 2019

2.3.2. Mudanças na Eletrobrás

As reformas institucionais e as privatizações na década de 1990 acarretaram a perda de algumas funções da estatal e mudanças no perfil da Eletrobras. A companhia atuava nos estudos das áreas de geração e transmissão e com a nova regulamentação do setor, parte de suas atividades voltadas para a pesquisa passaram a ser desenvolvidas pela EPE. Além disto, entre as alterações promovidas pelo RE-SEB, uma delas foi a substituição do GCOI pelo recém-criado ONS. Após as modificações, a empresa estatal permaneceu somente controlando através de suas subsidiárias, parte dos grandes ativos de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil e parte do capital da Itaipu Binacional.

Em junho de 2022, o governo deixou de ser o acionista majoritário da Eletrobrás ao promover a capitalização da empresa, porém ainda manteve o poder de veto (liquidação, modificação do objeto, das sedes e da denominação social da Eletrobrás e suas subsidiárias). Ademais, houve uma reestruturação societária para manter sob controle direto ou indireto da União as empresas Eletronuclear e Itaipu Binacional, por exigência constitucional e parceria com o Paraguai respectivamente.

Outro destaque importante da desestatização da Eletrobras é que os contratos de concessão das usinas hidrelétricas sob controle da empresa serão renovados por 30 anos, alterando o regime de cotas (Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013) para o regime de produção independente. Deste modo, a energia gerada por estas usinas, que é injetada no SIN a preço de custo, regulado pela ANEEL, passará a ser comercializada livremente.

3. O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Desde meados da década de 70 é feito o controle de despacho de determinadas usinas visando a confiabilidade da operação e a redução de seus custos globais. Atualmente, este controle se encontra centralizado no ONS, com a função de otimizar e garantir o atendimento a todos os subsistemas ao menor custo de operação e com a maior confiabilidade.

O sistema elétrico brasileiro, por ter predominância hidrelétrica, tem embutido em seu planejamento uma série de incertezas que transformam o mesmo em um estudo de caso probabilístico, tornando impossível a tarefa de traçar procedimentos totalmente ótimos de aproveitamento das bacias. Por este motivo, há a necessidade do uso de métodos computacionais que gerem cenários de afluições para abalizar a tomada de decisão, visando os mais prováveis, para que se alcance os melhores resultados.

Em sistemas hidrotérmicos, como no Brasil, a geração de origem hidrelétrica (custo de “combustível” nulo) é complementada por geração de térmica que tem custo de combustível elevado. Portanto, o objetivo econômico do planejamento da operação é substituir, na medida do possível, a geração de procedência térmica por hídrica.

A determinação de um cronograma ótimo de geração a cada intervalo do planejamento, de modo que o sistema atenda a demanda de forma confiável e busque minimizar o custo esperado da operação (custo marginal de operação – CMO), define uma estratégia adequada de complementação térmica. Como resultado, obtém-se os comportamentos “ótimos” do sistema hidrotérmico, tais como trajetórias dos volumes armazenados nos reservatórios, turbinagens e geração hidráulica e energia armazenada de cada usina e do sistema.

O planejamento da operação de um sistema de geração de energia elétrica determina quais unidades geradoras e os respectivos níveis de geração devem ser utilizados no atendimento à carga em cada intervalo de planejamento, de forma que o custo operativo associado ao uso dessas unidades seja o mínimo possível.

A dificuldade do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos pode ser classificada como um problema de otimização de um sistema dinâmico (acoplamento no tempo), não linear, interconectado, não convexo, estocástico, de grande porte e não separável. Nos sistemas com grande parcela de geração hidrelétrica, o planejamento da operação tem uma grande preocupação com a disponibilidade e o gerenciamento da fonte de suprimento de energia hidráulica. Além disto, ele deve levar em conta um amplo espectro de atividades, abrangendo

desde a otimização plurianual dos reservatórios até o despacho das usinas, levando em consideração as restrições físicas e operativas.

Além das características destacadas relacionadas ao problema de geração, a transmissão da energia coloca-se como um aspecto adicional de complexidade ao planejamento. A representação deste sistema é fundamental para assegurar a viabilidade da operação elétrica. Através de modelos de cálculo de fluxo de potência na rede de transmissão é introduzido mais um componente do acoplamento espacial das decisões operativas.

As usinas hidrelétricas brasileiras possuem características peculiares devido ao relevo suave e às grandes distâncias entre estas e os centros consumidores, o que torna a transmissão a longa distância um fator importante e vulnerável a interrupções no fornecimento (*blackouts*). Além disso, o sistema de geração hidrelétrico brasileiro está submetido a regimes hidrológicos e pluviométricos nas diferentes regiões do país.

Isto posto, o sistema de geração brasileiro possui acoplamento temporal e espacial. Estas características tornam o planejamento da operação energética um problema de grande porte e de difícil solução. Devido ao porte e complexidade deste problema é necessária a sua divisão em diversas etapas. Em cada etapa são utilizados modelos com diferentes graus de detalhamento para a representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (médio prazo, curto prazo e programação diária), (MACEIRA, 2002).

Deste modo, os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM foram criados pelo CEPEL com o objetivo de otimizar o despacho das usinas e determinar o preço da energia, ponderando as perspectivas de operação no horizonte considerado. O NEWAVE foi desenvolvido para o planejamento de médio prazo, no horizonte de cinco anos, enquanto o DECOMP realizaria a análise mensal, determinando o preço semanal a ser utilizado. Por fim, o DESSEM definiria a programação da operação diária, originando o preço semi-horário a ser aplicado no mercado de curtíssimo prazo. A conexão entre os modelos é feita através da função de custo futuro – FCF. O encadeamento inicia com a FCF gerada pelo NEWAVE sendo uma entrada para o DECOMP, que, por sua vez, gera uma FCF que será uma entrada do DESSEM.

Portanto, para melhor analisarmos o conceito e para compreensão das diferentes políticas de operação na comparação DESSEM e Pós-DESSEM é fundamental entender o planejamento. Deste modo, neste capítulo aborda-se o processo de desenvolvimento desta análise que culmina no despacho de usinas e no processo decisório para formação dos preços e custos inerentes da operação da energia elétrica.

Será descrito brevemente o sistema puramente térmico, com o planejamento da operação sensivelmente menos complexo e com horizonte mais curto, em caráter comparativo ao hidrotérmico com base hidráulica como o sistema elétrico brasileiro.

3.1. Sistema termelétrico

Em sistemas termelétrico, como em muitos países da Europa e diversos estados dos EUA, o custo das usinas depende intrinsecamente do custo variável de operação, associada ao custo do combustível. Portanto, o planejamento da operação tem por objetivo combinar de forma eficiente e eficaz as usinas térmicas, de forma a garantir a demanda de energia do sistema com o mínimo custo total.

O mecanismo de formação do preço pode ser calculado linearmente; o custo do combustível usado é o de produção da usina. Outros fatores diversos entram em questão como restrições: custo de partida de unidades, limitações operativas etc. Se a usina for 100% flexível, então esta apresenta um custo variável de geração, se for 100% inflexível, então o custo variável estaria “embutido” no custo fixo.

Um sistema puramente térmico é desacoplado no tempo e espaço. A disponibilidade de produção é a capacidade máxima de produção. As atuações das usinas não terão consequências futuras de uma decisão tomada no presente por existir a possibilidade de armazenar o combustível. Agentes geradores fazem as ofertas de preços baseados em seus custos e respectivas estratégias de mercado.

Conforme a independência de uma unidade geradora com outras do mesmo tipo de geração, ou seja, o custo de operação de uma usina não depende da geração das outras unidades, o despacho em um sistema térmico será dado pelas de menor custo em ordem crescente, até satisfazer a necessidade do consumo energético.

A solução deste problema é alocar na curva de carga, a cada intervalo de tempo, os geradores térmicos por ordem de mérito de custo. Quando o último gerador a ser despachado trabalhar em sua plena potência, a próxima carga será atendida pelo gerador de custo imediatamente superior, ainda não despachado.

Assumindo que cada gerador térmico oferta um único preço para sua disponibilidade, o problema de planejamento da operação de um sistema termelétrico pode ser representado matematicamente do seguinte modo:

$$z = \text{Minimizar} \sum_{i=1}^{NT} p_i \cdot G_i \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{NT} G_i = D \quad (2)$$

$$G_i^{\min} \leq G_i \leq G_i^{\max} \quad (3)$$

Onde:

- z custo total de operação;
 NT número de unidades térmicas no sistema;
 pi preço ofertado pela i-ésima unidade térmica;
 Gi despacho da i-ésima unidade térmica;
 Gimín geração mínima da i-ésima unidade térmica;
 Gimáx geração máxima da i-ésima unidade térmica;
 D demanda.

A primeira restrição sugere que a soma do despacho de todas as unidades térmicas deve ser igual à demanda. A segunda restrição sugere que o despacho não pode permitir violação nos limites mínimos e máximos das unidades geradoras (PEREIRA, 1985).

A Equação 1 é resolvida através de técnicas de programação linear. O preço será dado pela variável dual, associada à restrição de atendimento a demanda, ou seja, será igual ao preço ofertado pela fonte que deve ser despachada para atender a um mínimo acréscimo da demanda.

Desta forma, a operação do sistema seria planejada da seguinte forma:

- As usinas térmicas são despachadas em ordem crescente de custo.
- A térmica mais barata é despachada. Se sua capacidade for insuficiente para o atendimento, a próxima usina entrará em ação.

O despacho do sistema térmico, na prática, envolve outras variáveis como: os tempos máximos e mínimos de operação e o custo adicional de entrada em operação das unidades. Porém, de forma sumária, apresenta-se da forma descrita acima.

3.2. Sistema hidrotérmico

Em países semelhantes energeticamente como Brasil e Canadá, a hidroeletricidade corresponde a cerca de 60% da matriz. Além disto, por ambos possuírem território de dimensões continentais e com áreas mais isoladas das regiões centrais, a operação se torna ampla e complexa, com desafios enfrentados também parecidos, como por exemplo a disponibilidade de energia para atendimento a demanda ser praticamente restrita a capacidade de armazenamento dos reservatórios.

No Canadá e no Brasil, o potencial hídrico viável já foi aproveitado e a expansão está estacionada há décadas, portanto a participação das usinas hidrelétricas largamente majoritária vem diminuindo. Estes grandes produtores de hidreletricidade, adotam metodologias de planejamento específicas, de acordo com as características do seu sistema, porém em ambos as decisões operativas tomadas no presente têm impactos futuros no custo formando o acoplamento temporal do processo decisório. Além disto, este é um problema estocástico, devido a ter como característica principal a natureza aleatória das afluições dependendo da sazonalidade.

Outro importante destaque é que em um sistema hidrotérmico como o do Brasil, há ainda o acoplamento espacial entre usinas da mesma cascata, isto é, o uso da água armazenada em reservatório de uma usina afeta também as à jusante de seu posto.

As vantagens obtidas na produção de energia pelas usinas hidrelétricas passam a ser medidas em termos da economia dos custos de combustíveis da geração térmica. As funções de custo de operação são não-separáveis.

Os riscos de déficit são associados à insuficiência das vazões afluentes às usinas hidrelétricas e as indisponibilidades das usinas geradoras, que correspondem a manutenções programadas ou saídas forçadas de operação por falhas em equipamentos das usinas hidrelétricas e térmicas. Há ainda os casos de os riscos estarem associados à outra variável da equação de balanço energético, a demanda.

Existe a necessidade de se obter o uso ótimo dos recursos energéticos, representados em sua maioria pelos reservatórios das usinas hidrelétricas. O custo do atendimento à carga é associado a decisão a ser adotada.

A disponibilidade, armazenamento e defluência de água, bem como a sazonalidade das regiões possuem total influência no sistema, que só vem a alcançar um equilíbrio com a complementação térmica ao longo de todo o horizonte da operação.

A utilização de geração térmica em complementação à hidrelétrica, conforme Figura 3 e o intercâmbio de energia entre regiões indica a produção adequada de energia por bacia, considerando as restrições operativas, de caráter ambiental e de uso múltiplo da água.

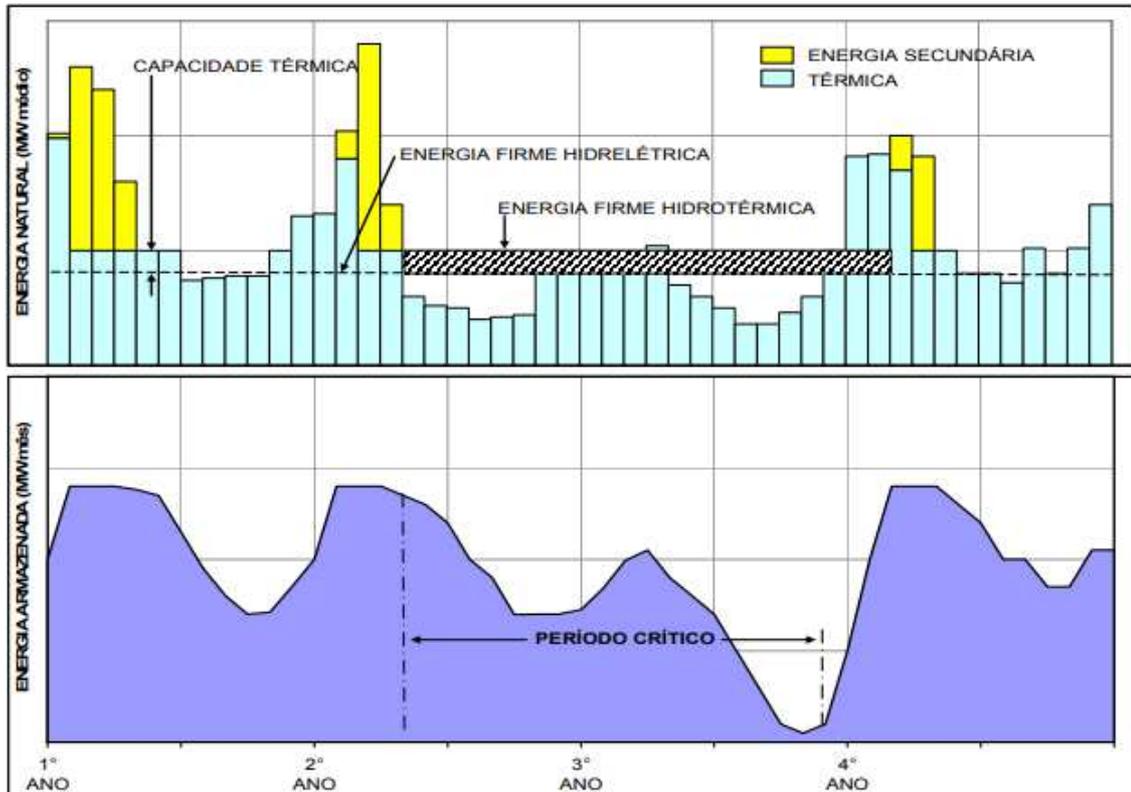


Figura 3 - Complementação térmica. Fonte: Kuwabara, 2005

O valor da energia hidrelétrica é medido na economia resultante dos custos de geração térmica e não como uma função somente do estado da usina. O sistema deve ser operado objetivando minimizar o custo total de operação: a soma do custo imediato e o do futuro.

O custo futuro é calculado em função do valor da água com relação ao provável estado futuro de armazenamento do sistema. Esta é a conhecida como função de custo futuro - FCF.

Para gerar uma melhor visualização do problema do planejamento e assim ser mais eficiente a tomada de decisões, hipóteses e cenários são criados associados às decisões e seus impactos no custo total, conforme Figura 4. A este problema é agregada a volatilidade das vazões afluentes aos reservatórios, que variam conforme as regiões e estações.

Hipótese 1: Houve o destoque da água dos reservatórios para o total atendimento da carga. Esta decisão terá consequências em função do cenário hidrológico que venha a ocorrer.

Cenário 1 – Altas Afluências: Afluências futuras são favoráveis. O estoque de água dos reservatórios utilizado é recomposto e não há a necessidade de geração térmica para complementação.

O custo presente é baixo, bem como o futuro.

Cenário 2 – Baixas Afluências: O regime pluviométrico é baixo. A necessidade de despacho térmico complementar para atendimento da demanda é enorme. Existe o risco de não atendimento da carga.

O custo presente é baixo e o futuro é exorbitante.

Hipótese 2: A carga foi atendida totalmente ou parcialmente (recursos insuficientes para atender a demanda) com geração térmica. Houve economia dos estoques de água das usinas hidrelétricas.

Cenário 1 – Altas Afluências: Devido ao regime de chuvas, os reservatórios ora cheios apresentam possibilidade de incorrer em vertimentos, sendo um desperdício do gasto presente na geração térmica. O cenário apresenta excedentes energéticos com capacidade de geração na usina, porém sem carga suficiente para consumi-los, ou seja, vertimentos turbináveis.

O custo presente é alto e o futuro é nulo.

Cenário 2 – Baixas Afluências: O estoque das usinas hidrelétricas é mantido e a carga é total ou parcialmente atendida com geração térmica.

O custo presente é alto e o futuro é baixo.

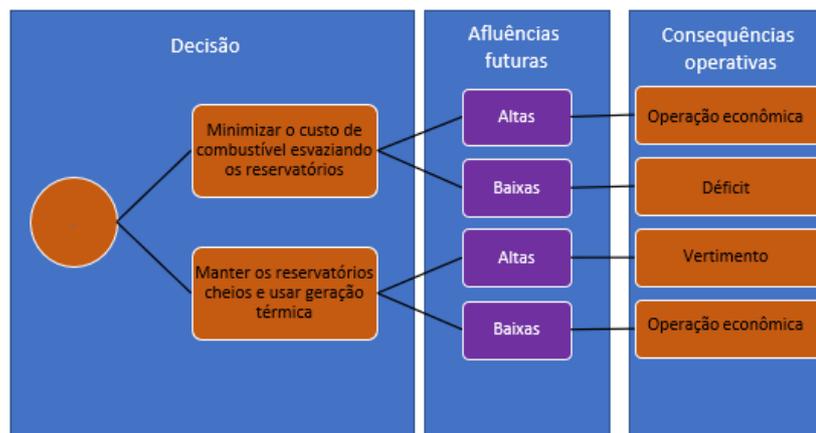


Figura 4 – Dilema do Operador. Fonte: a autora, 2022.

Um planejamento ótimo é caracterizado pela economia e segurança no atendimento à carga. Uma operação econômica é aquela que representa um equilíbrio entre as vantagens do uso presente da água e o futuro de seu armazenamento, avaliando-se as consequências advindas das decisões tomadas e tendo o menor custo total que pode ser definido.

A segurança no suprimento de energia depende da capacidade de geração disponível, portanto do número de equipamentos utilizados e da de reserva de geração, assim como da estratégia de operação das unidades do sistema. A probabilidade de déficit de energia existente tem que estar dentro do esperado e para isto a programação do sistema tem que ser eficiente, se não a operação futura do sistema será afetada na garantia de atendimento e de custos ao consumidor final.

Os fins da economia de operação e da segurança são opostos: o máximo emprego da energia hidrelétrica disponível é a política mais econômica, mas é a menos confiável, podendo decorrer em déficits futuros. Já a máxima segurança é conservar os reservatórios elevados e utilizar mais geração térmica.

O equilíbrio entre os custos de operação e a segurança no atendimento à demanda é denominado custo de déficit. Se este é muito baixo, houve utilização excessiva dos reservatórios e se for elevado o uso dos recursos térmicos do sistema foi demasiado aumentando a probabilidade de vertimentos.

A avaliação dos recursos com custos inferiores necessita de um método para valorar a água interligando a estocasticidade e as restrições do sistema com os parâmetros que influenciarão no poder decisório do planejamento energético.

3.3. A solução adotada no SIN

O Brasil tem vocação à hidroeletricidade, com características específicas e sem parâmetros internacionais que de fato auxiliem a ótica da operação. Por ser não-linear, hidrotérmico e de grande porte, as abordagens para modelamento do planejamento necessitam ser separadas em etapas devido aos diferentes graus de detalhamento para a representação do sistema.

3.3.1. A programação dinâmica estocástica (PDE)

Um processo estocástico é “um modelo matemático de simulação de processos que busca representar as incertezas inerentes a esses processos, utilizando, para isso, conceitos de probabilidade e estatística, bem como a dependência temporal de suas variáveis” (CEPEL, 2002). No SIN os processos observados consistem nas vazões afluentes.

“Um processo estocástico é totalmente descrito pelo conjunto de todas as séries temporais que o compõem, ou pela distribuição de probabilidades conjunta de todas as variáveis aleatórias envolvidas. Como na realidade não está disponível nem uma coisa nem outra, a modelagem de séries sintéticas tem por objetivo ajustar um modelo pelo qual se acredita que a série histórica tenha sido produzida e a partir dele gerar séries sintéticas que representam as séries temporais que podem ser amostradas pelo processo físico que se está observando, o processo estocástico” (CEPEL, 2002).

A resolução tradicional para o problema do planejamento energético é feita em Programação Dinâmica Estocástica (PDE). Na PDE, a decisão a ser tomada em cada estágio é produzida pela distribuição de probabilidades de afluência do reservatório no período determinado por meio da formulação denominada “decisão-acaso”, assumindo se tratar de um fator não-determinístico.

Este modelo estocástico usado permite “sortear” hipóteses de vazões. O processo se baseia no conhecimento prévio das possibilidades futuras e nas suas consequências. Assim o princípio de otimalidade de Bellman é satisfeito, onde afirma que a decisão ótima de cada estágio pode ser atingida a partir do conhecimento prévio de todas as possibilidades de ocorrência em estágios futuros e seus possíveis desdobramentos (BELLMAN, 1957).

No entanto, a PDE tem como desvantagem o “mal da dimensionalidade” (SILVA, 2001), ou seja, a dificuldade para obtenção da solução aumenta exponencialmente a cada nova variável de estado. O número de estados decorrente das várias etapas e reservatórios torna impossível a resolução do problema.

O cálculo do custo de operação de cada hipótese de afluência fornece o valor de vários custos futuros. A cada estágio são determinadas as decisões através da redução do resultado da soma do custo presente com o custo futuro previsto, assumindo deliberações ótimas para os estágios posteriores.

No sistema brasileiro, devido ao seu grande porte, a solução adotada consistiu em reduzir o número de variáveis através da equivalência dos reservatórios. O modelo usado representa a capacidade de armazenamento de um sistema.

O método consiste nos seguintes procedimentos:

- Agregar os reservatórios e as afluências do sistema em reservatórios equivalente de energia e afluências energéticas respectivamente;
- Agregação de bacias hidrográficas semelhantes e, portanto, de seu parque gerador.

No Brasil, na década de oitenta, foi utilizada a PDE (TERRY, 1986), exemplificado em Marcató (2002), porém a discretização do espaço de estados é limitada. A ampliação do sistema de transmissão e consequente possibilidade de intercâmbio entre os subsistemas energéticos resultou em um aumento no número de combinações de estados operativos, tornando a metodologia inviável computacionalmente (KLIGERMAN, 1992). Artifícios como os reservatórios equivalentes e a Programação Dinâmica Estocástica Dual são usados para ultrapassar estas limitações.

A utilização da PDDE reduz o efeito da discretização do espaço de estados através da aproximação das funções de custo esperado da PDE a cada estágio por funções lineares por partes. Tal metodologia se baseia no princípio de Decomposição de Benders, usado em problemas de grandes dimensões.

3.3.2. Programação dinâmica dual estocástica (PDDE)

A PDDE, usada no NEWAVE e DECOMP, define a política operativa que torna o custo esperado da operação mínimo para o horizonte de até cinco anos. O problema eletroenergético se divide em estágios de tempo e determina a decisão menos custosa a cada etapa. A otimização é solucionada pelo método iterativo, que consiste em dividir o problema inteiro (normalmente de grande porte) em uma série de problemas menores denominados subproblemas.

Objetivando proporcionar a utilização da PDE para grandes sistemas de reservatórios, Pereira e Pinto (1991) expuseram a PDDE, onde não é necessário discretizar o espaço de estados do sistema. A solução é encontrada por meio de processos iterativos compostos de duas etapas:

- *Forward* - tem por objetivo calcular os estados que servirão de dados de entrada para o cálculo da FCF na etapa *backward*. A cada cenário, os subproblemas são resolvidos do primeiro para o último estágio do horizonte de planejamento.
- *Backward* - é a responsável pela construção da FCF de cada período do estudo. A cada cenário, os subproblemas são resolvidos do último para o primeiro estágio do horizonte de planejamento, considerando como estado inicial os pontos calculados na etapa *forward*. A etapa *backward* também é utilizada para calcular os cortes de Benders - os calculados no estágio atual são usados como restrições nos subproblemas do estágio anterior. Ao final do processo iterativo, uma FCF é construída para cada estágio do problema PDDE. Esse conjunto de FCFs é denominado de política de operação.

Nesta conjuntura, usando a Decomposição de Benders, o custo de operação até o final do horizonte do planejamento é uma função linear por partes, permitindo assim ser construídas aproximações para as FCFs.

Por fim, é considerada a convergência do algoritmo quando a diferença entre o custo total de operação e o associado ao primeiro estágio, se encontrar em uma tolerância estabelecida previamente.

4. O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

O Brasil possui um sistema baseado em geração hidráulica, apresentando reservatórios com regulação plurianual. Em sistemas como esse, existe a necessidade de arranjos no sistema de despacho, no planejamento da operação e formação do preço do mercado atacadista (CF. HAMMONS ET AL, 1999).

Como apresentado no capítulo anterior, a finalidade do planejamento eletroenergético é determinar uma estratégia de geração em cada usina obtendo o menor custo de operação enquanto se obtém ganhos sinérgicos. Pelo conhecimento das futuras vazões afluentes ser impossível, a operação do sistema torna-se um problema probabilístico e esta incerteza afeta a capacidade de produção e a de armazenamento.

Portanto, considerando a estocasticidade da questão e as incertezas quanto às demandas e aflúncias, torna-se mais difícil a condição preditiva necessária para um planejamento com soluções eficientes. As relações internas não-separáveis entre as variáveis do problema - funções hidráulicas (vazão x altura de queda) e as variáveis da geração térmica e hidrelétrica - levam a funções não-lineares em todos os pontos, dificultando ainda mais a modelagem adequada.

Os enredamentos do problema da operação não podem ser restringidos a um único modelo matemático, deste modo, os diferentes horizontes da programação possuem diferentes tipos de análise de desempenho como: efeitos médio, curto e curtíssimo prazo. Assim, faz-se necessário uma cadeia de modelos com diferentes modos de planejamento e detalhes na representação do sistema de forma a abranger a otimização plurianual dos reservatórios até o despacho das usinas, como mostrado na Figura 5.



Figura 5 - Modelos de Planejamento Energéticos. Fonte: a autora, 2022.

4.1. Planejamento de médio prazo

É discretizado em meses e utiliza o horizonte de 5 anos. Os reservatórios são representados por equivalência, o detalhamento nesta fase é pouco significativo. É gerado pelo modelo computacional NEWAVE, que cria estratégias de planejamento hidráulico e térmico e gera a FCF que será a utilizada a posteriori pelo planejamento de curto prazo.

Os reservatórios equivalentes são representados através de sua produtividade, sendo colocados como grandes blocos de energia. Durante o processo é decidido quais gerações térmicas e hidrelétricas de cada sistema serão despachadas e o intercâmbio de energia promovido pelas interligações elétricas que equilibrarão os valores de água dos diferentes subsistemas.

Ademais, o NEWAVE apresenta as seguintes características:

- Múltiplos subsistemas interligados;
- Configuração estática ou dinâmica;
- Modelo equivalente com produtividade variável;
- Energias afluentes modeladas por um processo autorregressivo de ordem variável.

Por ser um modelo de otimização a sistemas equivalentes, no NEWAVE todas as usinas são agregadas em um reservatório equivalente de energia - REE. O processo de otimização de médio prazo, representa o SIN por onze REEs, como mostrado na Figura 6.

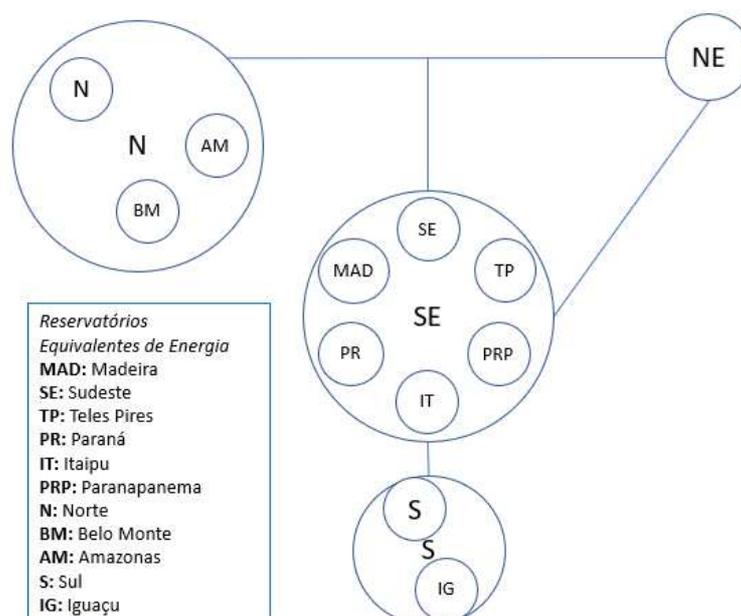


Figura 6 - Reservatórios equivalentes utilizados no NEWAVE. Fonte: a autora, 2022.

Cada um desses subsistemas apresenta um conjunto de usinas individualizadas que para a composição do sistema equivalente da região são agrupadas em uma única usina, conforme apresentado na Figura 7, a seguir.

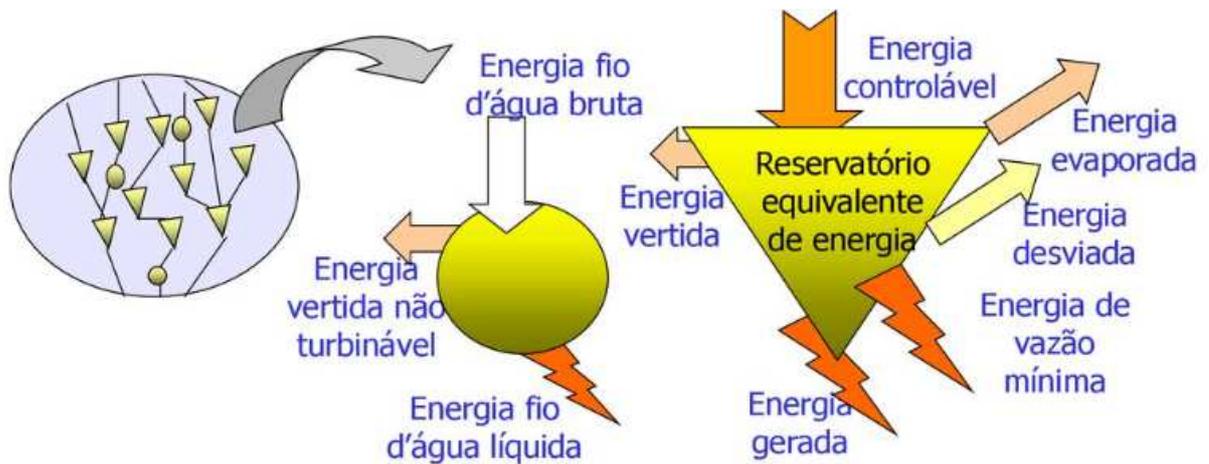


Figura 7 - Esquema de usinas Equivalentes. Fonte: CCEE, 2006

Além disto, ainda na Figura 7, é mostrado o esquema dos diferentes tipos de energia considerados pelo NEWAVE para representação nos REES:

- Energia controlável: energia afluyente que pode ser armazenada nos reservatórios.
- Energia evaporada: perda por evaporação das usinas.
- Energia desviada: retirada para outros usos d'água.
- Energia de vazão mínima: energia produzida devido às restrições de defluência mínima.
- Energia fio d'água: energia afluyente que chega as usinas fio d'água.

Para a definição das estratégias futuras da operação, o Modelo NEWAVE percorre diversos cenários hidrológicos para o horizonte de cinco anos e verifica o estado do SIN para cada um desses cenários, determinando as estratégias a serem usadas na geração hidrelétrica e térmica, checando-se a confiabilidade do sistema.

Na simulação desses cenários hidrológicos, o NEWAVE leva em consideração a aleatoriedade das afluências aos reservatórios, a capacidade de regularização plurianual do sistema e indisponibilidade dos equipamentos. Posteriormente calcula índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês, obtendo a média dos custos totais com geração térmica e hidráulica.

A hierarquia dos modelos de operação do SEB se intercepta a cada etapa do planejamento. O NEWAVE transfere a FCF, as projeções de demanda e afluência e as disponibilidades de geração térmica com os respectivos preços de produção para o curto prazo, fornecendo informações futuras sobre o uso dos reservatórios e indicando a probabilidade de déficits.

Além de ser empregado na definição de estratégias corporativas de empresas e agentes, o modelo NEWAVE é utilizado nas seguintes atividades oficiais do SEB: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), Programa Mensal de Operação (PMO), Plano da Operação Energética (PEN), Comercialização – Cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), definição e cálculo da garantia física de empreendimentos de geração e elaboração de diretrizes para os leilões de energia.

4.2. Planejamento de curto prazo

Nesta fase do planejamento, é utilizado o modelo computacional DECOMP. O objetivo do algoritmo de otimização é determinar o despacho das usinas hidrelétricas e térmicas de cada submercado por patamar de carga, minimizando o custo, dado o conjunto de informações disponíveis: carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e FCF do NEWAVE.

O DECOMP utiliza discretização semanal para o primeiro mês (afluências determinísticas) e mensal para os demais meses (cenários de afluências) com horizonte anual, considerando três patamares de carga. Este modelo é usado no PMO estabelecendo as diretrizes operativas do SIN e otimizando o uso dos recursos de geração disponíveis. No PMO, o DECOMP é usado com dois meses de horizonte, sendo o primeiro determinístico e desagregado em semanas e o segundo estocástico, como mostrado na Figura 8, bem como insumos essenciais para a operação do SIN: a previsão de vazões semanais e geração de cenários hidrológicos.

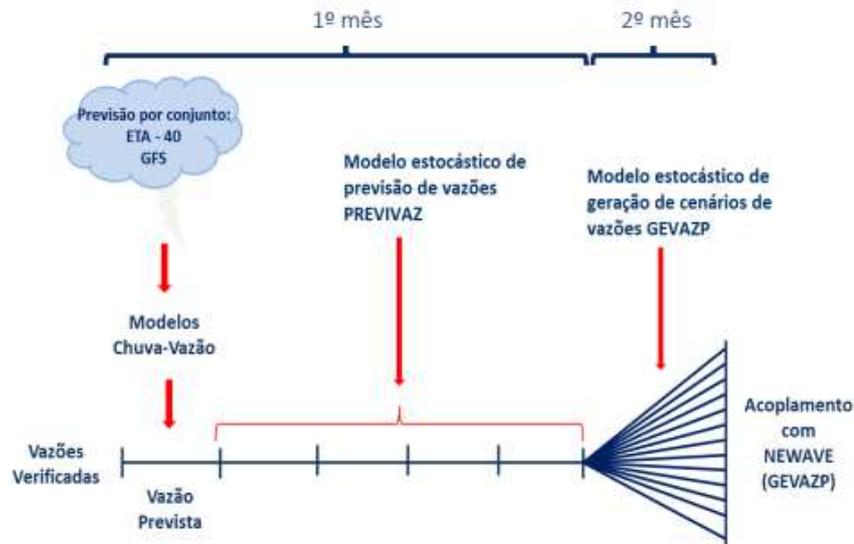


Figura 8 - Cálculo da política de operação. Fonte: CPAMP, 2020.

Para transformar a previsão de chuva em vazão, o ONS utiliza o modelo determinístico de simulação hidrológica do tipo transformação chuva-vazão, SMAP/ONS. Seu funcionamento baseia-se na divisão da vazão em escoamento superficial e em escoamento subterrâneo. A calibração do modelo foi realizada para quase todas as bacias do SIN, fornecendo as previsões de vazões, usadas na otimização do despacho da geração.

Além disto, um dos modelos hidrológicos atualmente em uso pelo ONS para modelagem estocástica das afluições semanais é o PREVIVAZ. Esta ferramenta matemática analisa a série histórica de afluições semanais de cada aproveitamento e seleciona para cada semana um modelo estocástico entre as diversas alternativas.

Quanto maior o horizonte de tempo, maior será a incerteza nas afluições naturais. É neste âmbito que se insere o modelo gerador de cenários GEVAZP (CEPEL,2002). O GEVAZP constrói os cenários de afluições para o segundo mês do planejamento, partindo da média dos valores semanais previstos pelo PREVIVAZ. É através destes cenários, que a estocasticidade das vazões é inserida no planejamento do curto prazo por meio do modelo DECOMP.

Resumidamente, os modelos hidrológicos satélites ao DECOMP se comportam como mostrado na Figura 9 e descrito abaixo.

- 1ª e 2ª semana: previsão de vazão pelo modelo Chuva-Vazão, SMAP/ONS, com base na previsão de chuva (ETA 40, ECMWF e GEFS)
- 3ª semana até final do 1º mês: previsão de vazão pelo modelo PREVIVAZ.
- 2º mês: geração de cenários pelo modelo GEVAZP



Figura 9 - Previsão hidrológica para revisão 0 do PMO. Fonte: a autora, 2022.

O DECOMP não utiliza o sistema de REES como NEWAVE. Ele trabalha com cada usina de forma individualizada, conforme Figura 10, com metas de geração para cada uma. Entretanto, o modelo calcula um custo marginal para cada um dos subsistemas, em função de receber a FCF pelo NEWAVE (acoplamento entre os modelos). Este custo de operação é composto pelos gastos com combustíveis nas usinas térmicas e eventuais penalizações pelo não suprimento da carga.



Figura 10 – Representação de usinas individualizadas - DECOMP. Fonte: CCEE, 2006

O DECOMP necessita das características de cada usina térmica e hidrelétrica como: geração mínima, cronograma de manutenção, representação de unidades elevatórias, restrições hidráulicas especiais etc. Os contratos de intercâmbio de energia são mostrados como usinas térmicas. As importações entram com sinal positivo e as exportações com negativo na função objetivo e nas restrições de suprimento da carga dos subsistemas participantes.

O modelo calcula o CMO almejando à redução do custo total de operação. Os resultados dessa política determinam as diretrizes de geração para cada usina hidrelétrica e térmica.

O DECOMP encontra a tática de operação que proveja metas de geração para cada usina do sistema, estágio e patamar, dado o estado inicial de armazenamento do sistema. Este modelo

calcula uma FCF que é acoplada ao modelo DESSEM no final do horizonte de planejamento. Neste caso, as aflúncias são tratadas como determinísticas e estocásticas ou uma combinação destas duas.

4.3. Planejamento de curtíssimo prazo

Com discretização semi-horária e horizonte de uma semana, o modelo de curtíssimo prazo - DESSEM é utilizado para a programação diária coordenada pelo ONS. Ele define o despacho hidráulico, termelétrico e o fluxo de potência ótimo com ênfase na minimização de custos e levando em consideração critérios de aversão ao risco.

O modelo DESSEM tem como principais características modelagem DC da rede elétrica, representação individualizada dos reservatórios, modelagem da função de produção das usinas hidrelétricas e do *unit commitment* das unidades geradoras térmicas, além do acoplamento com o modelo DECOMP através de FCF. A variação da produtividade das usinas hidrelétricas em função da altura de queda é modelada com detalhes e representa-se de forma acurada o balanço de água nos reservatórios e ao longo dos rios, por meio de tempos de viagem fixos ou curvas de propagação. Usinas de bombeamento (reversíveis) e canais entre reservatórios também são consideradas pelo modelo, além de fontes intermitentes (geração eólica e solar) e unidades de armazenamento de energia (baterias) (CEPEL, 2019). A Figura 11 a seguir ilustra a representação dos diversos componentes do sistema no modelo DESSEM.

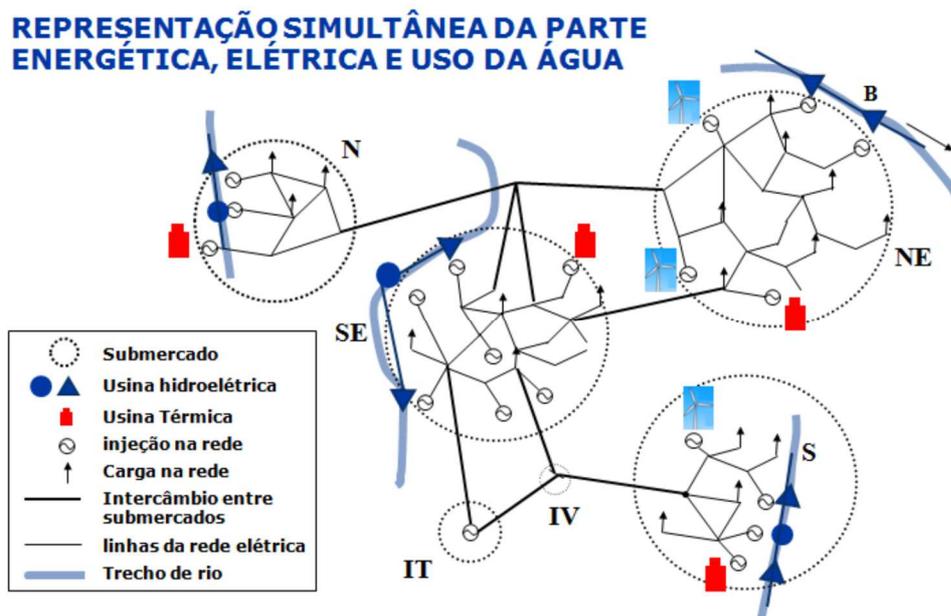


Figura 11 – Representação utilizada no DESSEM. Fonte: CEPEL, 2019

No modelo DESSEM define-se uma programação de geração sujeita as condições operativas das usinas hidrelétricas, térmicas e da rede elétrica, a partir da FCF obtida pelo DECOMP. O acoplamento entre os modelos da cadeia é feito através da conjunção do fornecimento de valores da água para os reservatórios (através de uma FCF) e do estabelecimento de metas semanais para a operação do sistema (CEPEL,2019).

Ao valorar economicamente a água dos reservatórios, esta função permite que o modelo DESSEM calcule, de forma implícita, custos incrementais de geração hidrelétrica variáveis com os níveis dos reservatórios e o ponto de operação da usina, que podem ser comparados com custos de geração térmicas (CEPEL, 2019).

O problema de despacho é formulado por meio de programação linear/inteira, utilizando-se modelos lineares por parte estáticos/dinâmicos e um processo iterativo exato para a representação de funções não lineares e as restrições da rede elétrica. Caso não sejam consideradas pelo usuário restrições de *unit commitment*, o problema pode ser resolvido também por meio de decomposição de Benders multi-estágio (CEPEL, 2019).

A previsão de vazões diárias e a previsão de carga, geradas por outros modelos desenvolvidos pelo CEPEL, influenciam diretamente no modelo DESSEM que define o custo da energia elétrica semi-horária. Um dos mais importantes resultados do processamento do modelo é o CMO que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

O DESSEM foi instituído pelo ONS para utilização na programação diária no ano de 2020 com a promessa de gerar benefícios para os agentes do setor como: ganhos de eficiência no despacho das usinas e transparência, menor assimetria de informações entre os participantes do segmento e aproximação da programação da operação com a formação de preço da energia elétrica.

O DESSEM produz resultados necessários ao planejamento, organizando ações estratégicas e operacionais. No entanto, devido as particularidades do parque hidrotérmico, a etapa de programação diária, após a rodada do modelo, passa pelo processamento Pós-DESEM, que nada mais é que a atuação dos programadores do ONS em interface com os agentes responsáveis pelas usinas gerando novas propostas de geração. Face a isto, este trabalho utilizará os resultados de operação do modelo DESSEM como parte da análise energética em comparação com os da etapa pós-DESEM.

4.4. Função de Custo Futuro

A FCF é um parâmetro de extrema importância na cadeia de modelos, uma vez que traduz a estratégia futura de operação (NEWAVE) para os modelos de curto prazo da cadeia (DECOMP e DESSEM). A Figura 12 visualiza este processo.

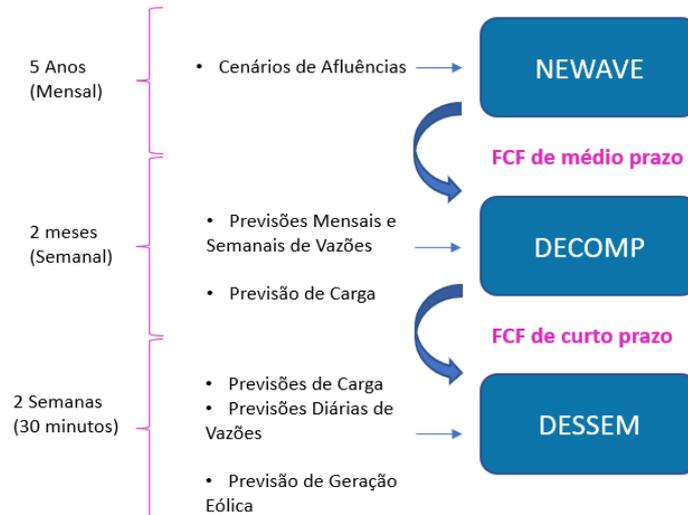


Figura 12 - Acoplamento entre os modelos energéticos. Fonte: a autora, 2022

A PDDE mostra que a FCF pode ser tratada como uma função linear por partes e a cada iteração do método usar uma aproximação. Por conta desta simplificação, o processo estocástico de aflúncias pode ser representado através de outros modelos. A PDDE encontra o custo futuro a partir de qualquer estado e etapa sob as hipóteses de aflúncias e garante que ele é o mínimo possível para todos os casos considerados.

O custo futuro é calculado para alguns estados, atenuando a dimensão do problema e para estes determinam-se as retas que compõem a sua função recalculadas a cada iteração. Passa a ser calculada também a derivada do custo futuro, que é a taxa de variação nas vizinhanças do estado em que foi calculado o custo.

Matematicamente, esta lógica pode ser expressa pela Função de Custo Imediato (FCI), representando o benefício do uso imediato da água, e pela FCF, representando o benefício de armazená-la hoje para seu uso no futuro (KELMAN ET AL, 1999). A FCI, representada por uma função linear por partes, pode ser interpretada como o custo de geração térmica necessária para complementar o atendimento à demanda, enquanto a FCF pode ser definida como capaz de valorar a água armazenada nos reservatórios do SIN e trazer este custo para valor presente.

A FCF é quem executa a otimização da operação, atendendo as premissas de minimização do custo total e de atendimento da carga. Ela determina o que vale mais: o valor da água dado pela derivada da FCF ou o valor do combustível das usinas térmicas, representada pela derivada de custo imediato (custo incremental do suprimento do sistema), conforme Figura 13 e Figura 14.

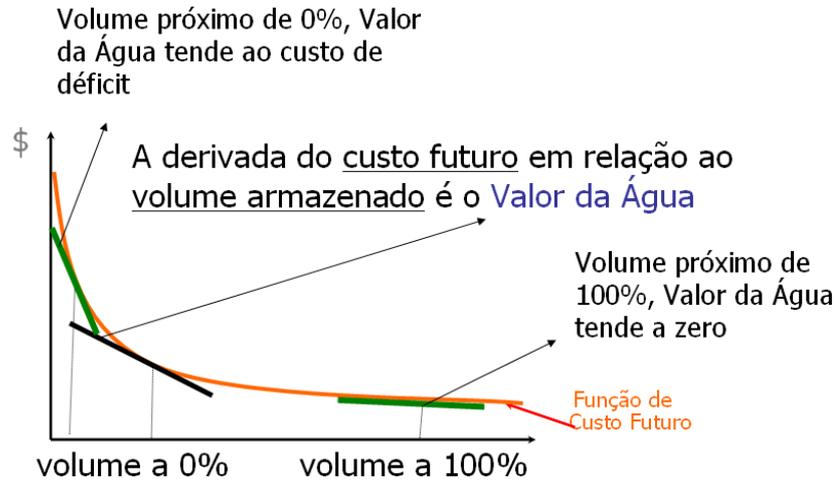


Figura 13 - Derivada do custo futuro. Fonte: ONS/CCEE, 2006

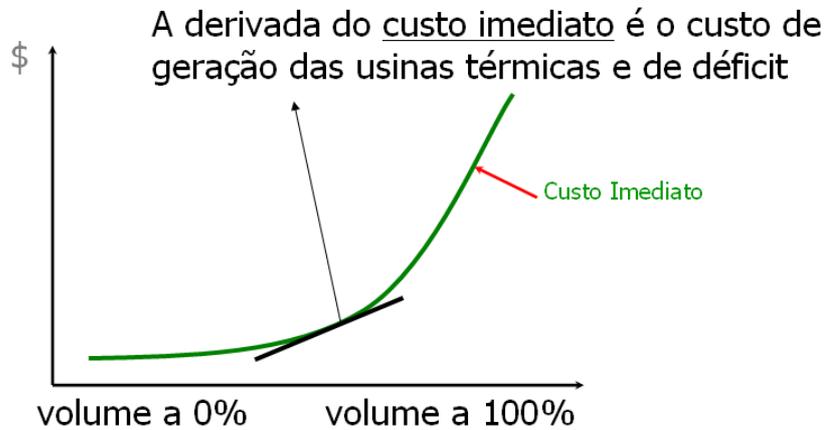


Figura 14 - Derivada do custo imediato. Fonte: ONS/CCEE, 2006

Na Figura 15 é demonstrado o ponto onde as derivadas da FCF e da FCI, em relação ao volume final armazenado nos reservatórios, se igualam em módulo, matematicamente:

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (4)$$

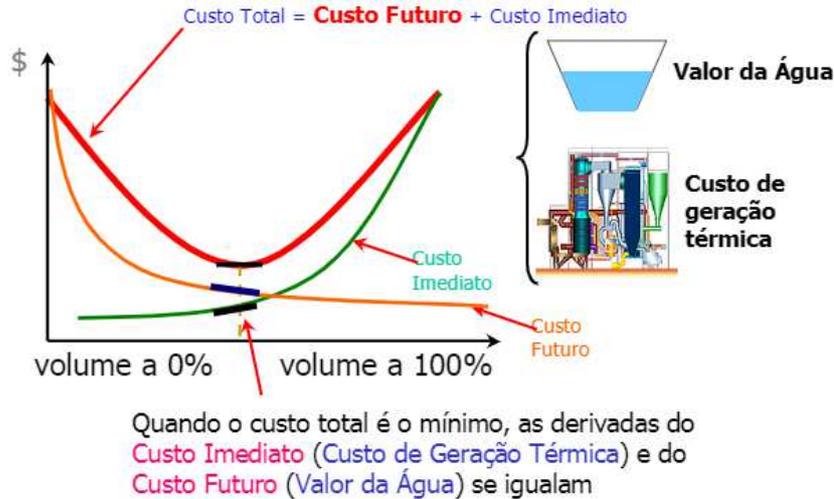


Figura 15 - Custo total da operação eletroenergética. Fonte: ONS/CCEE, 2006

As derivadas ($\partial FCI/\partial V$) e ($-\partial FCF/\partial V$) são conhecidas como valores da água. Logo, ao contrário do exposto no início desta seção, a água armazenada nos reservatórios não tem custo nulo, e sim possui um valor relacionado ao custo de oportunidade de economizarmos água hoje para a usarmos no futuro.

A derivada do custo imediato em relação ao armazenamento representa o custo de geração térmica ou de déficit caso não haja disponibilidade térmica para geração. Por outro lado, o quanto mais próximo o volume dos reservatórios estiver de zero maior será o valor da água e quanto mais próximo estiver de 100% do armazenamento este custo tenderá a zero. A soma dessas duas inclinações se anula no ponto de menor custo de operação. Nesta conjuntura que reside o dilema do operador, mostrado anteriormente na Figura 4.

Para o SIN, o recurso ótimo alia o custo variável das usinas térmicas com o valor da água das usinas hidrelétricas de cada subsistema. O equilíbrio entre o valor da água e o custo da térmica corresponde à premissa inicial de minimização do custo total de operação.

Assim sendo, a interligação da cadeia de modelos, através da FCF, possibilita que as políticas de operação de curto prazo estejam acopladas as estratégias de operação de médio prazo.

O acoplamento do modelo DECOMP é alcançado considerando que a FCF do horizonte de planejamento, dada pelo modelo de médio prazo, pode ser expressa em termos dos volumes armazenados nos reservatórios, utilizando a regra da cadeia: conhecidas as energias afluentes nos meses anteriores, é possível obter, para cada usina do sistema, a derivada da FCF do horizonte de curto prazo a partir da FCF de médio prazo (CEPEL, 2004).

Finalmente, deve-se ter acesso à FCF construída pelo NEWAVE para o instante de acoplamento. Com todas estas informações, o modelo DECOMP determinará, para as

diferentes alternativas de operação para cada subsistema, o valor total do custo futuro. As energias afluentes, em cada subsistema, verificadas nos meses que antecedem o período de estudo são dados de entrada do DECOMP, enquanto as dos demais meses são calculadas pelo modelo (CEPEL, 2004). Resumidamente, o acoplamento entre os modelos NEWAVE (energia armazenada por subsistema) e DECOMP (volume armazenado por reservatório) se dá através dos seguintes requisitos:

- O DECOMP utiliza a FCF advinda do NEWAVE como condição de contorno.
- Energias armazenadas médias no instante do acoplamento.
- Energias afluentes de cada subsistema.

O acoplamento do DESSEM com o DECOMP é alcançado de maneira análoga a dos modelos de médio e curto prazo, considerando que a partir da FCF obtida pelo DECOMP, define-se uma programação de geração sujeita as condições operativas das usinas hidroelétricas, termoelétricas e da rede elétrica.

Resumidamente, o acoplamento entre DESSEM e DECOMP é realizado pela conjunção de dois aspectos:

- • FCF ao final do período de programação. Esta função define os valores da água nos reservatórios em função do vetor de volumes armazenados nos reservatórios ao final do período de otimização.
- • Estabelecimento de metas semanais de geração para as usinas termoelétricas ou de valores totais semanais de recebimento/exportação de energia para os subsistemas.
- O acoplamento dos modelos de médio, curto e curtíssimo prazo constituem uma cadeia integrada de procedimentos para o planejamento da operação e conseqüentemente de seus produtos, políticas energéticas e CMO.

5. CMO E RESTRIÇÕES OPERATIVAS

5.1. Custo marginal da operação

A reforma do SEB se iniciou pelo risco de déficit de energia. A redução de investimentos do governo federal e a inexistência de considerações com modelos reais para suprir o crescimento da carga aumentaram as inseguranças. Desta forma, o governo deu início a uma reestruturação que possibilitou a competição no âmbito da energia.

A separação financeira entre os segmentos de energia elétrica composta pela geração, transmissão, distribuição e comercialização tiveram como objetivo a visualização dos custos para consumidores. A energia passou a ser uma commodity e comercializada nos chamados mercados spot interligando a oferta e demanda e ao despacho do sistema. Inicialmente, a comercialização não é feita no mercado atacadista, mas sim curto prazo com o despacho conduzido pelo ONS fazendo uso dos modelos de otimização.

A otimização energética de um sistema elétrico visa o atendimento da carga do SIN, com confiabilidade e ao menor custo, ou seja, evitando vertimentos nos reservatórios das usinas, minimizando a utilização de geração térmica e equalizando os CMOs entre as regiões interligadas.

Como em qualquer processo produtivo não monopolizado, em que o preço do produto é sensível à quantidade produzida e ao custo de produção, o preço de curto prazo da energia elétrica depende da capacidade e do custo de geração apresentado pelo sistema gerador. No longo prazo, o preço é influenciado pelo equilíbrio entre a oferta e a demanda, determinado pelo balanço de oferta de energia assegurada (CASTRO, CRUZ E SASSARON, 2004).

No curto prazo a demanda do sistema elétrico já está bem definida. As variáveis que intervêm na geração de energia e no seu preço são o armazenamento das usinas hidrelétricas e a perspectiva de suas afluências. Neste horizonte de tempo, o custo da energia também é influenciado pela ampliação da oferta, obras na transmissão e desenvolvimento da carga, mas estas são secundárias, diferentemente de suas influências nos médio e longo prazos.

O CMO é utilizado como principal parâmetro, representando o custo de operação do sistema como estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo dentro do período estudado e para cada submercado, informando assim quanto custa o atendimento de uma carga incremental em um determinado instante. É a base do controle de despacho de cada usina,

definindo os montantes de geração, influenciando diretamente no faturamento das empresas de geração.

O CMO reflete o custo da fonte empregada para o suprimento à carga, podendo ser: nulo, se houver vertimento turbinável; custo do combustível, sendo uma usina térmica; custo do déficit se houver corte de carga; CMO do exportador, existindo importação de outra região e valor da água, quando há o desestoque desta.

A cada intervalo temporal o CMO (PEREIRA E PINTO, 1985) será representado pelo custo variável do último gerador térmico despachado, caso este ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga.

Na hipótese de o último gerador despachado ter utilizado sua plena disponibilidade, o próximo incremento de carga será atendido pelo gerador de custo imediatamente superior, ainda não despachado. Neste caso, o CMO, nesse intervalo temporal, corresponderá ao custo marginal desse gerador, mesmo que este não tenha sido programado para despacho.

Como visto anteriormente, os objetivos de confiabilidade e menor custo são opostos. Utilizar o máximo possível de energia hidrelétrica é a opção mais econômica, pois são reduzidos os custos com combustível e conseqüentemente o uso das térmicas. Entretanto, é a menos confiável, em função dos maiores riscos de déficits futuros. Por outro lado, conservar os níveis dos reservatórios elevados seria a opção mais confiável, porém a mais cara, ou seja, a geração térmica será mais utilizada e com isso o custo se eleva.

Além disto, a cada interrupção de fornecimento de energia é obtido um custo de déficit, o qual equilibra as despesas e a confiabilidade da operação e com isso se torna indispensável para a determinação da política mais adequada para o sistema.

Se o custo de déficit for muito baixo, resulta em uma utilização excessiva dos reservatórios e, portanto, em racionamentos futuros. Já se o custo de déficit for muito alto, decorre uma utilização excessiva das térmicas e, grande probabilidade de ocorrência de vertimentos.

5.2. Conceitos ligados ao CMO

Para o melhor entendimento do CMO faz-se necessário o conhecimento de alguns conceitos aplicados no planejamento energético.

5.2.1. Critério determinístico de atendimento ao mercado

O critério determinístico utiliza o conceito de energia firme, que é designada como a maior carga contínua que o sistema com matriz energética predominantemente hidrelétrica pode suprir sem existir déficits, independente do cenário hidrológico futuro. Também é chamada de carga crítica do sistema, tendo como período crítico a passagem da situação de armazenamento máximo dos reservatórios até o nível mínimo destes, sem déficits de energia verificados. É o nível médio da geração durante o período crítico, portanto, a energia firme local é a geração média de cada usina, ou seja, a parcela atribuída àquela usina.

Ganho de energia firme é o aumento desta energia no sistema, quando a determinada usina se faz presente, sendo os benefícios computados para esta e bem como suas adjacentes em cascata. Assim, observa-se que o ganho de energia firme pode ser maior que sua energia firme local.

Em usinas térmicas, a energia firme local é calculada separadamente em cada usina, e se iguala a máxima potência que pode ser produzida pela unidade geradora diminuídas das indisponibilidades. Já em um parque gerador hidrotérmico é a soma da energia firme hidráulica e térmica, e as ligações entre os subsistemas são postas como infinitas.

5.2.2. Critério probabilístico de atendimento ao mercado

O critério probabilístico de atendimento ao mercado usa o conceito de energia assegurada do sistema, que representa a maior carga que pode ser atendida por determinadas usinas admitindo-se um risco de 5% de não atendimento do mercado. No cálculo da energia assegurada, as usinas são consideradas como sistemas equivalentes admitindo as restrições das interligações.

A função que relaciona o valor de CMO à afluência e energia armazenada (EARM) nos reservatórios depende da expansão da oferta e da carga do sistema. Nos resultados obtidos a partir de simulações, obtendo-se os valores de CMO, de EARM e da energia afluente ao subsistema (EAFL), implicitamente dispõe-se de informações sobre essa função de correlação. Essas informações adequadamente exploradas podem levar a métodos confiáveis de previsão e estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo.

5.2.3. Despacho

É de responsabilidade do ONS, o planejamento operacional, programação e despacho otimizado do SEB. Para isto, o operador é municiado de informações técnicas a respeito das usinas hidrelétricas e térmicas, como por exemplo, níveis de reservatórios, vazões afluentes, disponibilidade de turbinas e os custos do combustível. Ademais, as empresas distribuidoras submetem as previsões de demanda em seus sistemas como insumo para o ONS.

A otimização de médio prazo produz os valores da água, para serem utilizados como condições de contorno ao curto prazo. Este determina as metas de vazão e os níveis de reservatórios, bem como a geração térmica ideal e dos valores globais da água para os sistemas interligados.

Em mercados energéticos internacionais, os geradores declaram o preço que desejam vender sua energia, enquanto no Brasil estes declaram suas disponibilidades operativas. Sendo assim, o preço é calculado pelo despacho hidrotérmico do SIN.

Como explicitado nos capítulos anteriores, o modelo computacional DESSEM é o atual responsável pelo cálculo dos custos marginais de operação, para posteriormente serem usados na determinação do preço de liquidação das diferenças da CCEE.

5.3. Formação do CMO

Como dito anteriormente, o CMO é o acréscimo ao custo mínimo de operação do sistema para se atender ao próximo 1MW de consumo em cada subsistema. Assim sendo, este atendimento a um acréscimo infinitesimal na carga em um submercado é igual à soma das gerações hidrelétrica e térmica, do intercâmbio recebido, além do déficit de atendimento, conforme equação abaixo.

$$\Omega(n,t) = H(n,t) + F(n,t) + \sum \phi (R(n,t) - F(n,t)) + D(n,t) \quad (5)$$

Onde:

$\Omega(n,t)$ é o requisito total de energia do submercado n no instante t [MWh];

$H(n,t)$ é o total de geração hidrelétrica do submercado n no instante t [MWh];

$F(n,t)$ é o total de geração térmica do submercado n no instante t.

É incluída nesta proposição a importação de energia de países eletricamente interligados ao submercado “n”, sendo estes representados por usinas térmicas com a capacidade de geração igual ao limite da importação e custo igual ao preço pago pela energia importada [MWh];

$R(n,t)$ é o total de intercâmbio recebido no instante t pelo submercado n, proveniente de todos os submercados ϕ aos quais o submercado n está interligado [MWh];

$F(n,t)$ é o total de intercâmbio fornecido no instante t pelo submercado n, a todos os submercados ϕ aos quais o submercado n está interligado [MWh];

$D(n,t)$ é o total de déficit de energia no submercado n no instante t [MWh].

O suprimento da carga está associado a um custo variável de operação dependente da fonte de energia. Se houver um aumento no incremento de carga do sistema, sem expansão da oferta de energia, o CMO representa o custo do sistema para atendê-lo, como a seguir:

- Se o incremento de carga for atendido por geração térmica adicional, o CMO será igual ao custo da usina despachada, dado pela mais cara, na nova situação de atendimento à carga. Na Figura 16, a UTE C foi despachada em função das UTEs A e B não conseguirem suprir toda a carga. O CMO do sistema é o custo de operação da UTE C.

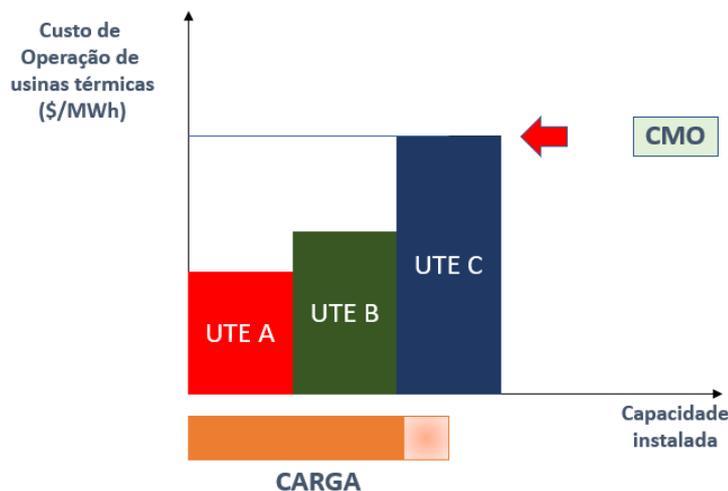


Figura 16 - Custo Marginal de Operação. Fonte: a autora, 2022.

- Aumento de geração nas usinas hidrelétricas, quando o CMO se iguala ao valor da água desestocada dos reservatórios para incrementar a geração;
- O custo de intercâmbio recebido é o CMO do submercado emissor de energia, enquanto o custo do intercâmbio enviado é o CMO do próprio. No caso de intercâmbios energéticos, observam-se os fluxos entre os submercados. Se estes estão abaixo dos limites de intercâmbio, definidos pela capacidade de

transmissão, o CMO entre os submercados “n” e “ ϕ ” são iguais, já para fluxos iguais aos limites, existirá diferença entre os valores.

- Déficit de energia, quando o sistema está com sua capacidade esgotada e não é capaz de atender ao acréscimo na carga. Neste caso, o CMO se iguala ao custo do déficit. Não há geração no sistema com custo maior do que o custo do déficit.

5.4. As restrições, a operação do SIN e os impactos no CMO

No processo de planejamento e programação da operação do SIN, através dos modelos de otimização energética que antecedem a operação em tempo real, existem incertezas associadas à previsão de carga e aflúncias como as restrições operacionais referentes a cada etapa deste processo.

As restrições operacionais são de extrema importância na otimização do planejamento da operação eletroenergética do SIN devido à interligação elétrica dos sistemas e o acoplamento espacial entre as usinas hidrelétricas. Na Figura 17 e Figura 18 são apresentadas as tipificações das restrições e suas naturezas – conjunturais ou estruturais.

A influência de algumas restrições hidráulicas, ambientais e de uso múltiplo da água, além do conjunto das restrições elétricas torna a tarefa do planejamento e da programação da operação do SIN ainda mais árdua pois poderão atingir os custos marginais de operação e, assim alterar as metas de intercâmbio de energia entre subsistemas e o despacho de geração térmica para complementação energética.

Quando há a inserção de uma restrição, em alguns dos patamares de carga, existe um custo incremental associado à mesma. Como o planejamento trata em minimizar o custo total de operação do SIN, muitas vezes é possível que a inclusão o eleve.

Em função do parque gerador do SIN ser predominantemente hidráulico, a introdução de restrições ambientais e de uso múltiplo da água leva a um aumento dos custos marginais de operação, principalmente em cenários de aflúncia desfavoráveis. Assim sendo, deve ser feita uma avaliação de custos porque eles serão repassados as tarifas e ao consumidor. Por exemplo, a questão da ocupação das bordas dos lagos das usinas para usos múltiplos a água, tem seu reflexo no aumento dos custos operativos.

A inclusão de restrições de um único subsistema produz impactos em toda a operação do SIN, em função da malha de transmissão que faz a interligação energética entre os

subsistemas. Além disto, dependendo da dimensão das restrições, suas inserções poderão gerar uma expressiva diminuição na capacidade de armazenamento dos reservatórios do SIN, aumentando o risco futuro de não suprimento a carga.

Os efeitos das restrições foram considerados no DECOMP mas não NEWAVE. Assim, devido ao fato da FCF entre estes modelos não possuir as limitações, admite-se que exista uma suavização dos impactos causados destas na otimização do SIN, devido a inexistência da previsibilidade destas restrições nas diretrizes operativas geradas pelo DECOMP e por consequência no DESSEM.



Figura 17 - Gestão compartilhada da água. Fonte: ANA, 2015.

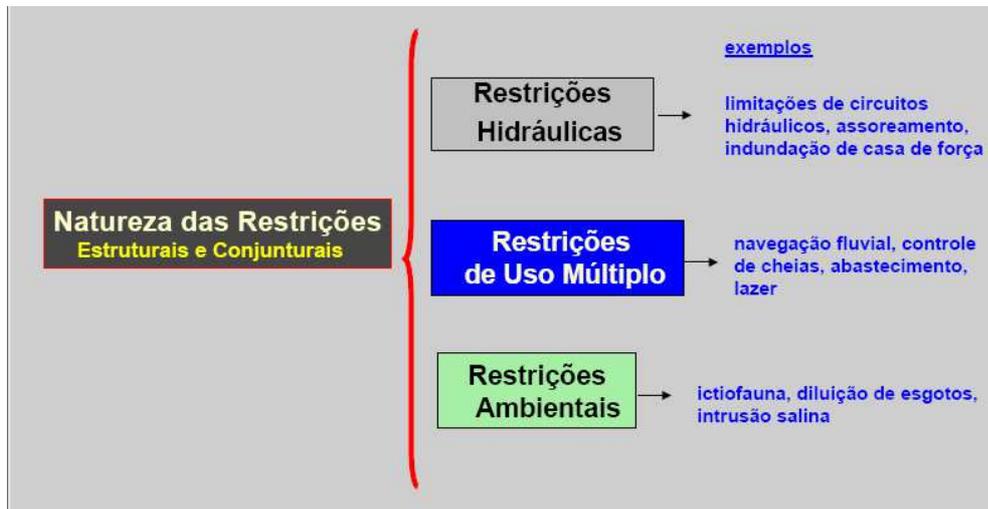


Figura 18 - Restrições da operação energética. Fonte: Arteiro, 2005.

6. REALIDADE DA PRÉ-OPERAÇÃO ENERGÉTICA

A programação diária da operação eletroenergética tem como propósito a otimização da operação do SIN, por meio do suprimento das demandas previstas nas melhores condições elétricas, energéticas, econômicas e com a maior segurança operacional possível, visando à obtenção dos benefícios sistêmicos, compatibilizados com as restrições existentes. O procedimento de execução da pré-operação diária energética é participativo e interativo, com transparência entre o ONS e os agentes de geração.

Um problema do SEB é a programação diária de operação, para um sistema hidrotérmico em particular o programa diário de operação (PDO) consiste em determinar o despacho horário de geração das usinas hidrelétricas, térmicas e outras fontes de energia para o dia seguinte, atendendo à demanda de energia elétrica ao longo do dia, às restrições operativas das usinas e às restrições elétricas do sistema (CEPEL, 2019).

O processo de elaboração da programação diária energética possui duas grandes fases: antes e após o advento do modelo de curtíssimo prazo. O programa DESSEM se integra à cadeia de modelos matemáticos desenvolvidos pelo CEPEL e utilizados pelo ONS para o planejamento e a programação da operação do SIN, com ênfase na minimização de custos e levando em consideração critérios de aversão ao risco. O princípio básico dos modelos dessa cadeia é coordenar a operação das usinas hidrelétricas do sistema, visando diminuir o uso de geração térmica e operar o sistema de maneira mais eficiente, de forma a contribuir para a redução dos custos operativos e dos riscos de déficit. (CEPEL, 2018)

6.1. Programação antes e após o DESSEM

Nos últimos anos que precederam a entrada do DESSEM, foram responsabilidades do Agentes de geração na pré-operação: elaborar a proposta de programação de geração de suas usinas, bem como o intercâmbio com outros Agentes, segundo as diretrizes definidas pelo ONS; interagir com o Operador com o objetivo de compatibilizar as modificações provenientes da validação elétrica e energética nas propostas enviadas outrora; informar o cronograma atualizado de manutenções, restrições operativas e dados outros necessários para análise eletroenergética.

Após a recepção das propostas dos Agentes, o ONS dava prosseguimento a etapa de programação com as validações eletroenergéticas com o objetivo de consolidar as gerações e intercâmbios do SIN. Eram realizadas verificações para garantia dos intercâmbios líquidos, das modalidades programadas, das restrições associadas às manutenções e das folgas de geração, garantindo que não houvesse ultrapassagem das disponibilidades declaradas das usinas e ainda respeitando a reserva de potência. Posteriormente, o balanço energético (carga – geração + intercâmbio por Agente fosse nulo) era efetuado e em seguida o processo de validação elétrica, onde eram utilizados os casos base de fluxo de potência definidos para operação com horizonte mensal, atualizados com as intervenções previstas para o dia em análise, obtendo fluxos discretizados em 30 minutos.

A etapa de interação com os Agentes consistia em quando constatada inconsistência nas propostas de geração e intercâmbio, o ONS conciliava os benefícios sistêmicos com as restrições locais. O funcionamento da programação diária, até o fechamento do programa diário de produção (PDP), durante este período seguiu o fluxograma mostrado na Figura 19.

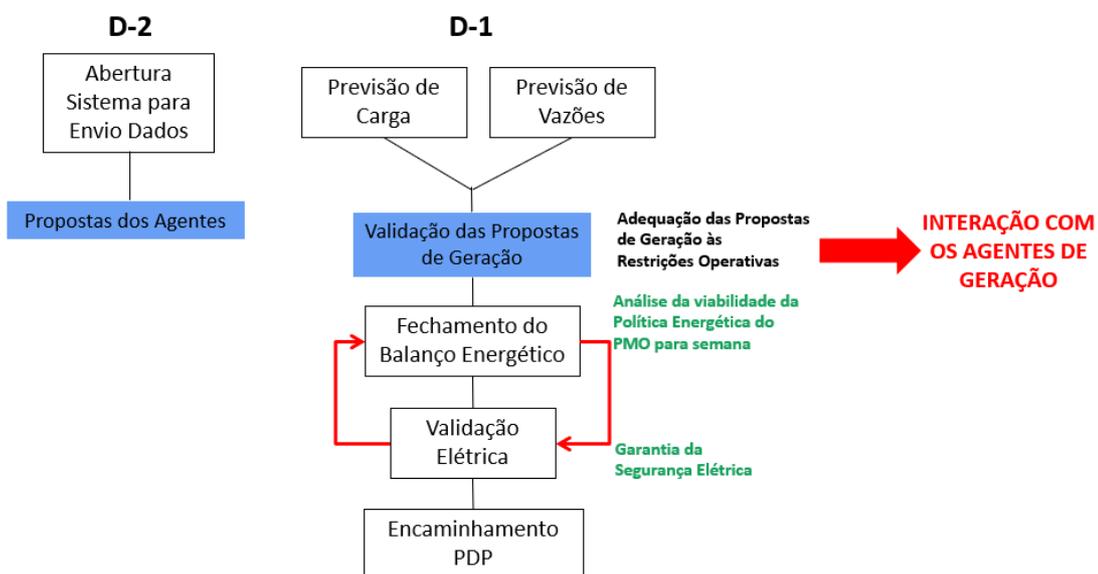


Figura 19 - Processo antes do DESSEM. Fonte: a autora, 2022 (inspirado em ONS, 2020).

Com a Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019, o MME no uso de suas atribuições estabeleceu que a partir de 1º de janeiro de 2020, o Modelo DESSEM seria utilizado para fins de programação da operação pelo ONS estabelecendo o despacho necessário das usinas mediante ao atendimento da carga do SIN, discretizado em meia hora, entrando na cadeia de modelo energético de forma definitiva coordenando a programação diária conforme Figura 20.

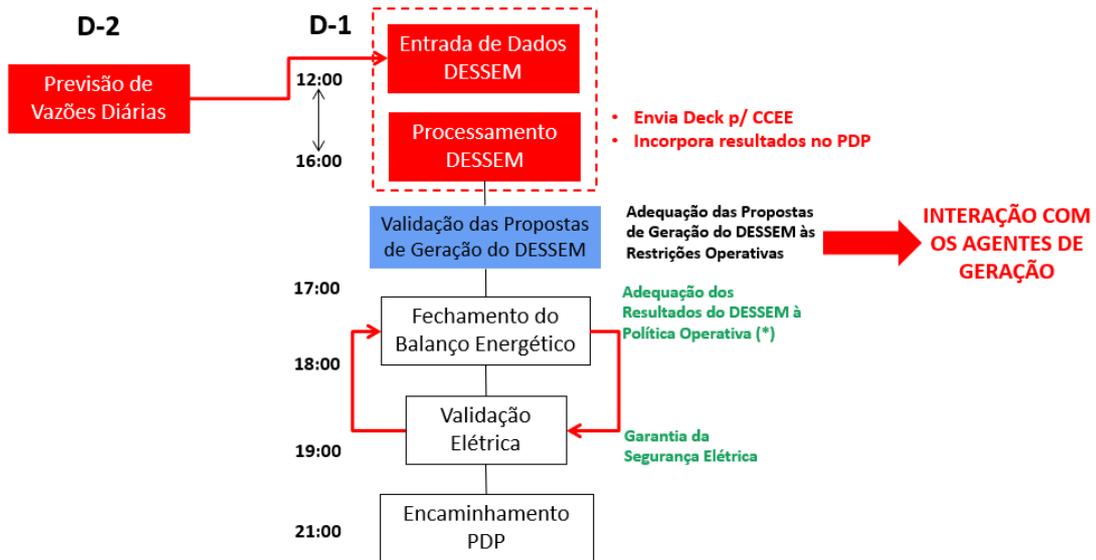


Figura 20 - Processo com DESSEM. Fonte: a autora, 2022 (inspirado em ONS, 2020).

Atendendo ao pleito dos agentes de geração do SIN, a etapa de interação foi mantida e é chamada atualmente de Pós-DESSEM. Esta fase da pré-operação se inicia com o simulador hidráulico Hydroexpert. Este software, adotado pelo ONS e utilizado para suporte à tomada de decisão em sistemas hidrelétricos multi-reservatórios, verifica hidraulicamente (vazões vertidas e turbinadas, volumes dos reservatórios das usinas e restrições hidráulicas) a programação diária da operação, de modo a examinar o atendimento de acordo com a capacidade dos reservatórios, associando diferentes premissas de geração e alternativas de cenários de previsões de vazões, facilitando o prognóstico das consequências de uma política de decisões.

Após a simulação, a divulgação das médias de geração requeridas geradas pelo Hydroexpert é feita por meio do aplicativo *whatsapp*. Desta forma, os Agentes podem preparar as propostas de geração de suas usinas em consonância com a expectativa de carga e validação hidráulica feita pelo ONS.

Além disto, os Agentes que regem o Alto Grande (Bacia do Grande) possuem um grupo de coordenação da cascata. Após a divulgação da geração média meta pelo ONS para a usina de Luiz Carlos Barreto de Carvalho, as usinas a fio d'água subsequentes (conforme Figura 21 e Tabela 2) com o conhecimento de turbina equivalente e curva que será proposta para o dia D divulgada por Furnas neste grupo, estimam suas defluências e gerações. Esta etapa é de grande importância, por ser tratar de usinas com pequenos reservatórios; o conhecimento prévio da operação a ser executada no dia seguinte evita casos críticos de armazenamento baixo ou de vertimentos.

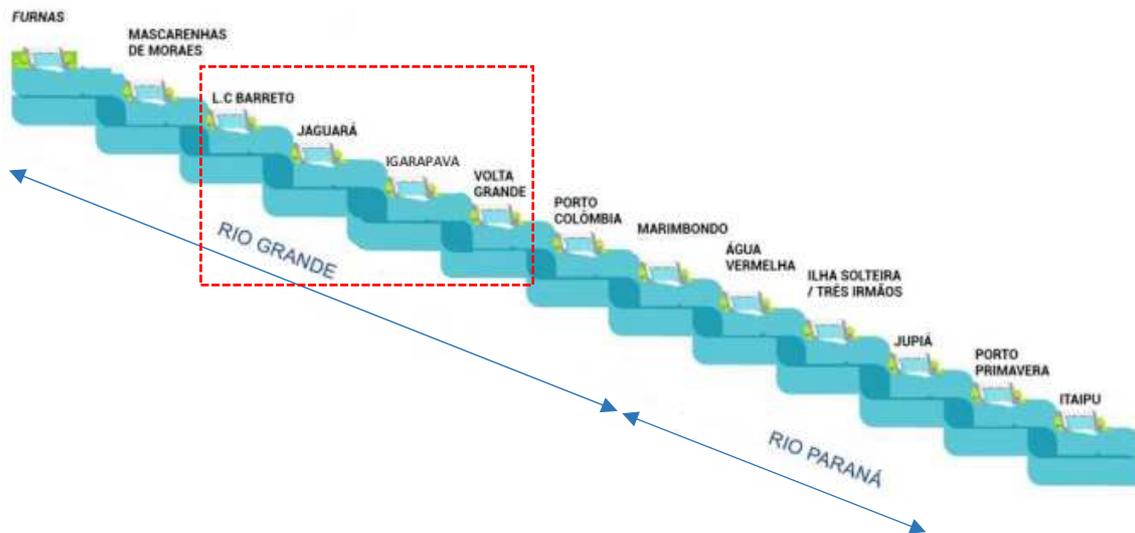


Figura 21 – Coordenação da cascata do Alto Grande. Fonte: ONS, 2020.

Tabela 2 – Agentes responsáveis por usinas a fio d’água no Alto Grande

USINA	AGENTE
L.C.BARRETO	FURNAS
JAGUARA	ENGIE
IGARAPAVA	CEMIG
V. GRANDE	ENEL

Após o processamento do DESSEM é aberta a plataforma web destinada a programação diária da operação (PDPW), sistema encontrado no portal de relacionamento SINtegre do ONS, e permanece desta forma por uma hora, onde os agentes podem inserir suas propostas. O fechamento do balanço energético e validação elétrica são executados adequando as propostas de geração dos agentes, as restrições operativas e o despacho térmico comandado pelo modelo. Este ciclo acontece quantas vezes for necessário na tentativa de retirar as violações em inequações que podem aparecer em modelos elétricos, até o fechamento da proposta final para a programação diária energética do dia D.

6.2. Publicação do DESSEM e fechamento da programação

De acordo com os procedimentos de rede da programação diária, existem horários máximos a serem cumpridos pelo ONS. A publicação do DESSEM deve ser feita até às 16:00 do D-1 quando não em caso de contingência (não há a publicação de resultados neste dia) e o

fechamento da programação deve ser feito até às 21:00 do D-1 quando não em caso de necessidade do sistema. O levantamento destes horários do início de abril de 2020 a final de setembro de 2021 é mostrado nas Figura 22, Figura 23 e Tabela 3 abaixo.

Tabela 3 – Dados da publicação do DESSEM e fechamento da programação

Dias apurados:533			
Publicação Dessem		Fechamento da Programação	
Contingência	2	Acima das 21 horas	365
Acima das 16 horas	114	Após às 00 horas	63

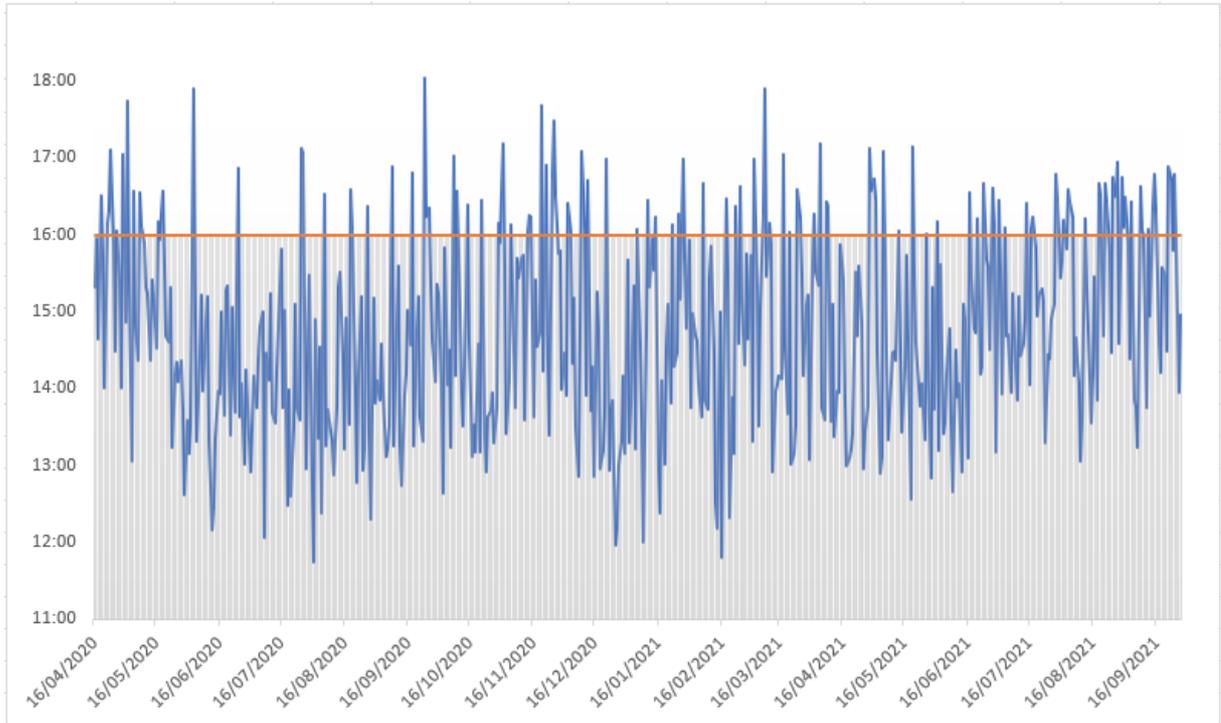


Figura 22– Publicação do DESSEM. Fonte: a autora, 2022.

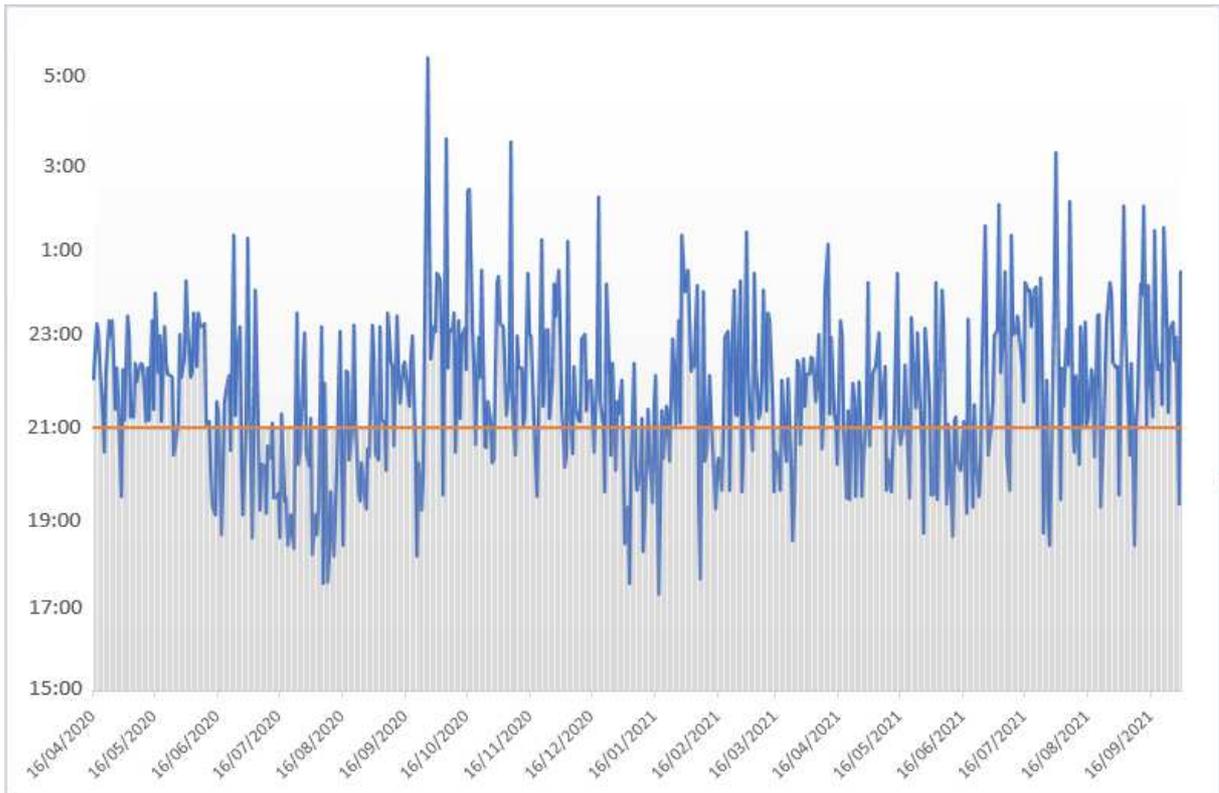


Figura 23– Fechamento da programação. Fonte: a autora, 2022

Isto posto, serão expostos a metodologia escolhida, os resultados coletados e as consequentes análises.

6.3. Metodologia utilizada

Foi realizado um estudo de múltiplos casos utilizando o sistema do agente Furnas como base do trabalho por possuir usinas com grande relevância para o SIN. O problema apresentado permite a comparação entre as etapas DESSEM e Pós-DESSEM e a elaboração de discussões e conclusões a partir das semelhanças ou diferenças entre os casos.

A pesquisa quantitativa se embasou nos resultados das rodadas do modelo DESSEM e nos finalizados e utilizados pela programação diária dentro horizonte de janeiro de 2020 a setembro de 2021. Este período foi escolhido para realizar a análise por ter sido considerado um momento de grande crise no setor com médias de longo termo (MLTs) e energia armazenadas (EARs) bem baixas, principalmente no subsistema Sudeste/ Centro-Oeste.

Para análise estatística de relações de causa e efeito foram coletados todos os decks DESSEM do período, extraídos as gerações médias diárias do arquivo de saída

PDO_SUMAOPER , bem como os dados de geração da programação diária consolidada, após o Pós-DESSEM, do PDPW.

Para verificação das diferenças entre as propostas de geração entre o DESSEM e o Pós-DESSEM, foi utilizado o software Excel para ajudar a organizar os dados e realizar os cálculos de acordo com o objetivo proposto, encontrando os desvios provenientes das possíveis divergências.

Os resultados retornaram os valores descritivos dos dados coletados e as análises permitiram derivar conclusões com base no referencial teórico, buscando identificar os fatores que determinam ou contribuem para a ocorrência das divergências, apresentando suas características e dimensões.

6.4. Desvios das propostas de geração entre o DESSEM e PDP

A partir de levantamento individualizado, fundamentado em análises quantitativas, são apresentadas as usinas do sistema Furnas com maior impacto energético. Os desvios entre as propostas de geração do DESSEM e PDP de 2020 até setembro de 2021 são explicitados e é utilizada uma tolerância de 20% (mais e menos) para as diferenças. O mês de setembro de 2021 foi escolhido para uma avaliação mais detalhada.

6.4.1. Usina de Furnas

A usina de Furnas possui o maior perímetro do país, cerca de 3500 quilômetros e é considerada a principal regularizadora da Bacia do Paraná. A Figura 24 e Figura 25, a seguir, permitem uma visualização da localização geográfica e topológica, respectivamente, da UHE Furnas, de forma a se ter uma ideia da importância estratégica da usina em relação aos demais aproveitamentos hidrelétricos do SIN, face ao grande grau de regularização passível de ser realizado com o seu volume útil de 17.217 hm³ e 1.216 MW de potência instalada.

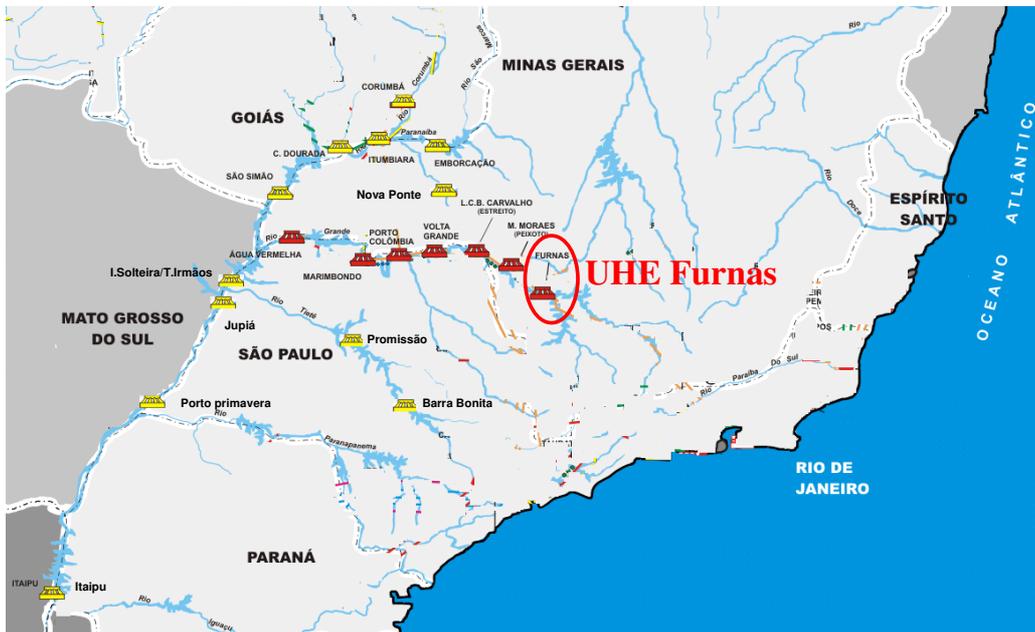


Figura 24 - Localização geográfica da UHE Furnas. Fonte: Acervo Furnas, 2017.

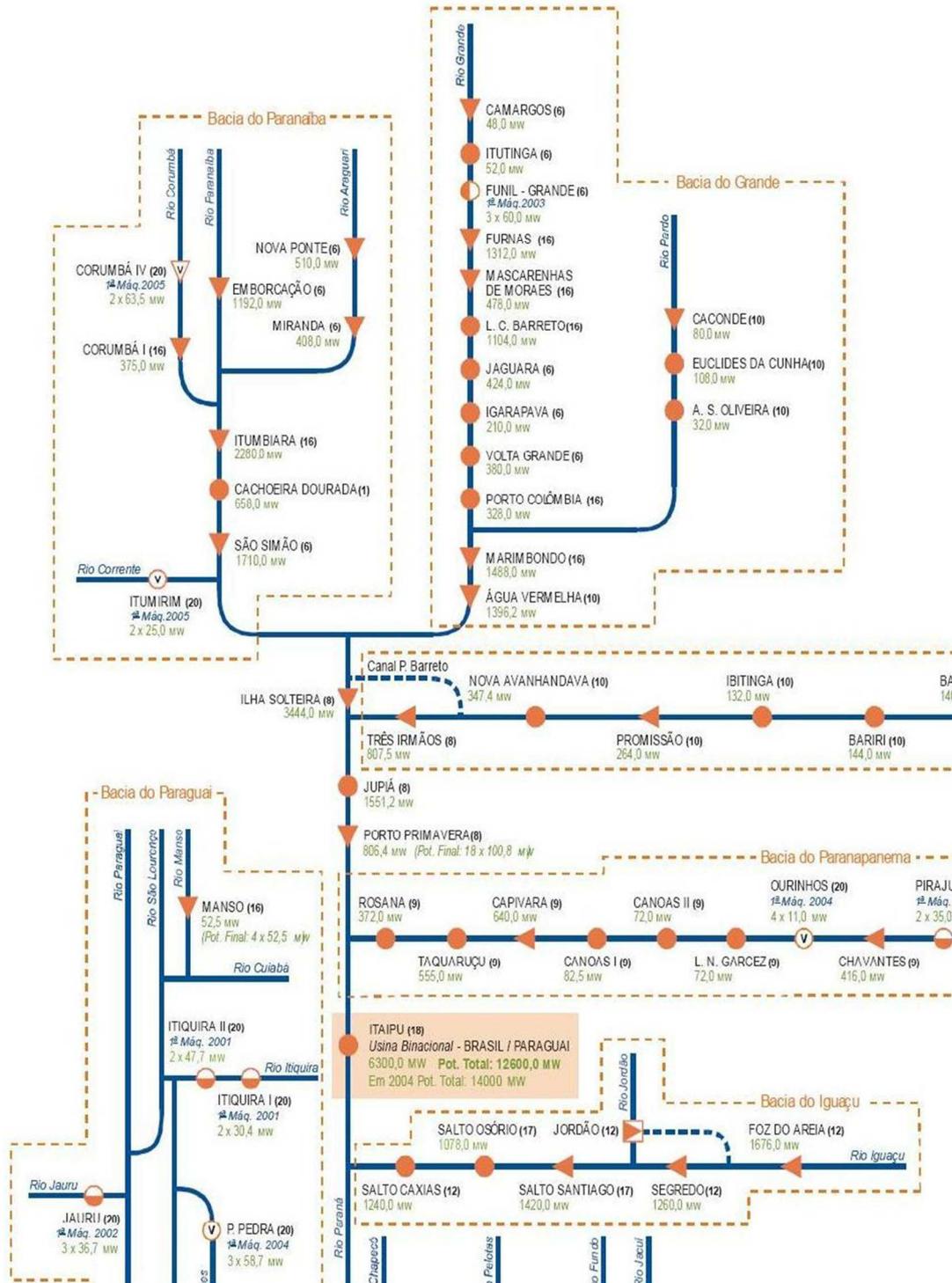


Figura 25 - Diagrama topológico. Fonte: ONS, 2021.

A Figura 26 a seguir, apresenta um detalhamento do diagrama topológico da Bacia do Rio Grande com as usinas sob a influência direta da operação do reservatório da UHE Furnas. Nesta figura estão apresentadas também, a produtividade média de cada aproveitamento hidrelétrico medida em MW/m³/s, e a produtividade equivalente da UHE Furnas em relação aos demais aproveitamentos à jusante até a UHE Itaipu, permitindo observar-se que cada m³/s de água proveniente do reservatório da UHE Furnas agrega ao SIN cerca de 6 MW.

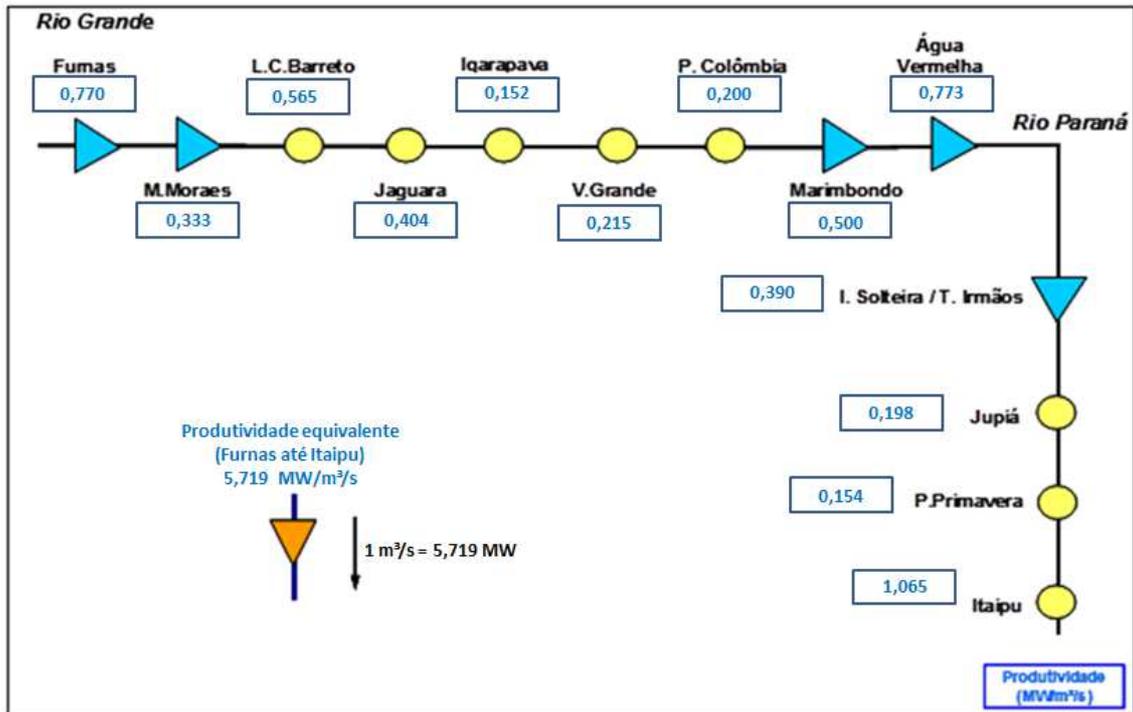


Figura 26 - Produtividade da UHE Furnas e das usinas à jusante. Fonte: a autora, 2022.

Considerando a produtividade média equivalente da UHE Furnas e o seu volume útil armazenável, é possível estimar a quantidade média de energia agregada ao SIN para diferentes períodos de esvaziamento desse volume. A Tabela 4 apresenta os resultados dessa avaliação, juntamente com a estimativa de vazão regularizada para cada período estimado de esvaziamento.

Tabela 4 - Energia agregada ao SIN pelo uso do volume útil da UHE Furnas

Tempo de esvaziamento	Vazão regularizada (m³/s)	Energia agregada (MWmed)
1 mês	6.551	37.465
6 meses	1.092	6.245
1 ano	546	3.122
2 anos	273	1.561
5 anos	109	623

Figura 27 mostra a importância da UHE Furnas no armazenamento das Regiões Sudeste/C. Oeste, representando cerca de 68% do armazenamento máximo da Bacia do Rio Grande e 20% nos estoques estratégicos de energia armazenada destas regiões. Considerando a sua produtividade equivalente, a grande importância estratégica da UHE Furnas no atendimento energético ao SIN fica ainda mais evidente.

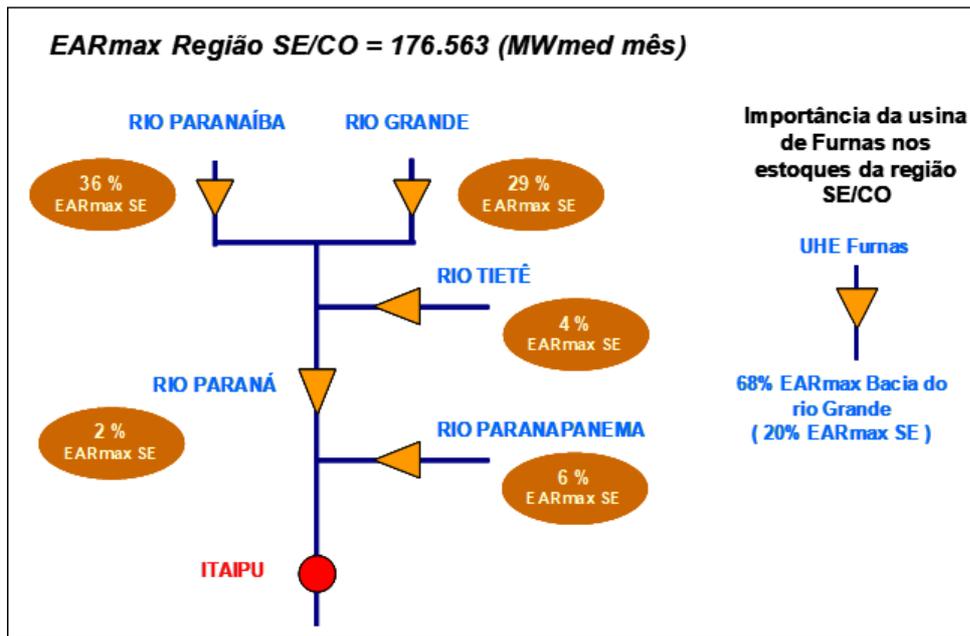


Figura 27 - Participação da UHE Furnas no armazenamento do SE/CO. Fonte: a autora, 2022.

6.4.1.1. Desvios entre as propostas do DESSEM e PDP – UHE Furnas

Em 2020, 22% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e picos de 400% de desvio foram encontrados. Em junho e julho de 2021 houve dias com até 700% de desvio e somente 11 dias dentro da faixa de tolerância.

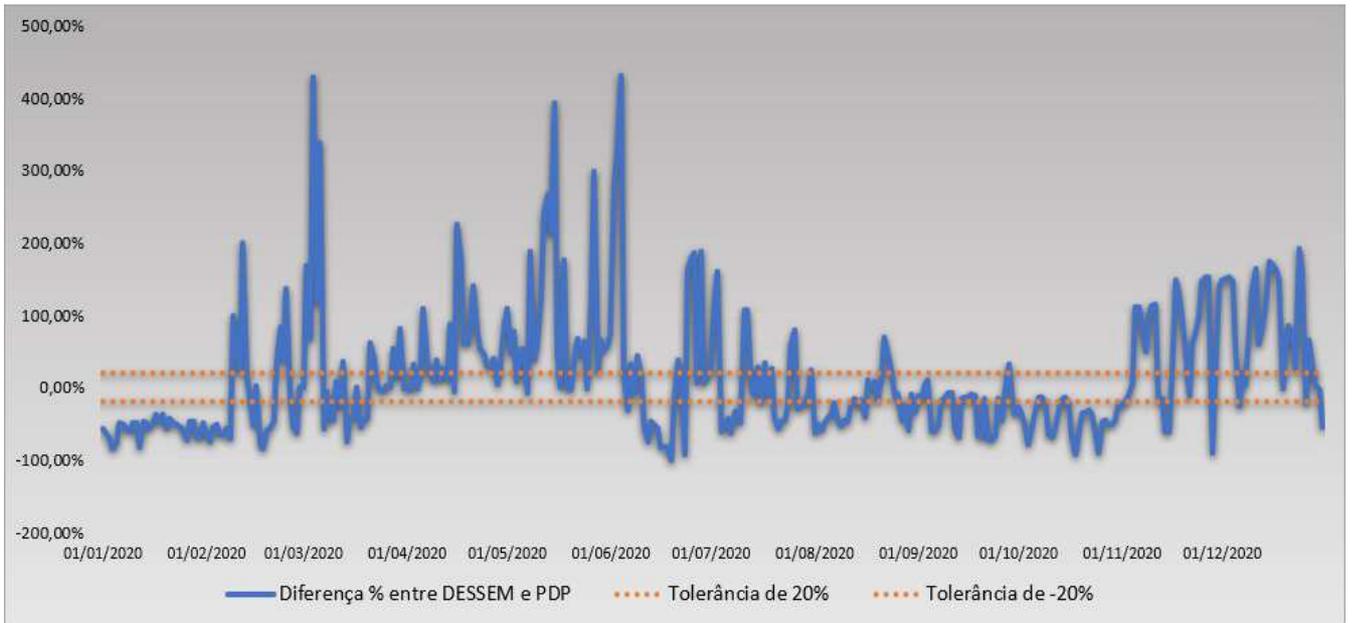


Figura 28 – Desvios das propostas de geração da UHE Furnas em 2020. Fonte: a autora, 2022.

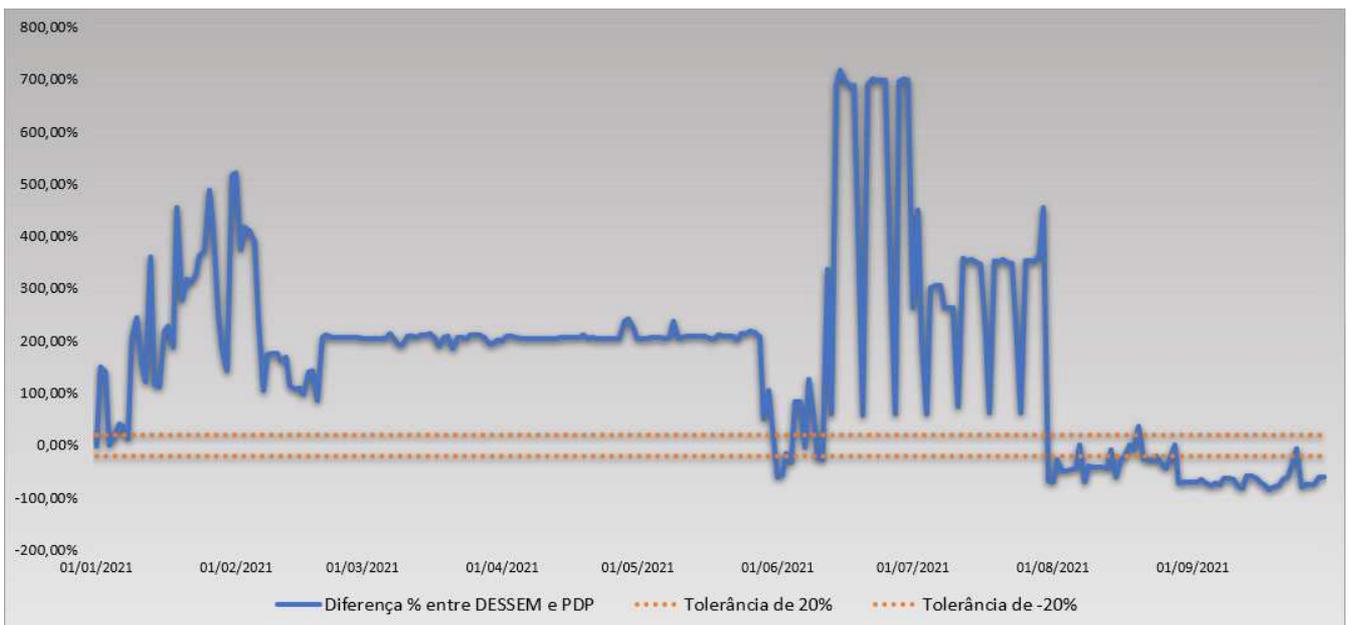


Figura 29 – Desvios das propostas de geração da UHE Furnas em 2021. Fonte: a autora, 2022.

Na Figura 30 foram encontrados os seguintes desvios significantes:

- DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina.
- Furnas, usina de cabeceira, com desestoque de água. Não foi a política de operação adotada pelo ONS.
- Diferença de vazões turbinadas médias: 955 m³/s entre DESSEM e PDP.

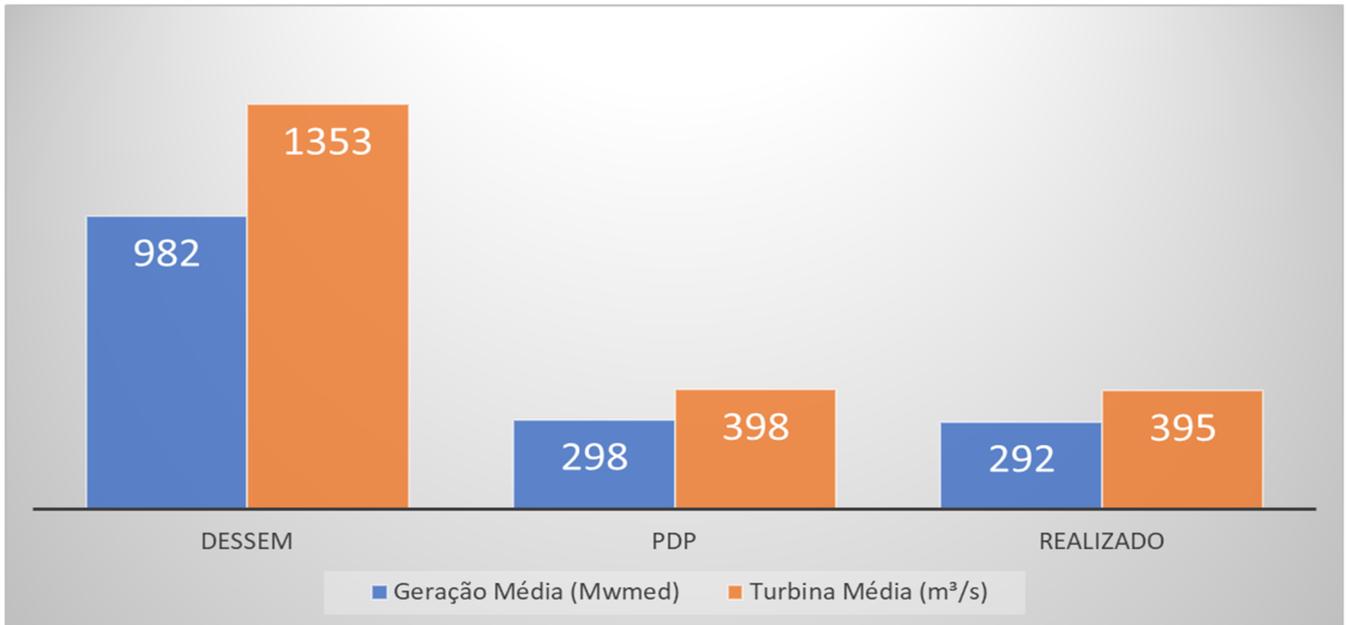


Figura 30 – Desvio UHE Furnas – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.

6.4.2. Usina de Mascarenhas de Moraes

A Usina Mascarenhas de Moraes está entre dois grandes complexos energéticos, localizada entre as usinas de Furnas (à montante) e Luiz Carlos Barreto de Carvalho (à jusante), conforme Figura 25. A regularização das vazões do rio Grande, realizada, sobretudo, pela Usina de Furnas, permite um ganho sinérgico no complexo ajudando a usina de Mascarenhas de Moraes a utilizar de forma equilibrada sua capacidade instalada de 476 MW, com dez unidades geradoras.

No reservatório foram implementadas adequações nas captações de água do reservatório, efetuados serviços de terraplenagem para adequações dos portos de travessia de balsa para Delfinópolis e realocados os emissários de esgoto visando permitir o deplecionamento do reservatório até a elevação 655,24m (12,84% do volume útil).



Figura 31 - Balsa em Delfinópolis. Fonte: Lucas Soares, 2019.

6.4.2.1. Desvios entre a proposta do DESSEM e o PDP - UHE M. Moraes

Em 2020, 46% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 400% de desvio foi encontrado. Em janeiro e fevereiro de 2021 houve dias próximos de 600% de desvio e 77 dias dentro da faixa de tolerância.

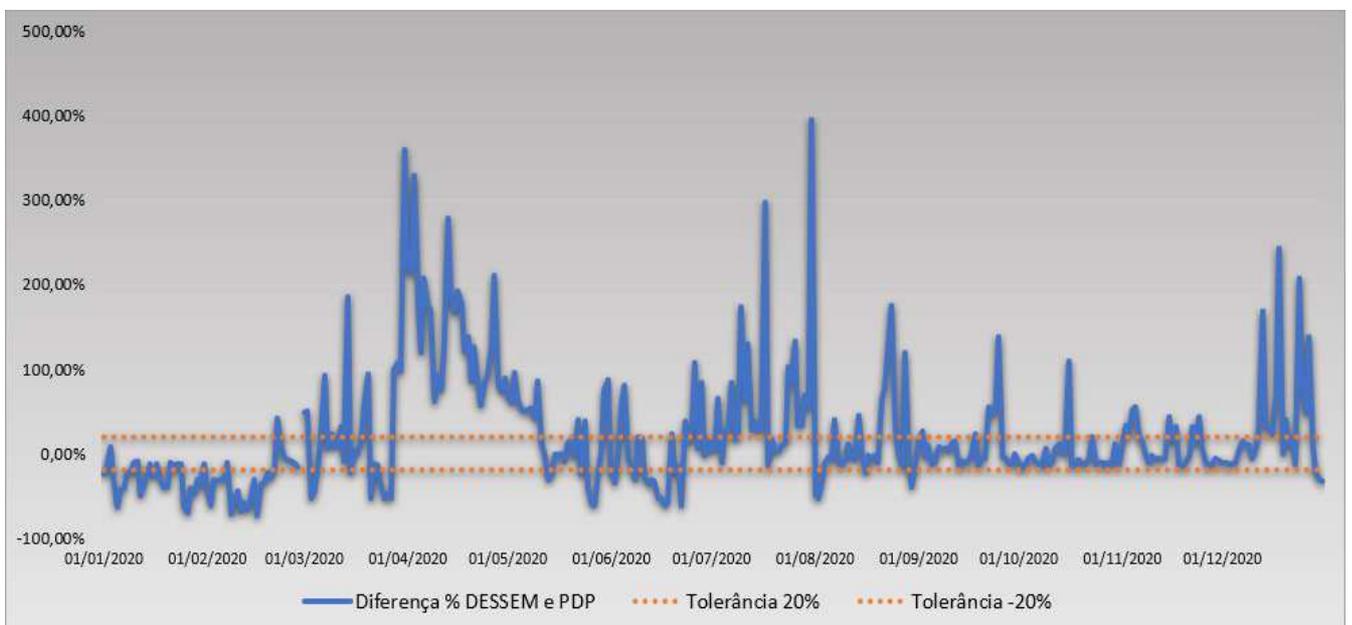


Figura 32 – Desvios das propostas de geração - M.Moraes em 2020. Fonte: a autora, 2022.

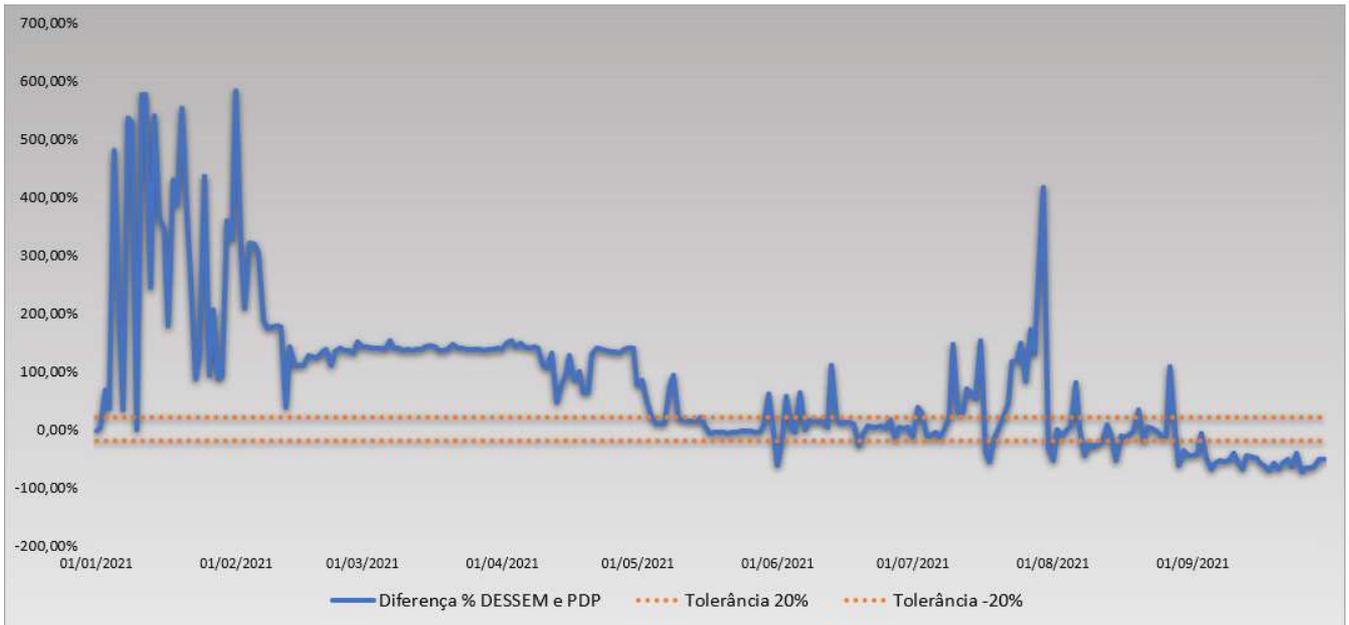


Figura 33 – Desvios das propostas de geração - M.Moraes em 2021. Fonte: a autora, 2022.

Na Figura 34 foram encontrados os seguintes desvios significantes:

- DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina.
- Política de operação com maior uso das usinas do Alto Grande, não foi adotada pelo ONS.
- Diferença de vazões turbinadas médias: 529 m³/s entre DESSEM e PDP.

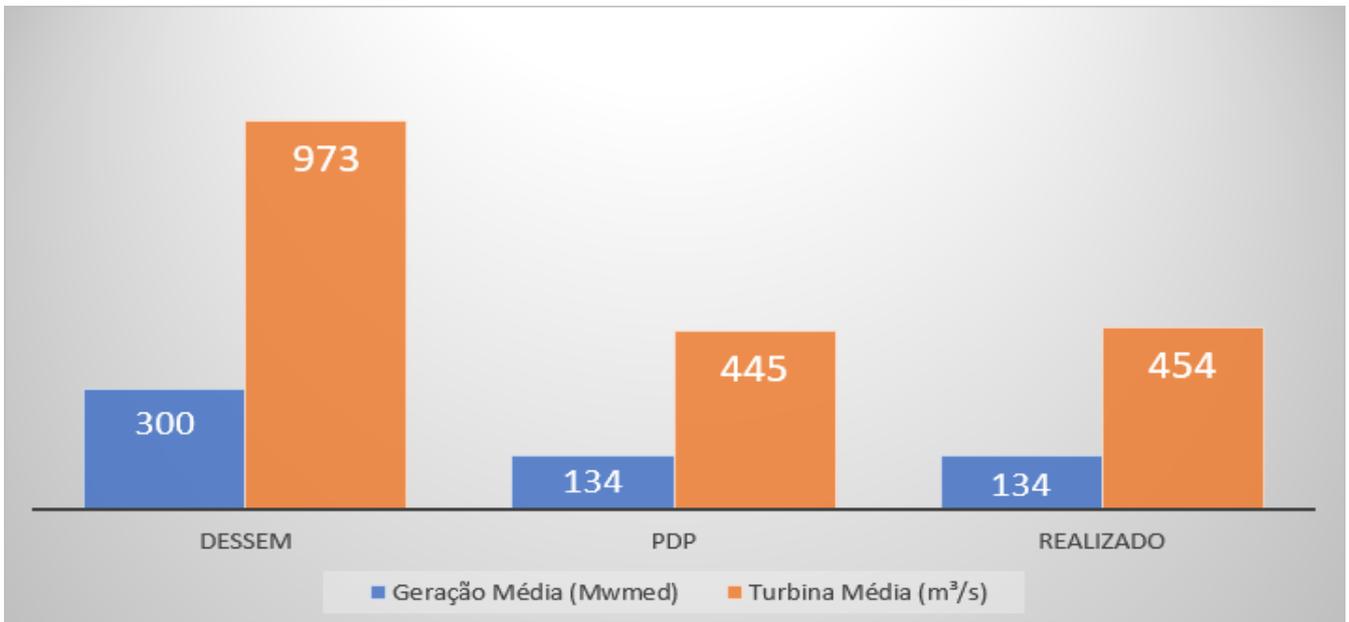


Figura 34 – Desvio UHE M.Moraes – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.

6.4.3. Usina de Luiz Carlos Barreto de Carvalho

A Usina de Luiz Carlos Barreto de Carvalho é a primeira com reservatório à fio d'água da Bacia do Grande. A operação deste empreendimento possui impacto considerável nas usinas à jusante – outras quatro com pequeno armazenamento. As seis unidades geradoras formam 1050MW de potência instalada e operam como síncronas.

6.4.3.1. Desvios entre a proposta do DESSEM e o PDP - UHE L. C. Barreto

Em 2020, 19% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 600% de desvio foi encontrado. Em janeiro de 2021 houve dia próximo de 600% de desvio e 75 dias dentro da faixa de tolerância.

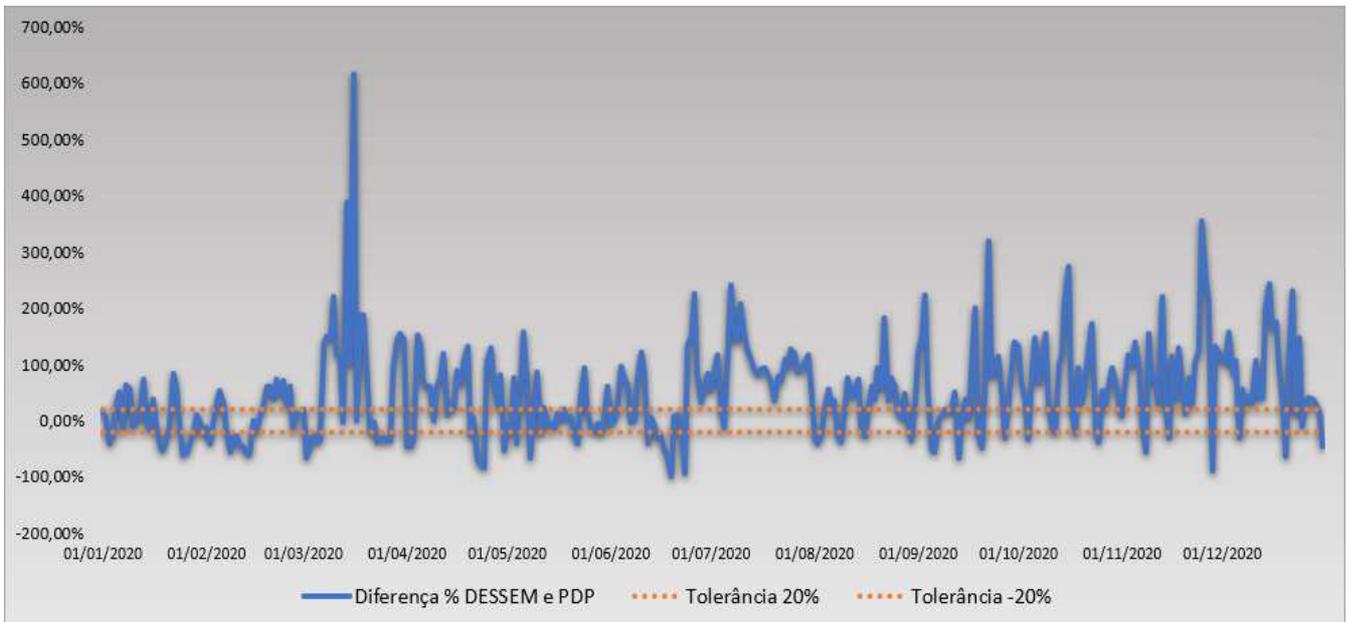


Figura 35 – Desvios das propostas de geração – L.C.Barreto em 2020. Fonte: a autora, 2022.

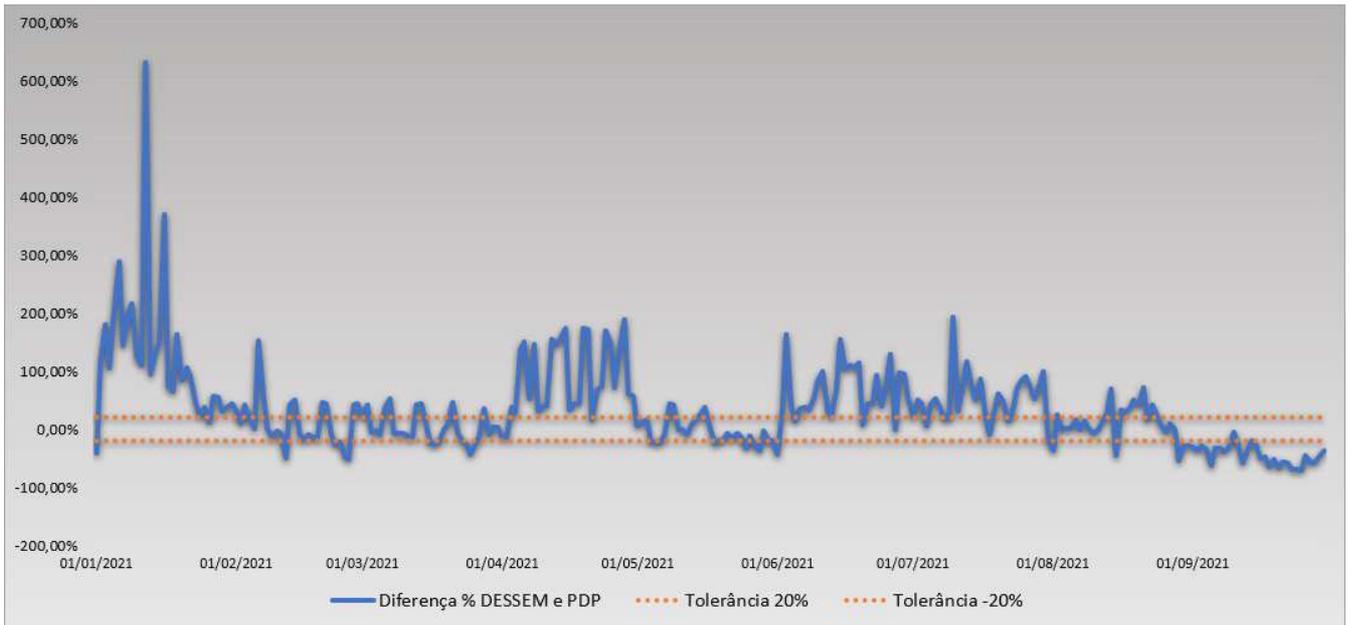


Figura 36 – Desvios das propostas de geração – L.C.Barreto em 2021. Fonte: a autora, 2022.

Na Figura 37 foram encontrados os seguintes desvios significantes:

- DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina.
- Política de operação com maior uso das usinas do Alto Grande, não foi adotada pelo ONS.
- Diferença de vazões turbinadas médias: 359 m³/s entre DESSEM e PDP.

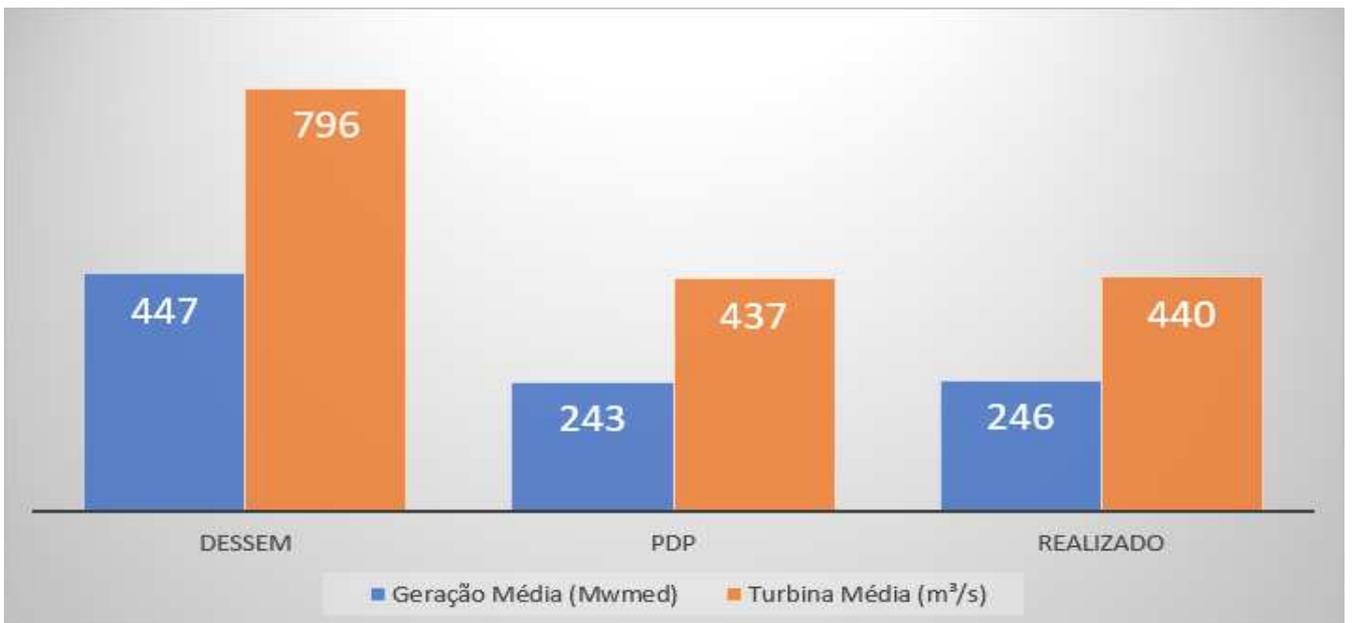


Figura 37 – Desvio UHE L.C.Barreto – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.

6.4.4. Usina de Marimbondo

A Usina de Marimbondo é a segunda maior potência instalada dentre as usinas de FURNAS. O empreendimento é conectado às linhas de transmissão em 500 kV, que foram as primeiras a serem construídas no Brasil e a operar dentro da América Latina.

A ponte Gumercindo Penteado, localizada a montante de Marimbondo, limita a operação do reservatório de Marimbondo no nível de 445,73 m (95% V.U.). Esta limitação visa manter o nível junto a ponte 50 cm abaixo da cota do tabuleiro, quando da necessidade da manutenção de vazões elevadas em Porto Colômbia.



Figura 38 - Ponte Gumercindo Penteado. Fonte: Acervo Furnas, 2022.

A Figura 25 permite uma visualização da localização topológica da UHE Marimbondo que possui forte acoplamento espacial devido as contribuições das usinas à montante no rio Grande e Pardo.

6.4.4.1. Desvios entre a proposta do DESSEM e o PDP – UHE Marimbondo

Em 2020, 14% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 600% de desvio foi encontrado. Em fevereiro de 2021 houve dia próximo de 500% de desvio e 45 dias dentro da faixa de tolerância.

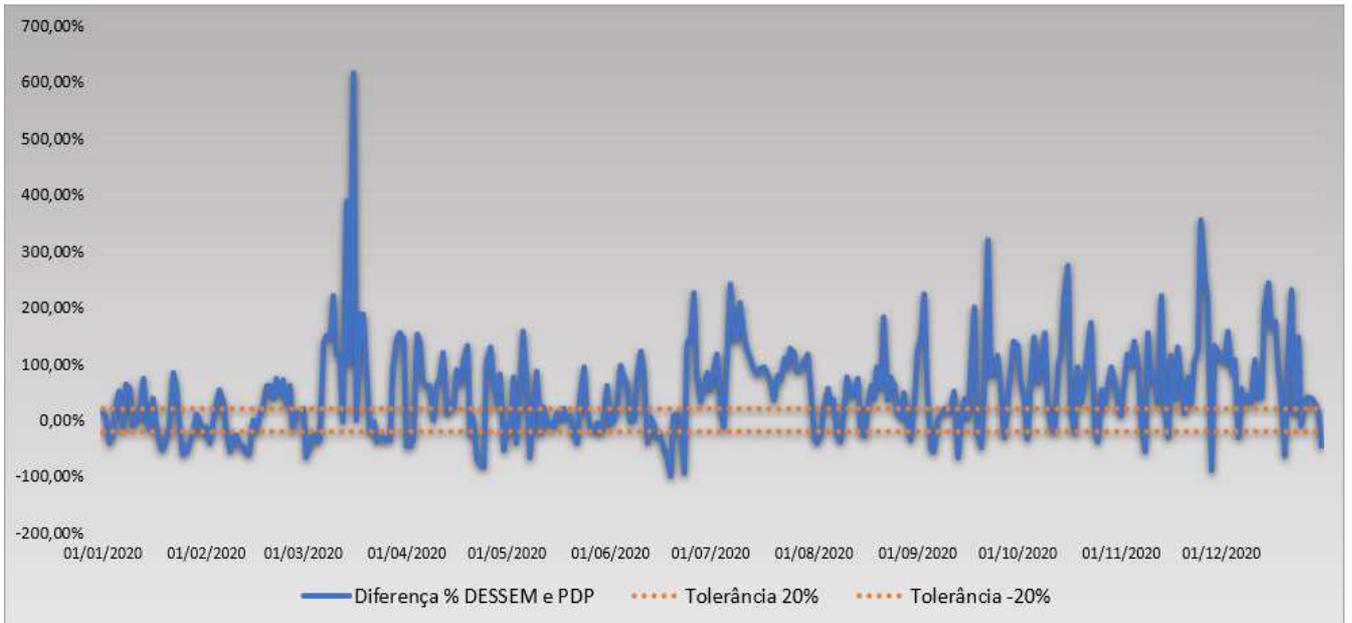


Figura 39 – Desvios das propostas de geração - Marimbondo em 2020. Fonte: a autora, 2022.

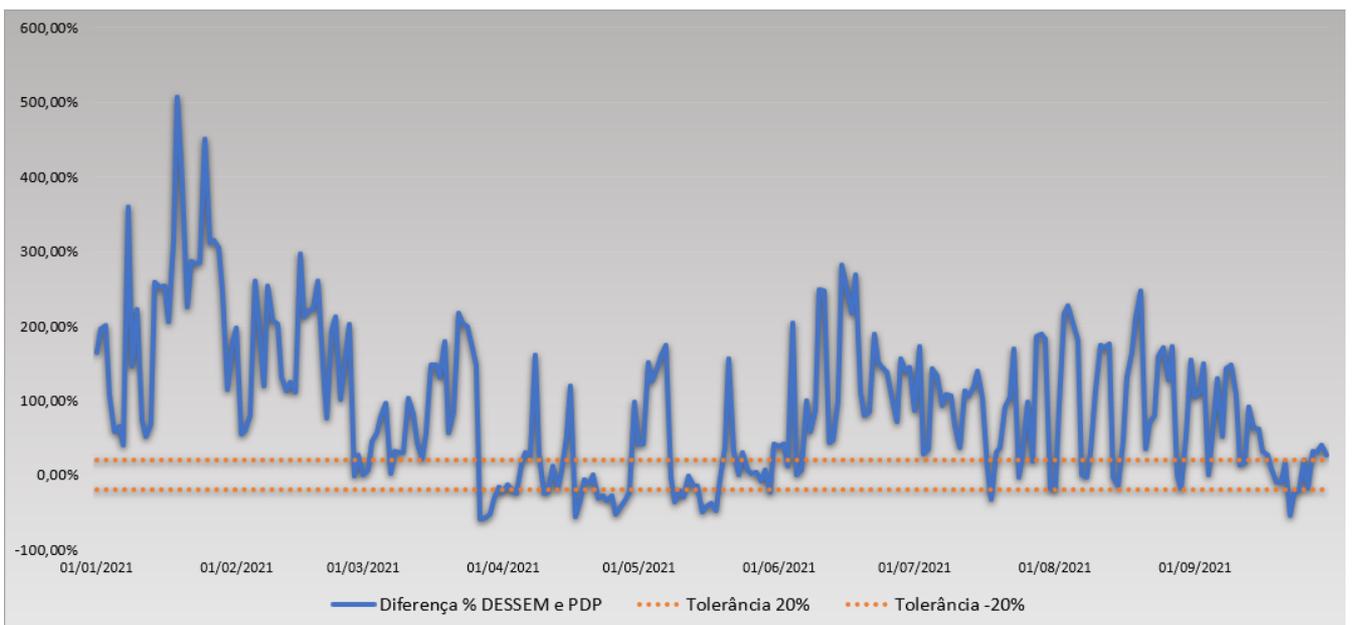


Figura 40 – Desvios das propostas de geração - Marimbondo em 2021. Fonte: a autora, 2022.

Figura 41 foram encontrados os seguintes desvios significantes:

- DESSEM optou por menor uso do recurso energético da usina.
- A operação comandada pelo DESSEM eleva os níveis das usinas mais próximas à foz do rio. Esta política não é adotada pelo ONS.
- Diferença de vazões turbinadas médias: 197 m³/s entre DESSEM e PDP.

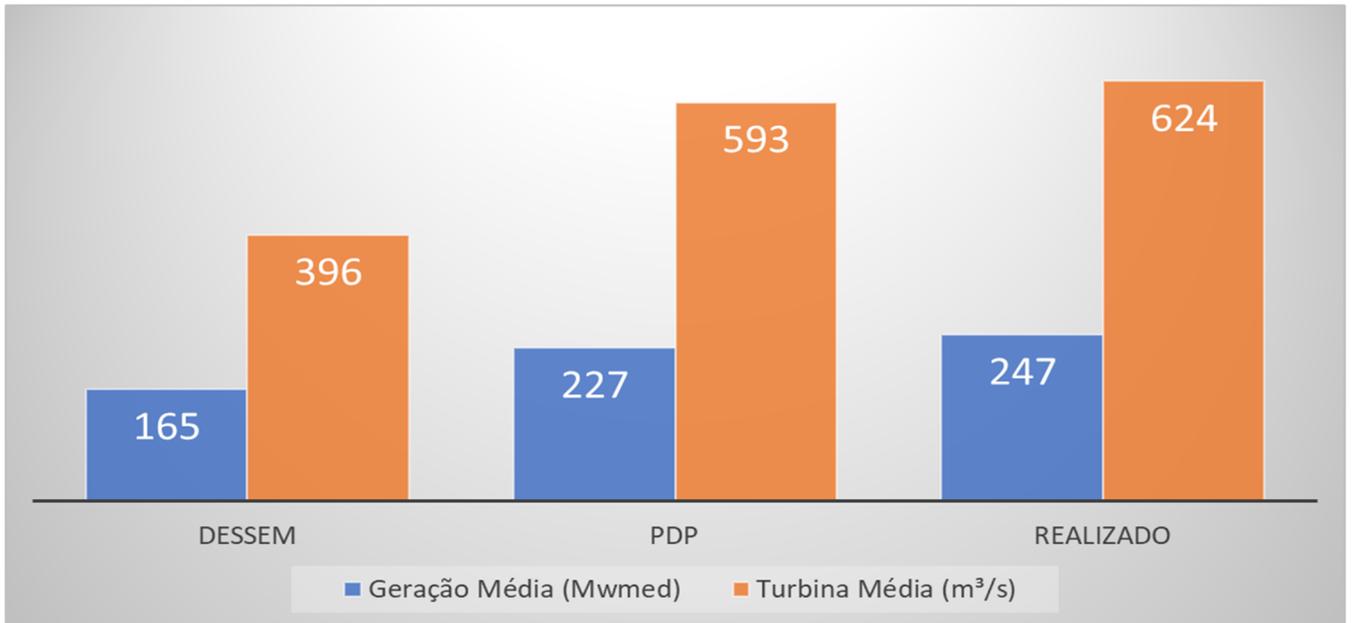


Figura 41 – Desvio UHE Marimbondo – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.

6.4.5. Usina de Corumbá

Corumbá é uma usina com três unidades em operação com uma capacidade instalada de 375 MW e localizada no rio Paranaíba à montante da UHE Itumbiara. A usina possui uma restrição de vazão mínima em 120m³/s associada a uma geração mínima de 80MW.

6.4.5.1. Desvios entre a proposta do DESSEM e o PDP – UHE Corumbá

Em 2020, 48% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 250% de desvio foi encontrado. Em janeiro de 2021 houve dia próximo de 250% de desvio e 81 dias dentro da faixa de tolerância.

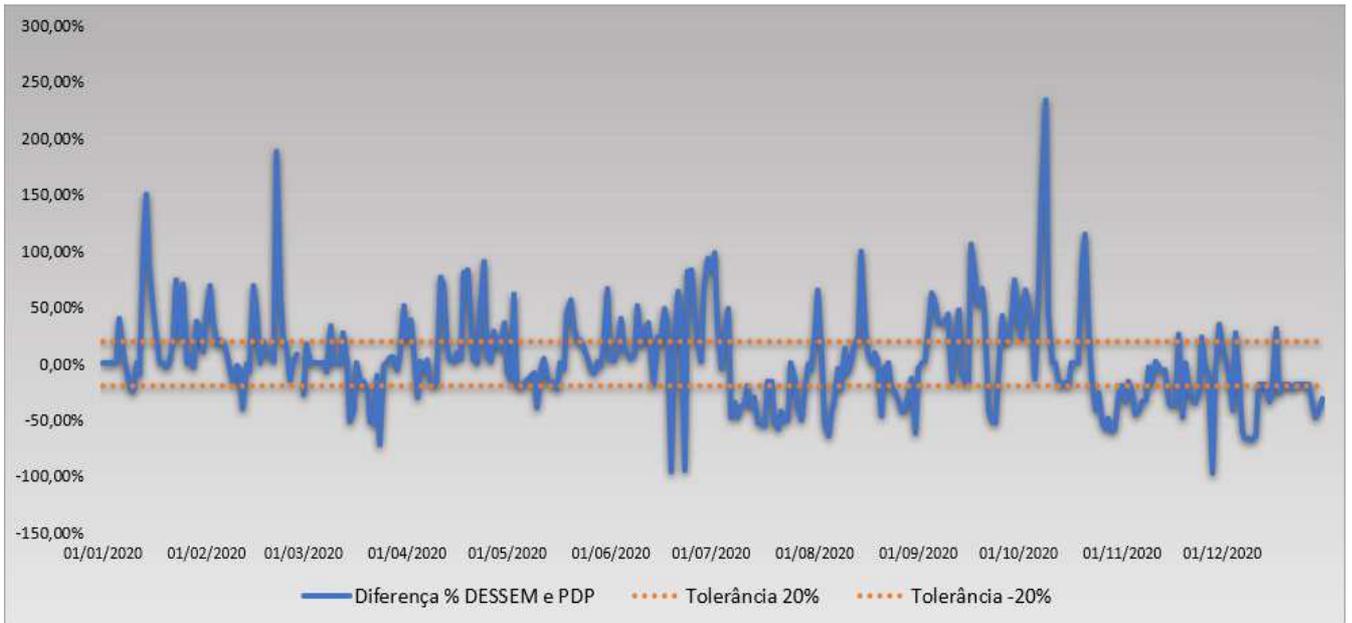


Figura 42 – Desvios das propostas de geração - Corumbá em 2020. Fonte: a autora, 2022.

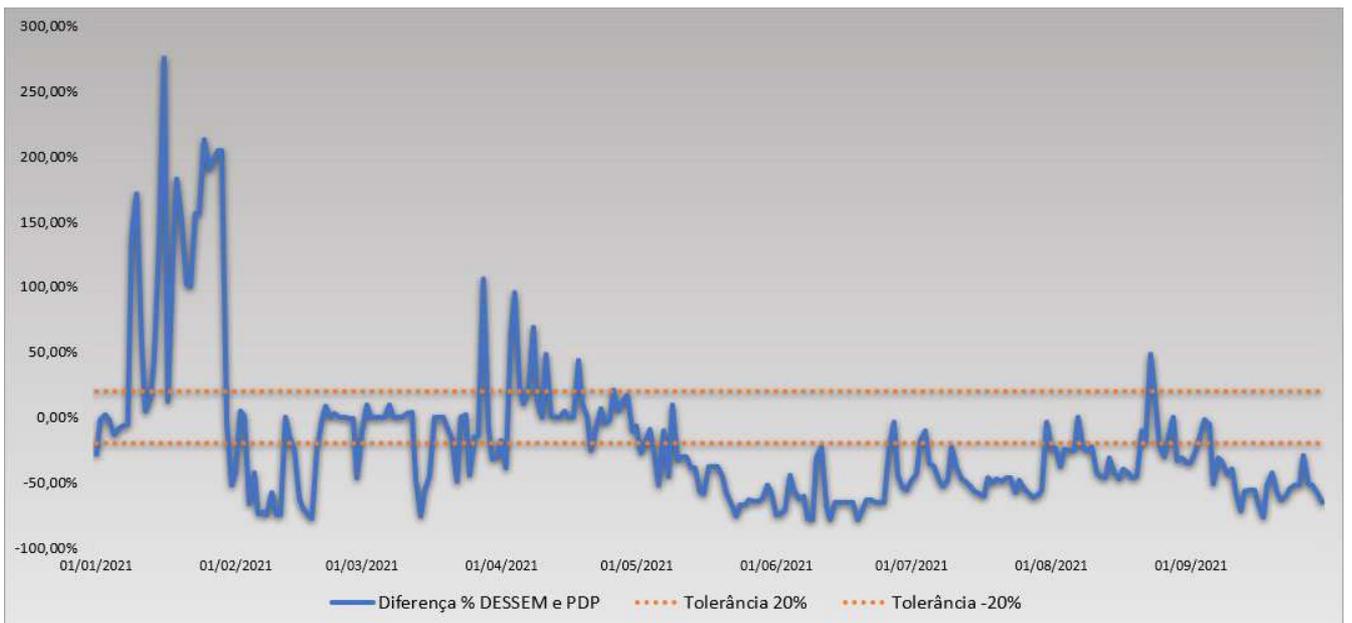


Figura 43 – Desvios das propostas de geração - Corumbá em 2021. Fonte: a autora, 2022.

Na Figura 44 foram encontrados os seguintes desvios significantes:

- DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina.
- Política de operação de maior uso das usinas do Alto Paranaíba, não adotada pelo ONS.
- Diferença de vazões turbinadas médias: 194 m³/s entre DESSEM e PDP.

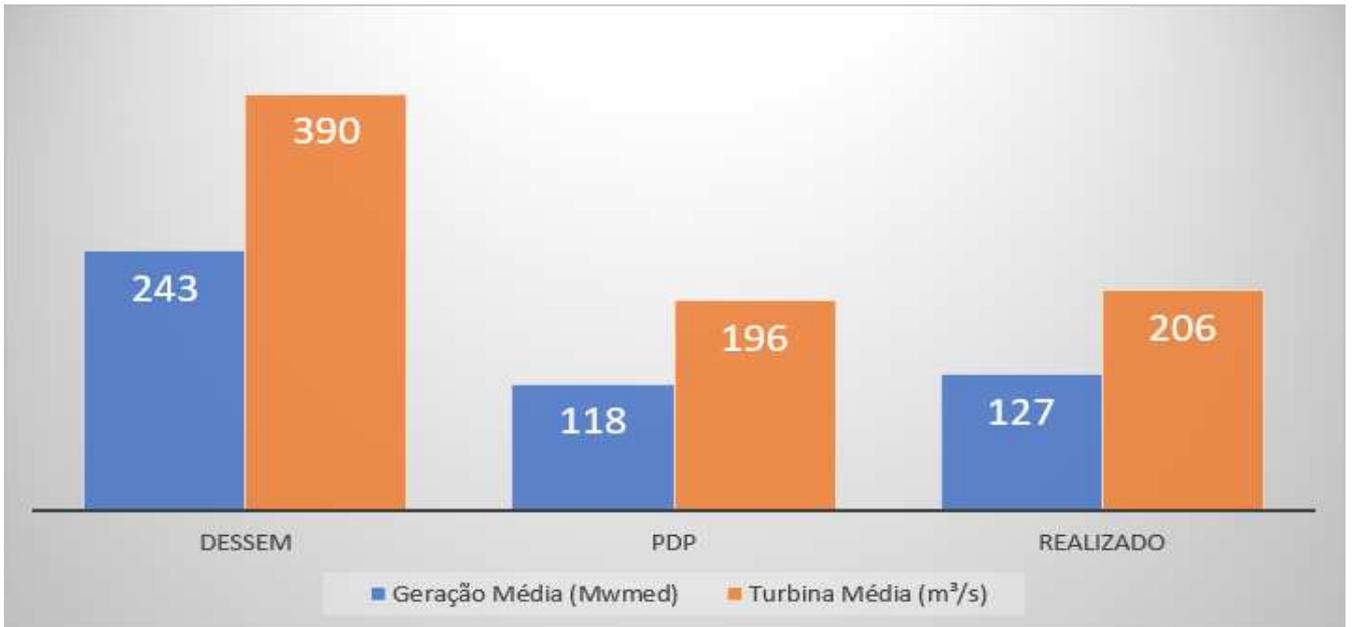


Figura 44 – Desvio UHE Corumbá – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.

6.4.6. Usina de Itumbiara

Itumbiara se constitui na maior usina do sistema Furnas com seis unidades em operação, totalizando uma capacidade instalada de 2.082 MW e localizada no rio Paranaíba. As unidades geradoras podem operar também como síncronas, aumentando ainda mais a importância da usina para o SIN.

A usina ganhará um sistema de geração de energia solar fotovoltaica com capacidade instalada de 1 MW feito pela instalação de painéis no entorno e no reservatório da central. Itumbiara foi escolhida por apresentar os melhores índices para geração solar em relação às demais usinas do sistema Furnas e por deter um reservatório adequado para a instalação dos painéis fotovoltaicos flutuantes.



Figura 45 - Geração solar no reservatório da UHE Itumbiara. Fonte: Acervo Furnas, 2022.

6.4.6.1. Desvios entre a proposta do DESSEM e o PDP – UHE Itumbiara

Em 2020, 28% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 1600% de desvio foi encontrado. Em março de 2021 houve dia próximo de 1400% de desvio e 51 dias dentro da faixa de tolerância.

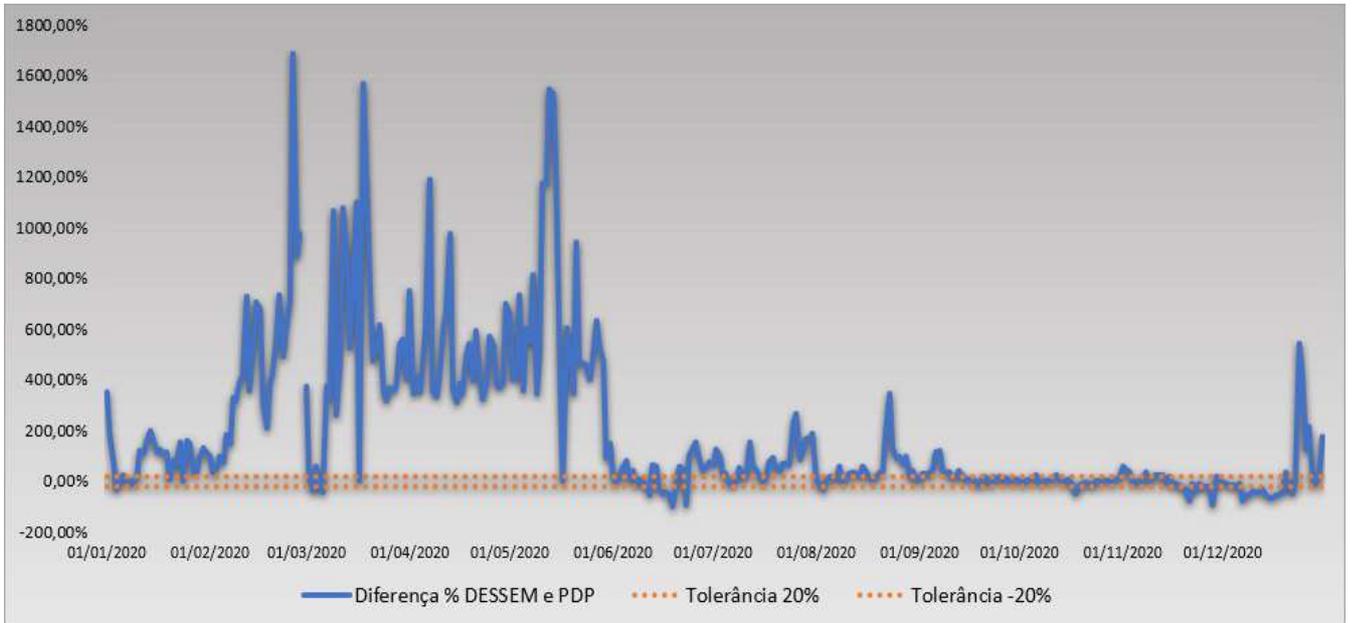


Figura 46 – Desvios das propostas de geração - Itumbiara em 2020. Fonte: a autora, 2022.

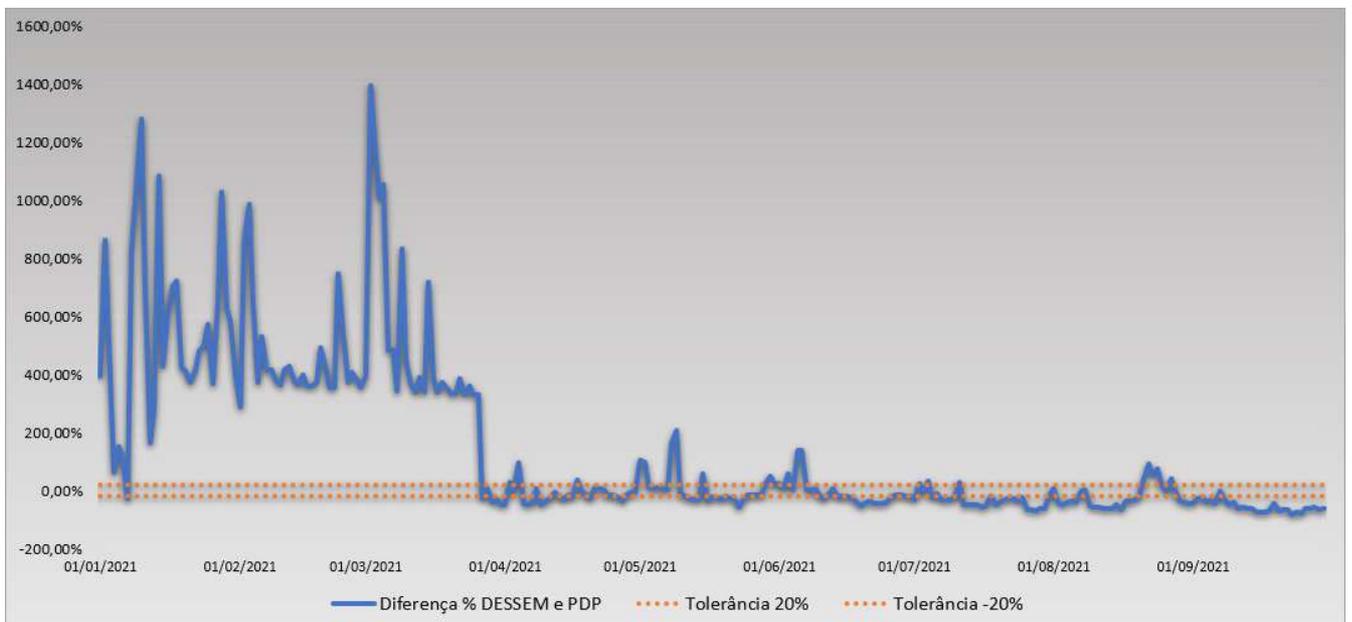


Figura 47 – Desvios das propostas de geração - Itumbiara em 2021. Fonte: a autora, 2022.

Na Figura 48 foram encontrados os seguintes desvios significantes:

- DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina.
- Política de operação de maior uso das usinas do Alto Paranaíba, não adotada pelo ONS.
- Diferença de vazões turbinadas médias: 595 m³/s entre DESSEM e PDP.

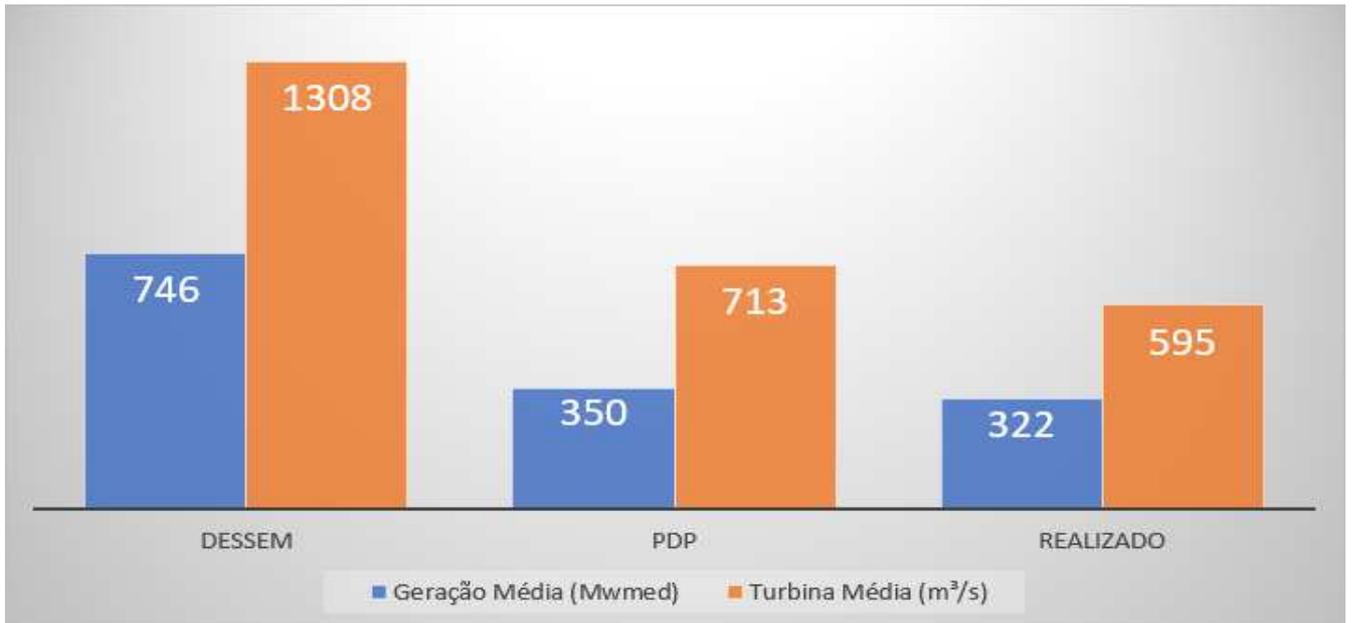


Figura 48 – Desvio UHE Itumbiara – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.

6.4.7. Usina de Serra da Mesa

A usina de Serra da Mesa é a maior em volume no Brasil com 54.400 hm³ e fica na Bacia do Tocantins. A Figura 49 permite uma visualização de sua localização, de forma a se ter uma ideia da importância estratégica na regularização de vazões do rio Tocantins e no atendimento dos usos múltiplos da água na bacia.



Figura 49 - Localização da usina de Serra da Mesa. Fonte: ANA, 2020.

A UHE Serra da Mesa adiciona ganhos energéticos relevantes ao SIN e suas unidades geradoras também podem operar como síncronas. Além disto, a regularização do rio promovida por seu grande reservatório proporciona ganhos diretos sobre as usinas à jusante, em particular a Usina Hidrelétrica de Tucuruí como mostrado na Figura 50.



Figura 50 - Principais características das UHEs na bacia do Tocantins. Fonte: ONS, 2018.

Como exemplo de uso múltiplo no reservatório, anualmente ocorre a temporada de praias entre os dias 10 de junho e 20 de agosto (inclusive). Durante esta época a descarga à jusante do aproveitamento hidrelétrico de Serra da Mesa deverá ser mantida constante.

6.4.7.1. Desvios entre a proposta do DESSEM e o PDP - UHE Serra da Mesa

Em 2020, 72% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 270% de desvio foi encontrado. Em maio e junho de 2021 houve dias próximos de 130% de desvio e 207 dias dentro da faixa de tolerância. A usina de Serra da Mesa, dentro das analisadas, foi a que mais teve proximidade entre as duas propostas de geração.

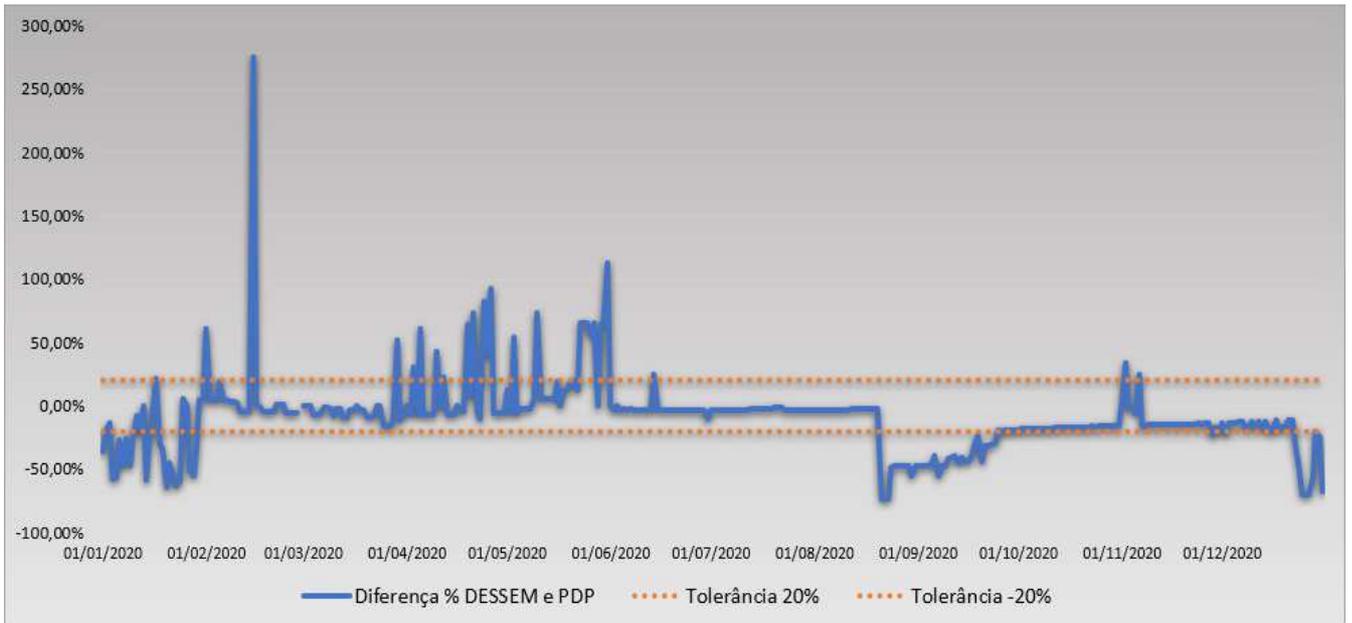


Figura 51 – Desvios das propostas de geração – S. Mesa em 2020. Fonte: a autora, 2022.

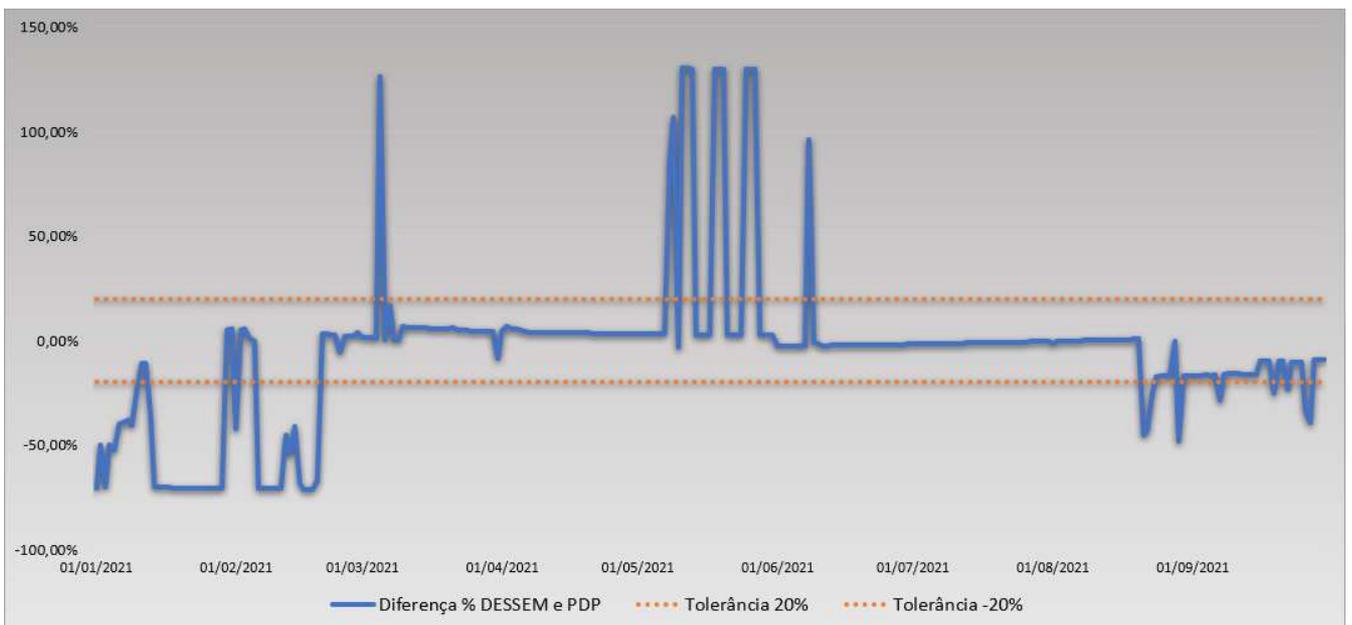


Figura 52 – Desvios das propostas de geração – S. Mesa em 2021. Fonte: a autora, 2022.

Na Figura 53 foram encontrados os seguintes desvios significantes:

- DESSEM opta por mais uso do recurso energético da usina.
- Usina de cabeceira com maior desestoque de água. Política de operação não adotada pelo ONS.
- Diferença de 127m³/s vazões turbinadas medias entre DESSEM e PDP.
- Utilizada em 37% dos dias disponibilidade acima da real.

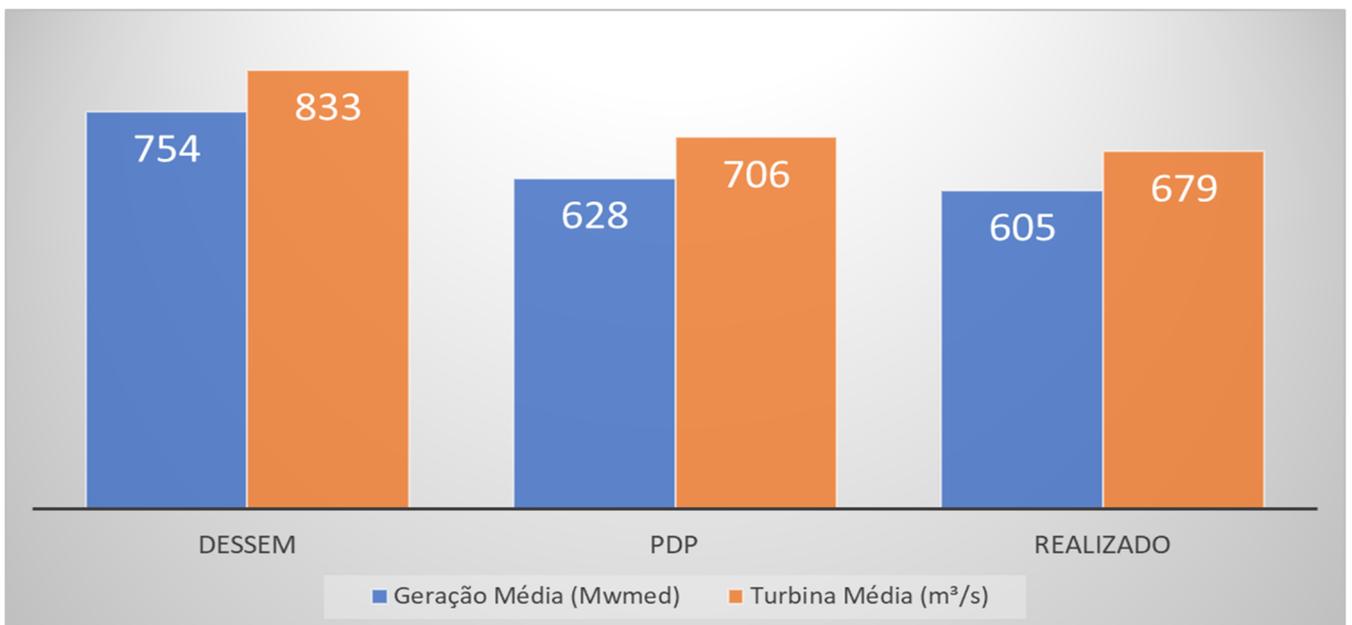


Figura 53 – Desvio UHE Serra da Mesa – setembro de 2021. Fonte: a autora, 2022.

6.5. Estratégias de minimização dos desvios entre DESSEM e PDP

Como mostrado no item anterior, existem desvios significativos entre as propostas do DESSEM e as finalizadas na etapa da programação diária. A matriz energética brasileira é majoritariamente composta por hidrelétricas, melhorar a representatividade destas usinas no modelo de curtíssimo prazo poderia minimizar os desvios e tornar a geração proposta mais fidedigna, consolidando o desempenho do DESSEM, despachando energia com a maior eficiência possível minimizando as perdas e diminuindo os custos.

6.5.1. Restrições hidráulicas

Atualmente a forma de declarar uma restrição hidráulica existente em um empreendimento para ser considerada no modelo de curtíssimo prazo DESSEM é via plataforma FSAR-H e/ou SGI (ONS). Porém os sistemas citados possuem suas limitações, dificultando a inserção dos dados pelos Agentes e a representatividade no modelo e, portanto, geram desvios recorrentes nas políticas estabelecidas pelo Operador.

Por exemplo, para uma usina que eventualmente exija uma geração mínima/máxima estabelecida, faz-se necessária a utilização de um artifício: compatibilizar a geração com a turbina equivalente usando a produtividade momentânea e declarar a restrição como vazão turbinada mínima/máxima, o que de fato é uma limitação inexistente.

6.5.2. *Unit commitment* hidráulico

O *unit commitment* (UC) é um problema de otimização consideravelmente estudado no planejamento de operação de energia. O escopo deste tipo de alocação de unidades geradoras é minimizar os custos para geração de energia segundo o estado operacional (ligado/desligado) e a potência programada para as máquinas.

O problema do UC está relacionado a todos os tipos de usinas geradoras controláveis, como térmicas e hidrelétricas. Um ponto interessante de enfatizar é que, a despeito de outras fontes renováveis, solar e eólica por exemplo, apresentarem um crescimento mais significativo, elas não substituirão a geração hidrelétrica. Por sua natureza característica, as flutuações de carga podem ser estabilizadas especialmente devido a capacidade de modulação, sendo assim um aspecto deveras importante para a segurança da rede. Desta forma, uma modelagem bastante aproximada da realidade da produção hidroenergética faz-se necessária.

Como descrito anteriormente no capítulo 3, a caracterização do problema do planejamento hidrotérmico é muito mais complexa que um puramente térmico, logo com relação aos modelos de UC não seria diferente, uma vez que as decisões operativas são acopladas espacialmente e temporalmente. A modelagem do UC hidráulico resulta em um problema de otimização que envolve variáveis inteiras, característica que na versão vigente do DESSEM até o estudo deste trabalho, não está disponível.

O DESSEM ao não considerar as mesmas restrições operativas que utilizadas nas usinas térmicas para as hidrelétricas, a nível de unidade geradora, e a geração hidrelétrica ser modelada com menor detalhamento, a nível de usina (representada por restrições que definem em geral apenas limites mínimos e máximos) gera desvios entre as propostas do modelo e programação diária. A consideração do UC hidráulico poderia mitigar intervenções quando da etapa de Pós-DESEM, aprimorando o modelo e tornando-o mais próximo da realidade.

Por exemplo, no que concerne ao ponto excelente de geração hidrelétrica, encontrado pela otimização da produtividade, não é considerado no DESSEM. Deveriam ser estimados os custos e perdas no processo decisório de despacho de unidades geradoras (cada partida/parada pode causar uma redução de 15 a 50 horas na vida útil e aumento do tempo de manutenção). Tal como, em algumas situações, é mais adequado colocar uma máquina de forma a aumentar a eficiência e em outras pará-la e re-despachar a potência a ser gerada nas máquinas sobressalentes.

Ilustrativamente, para a usina de Furnas, a Figura 54 mostra a curva de produtividade com 6 máquinas em operação. Para gerar 800MW, com uma queda de 95,96m para efeitos de simulação, é necessária uma vazão de 948m³/s.

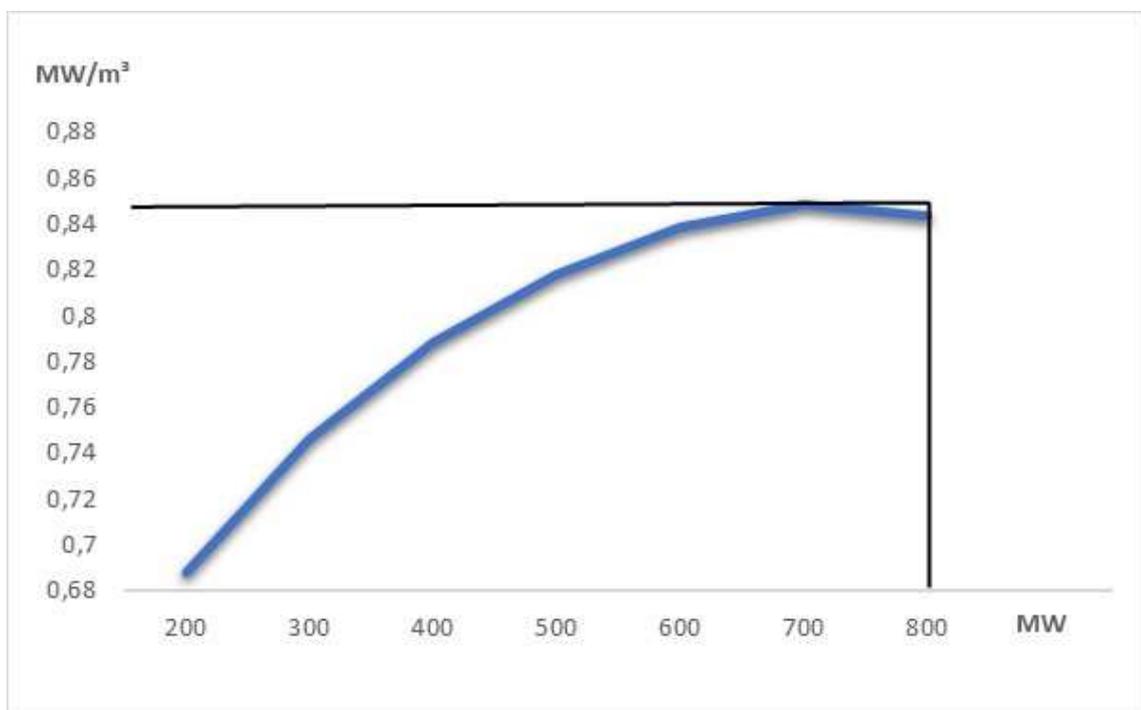


Figura 54 – Curva de produtividade da UHE Furnas com 6 máquinas. Fonte: a autora, 2022.

Na Figura 55, tem-se a curva de produtividade da usina com 8 máquinas operando. Para os 800MW e 95,96m de queda do exemplo anterior, a produtividade não está otimizada, de modo que há um consumo de 960,6m³ /s de água.

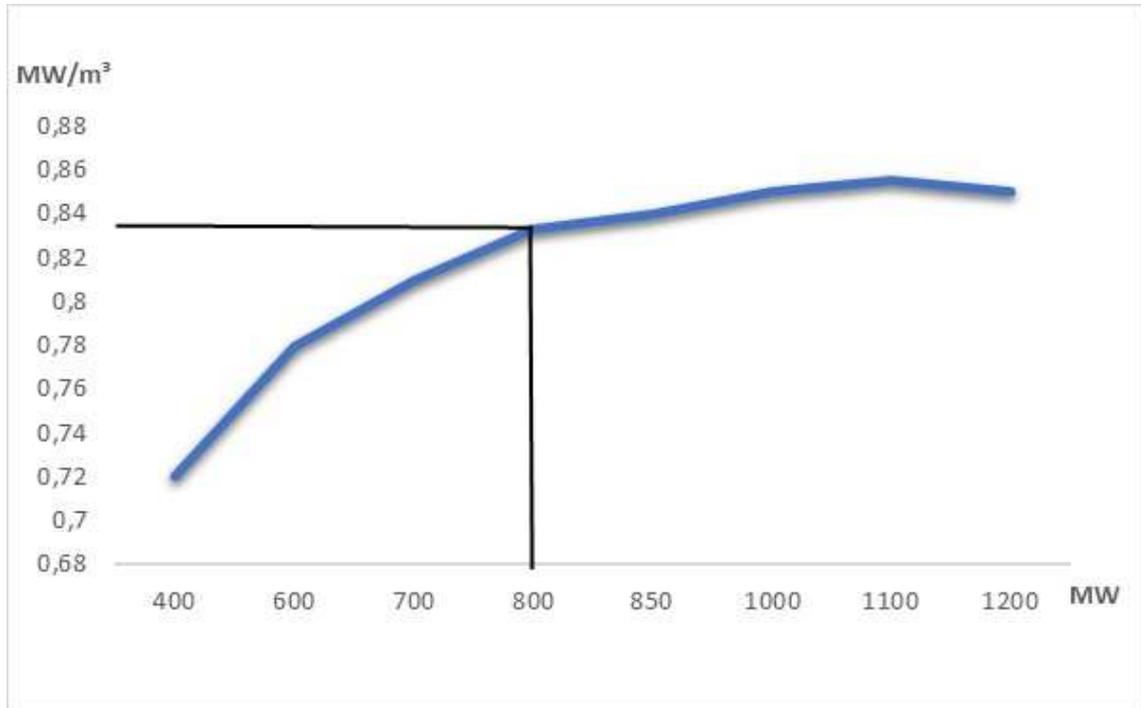


Figura 55 – Curva de produtividade da UHE Furnas com 8 máquinas. Fonte: a autora, 2022.

Aumentar o detalhamento do DESSEM resultará em um aumento do tempo computacional, e visto que o planejamento operacional deve ser atualizado todos os dias para que seja colocado em prática, um modelo eficiente, porém completo, precisa ser considerado para execução para uma melhor aderência dos resultados do modelo com a realidade operativa do ONS.

6.5.3. Política de operação

Historicamente, a operação eletroenergética diária é programada com base em uma política de armazenamento que resguarda os reservatórios dos trechos mais elevados das bacias. No entanto, pelos resultados mostrados, comparando-se a estratégia do modelo nas usinas de Furnas e Marimbondo, o DESSEM propõe uma política inversa: redução do nível das usinas de cabeceiras enquanto prioriza o armazenamento das usinas mais próximas ao fim da cascata. Levando-se em consideração que o ONS acredita que a estratégia praticada é fundamental para uma maior segurança energética do SIN, devido ao volume armazenado nas cabeceiras poder ser utilizado para geração de energia em todas as usinas à jusante, modificações no modelo,

como a ordem de prioridade construída com o Valor da Água dos reservatórios poderiam ser implementadas.

Além disto, é de divulgação pública aos Agentes que o modelo DESSEM inverte a ordem de redução de geração em alguns cenários, maximizando a geração hidráulica e reduzindo a eólica. No entanto, a prioridade para redução de geração programada para a operação eletroenergética é a inversa. Desta forma, utiliza-se o recurso originado dos ventos de forma instantânea e é possível, conseqüentemente, replecionar os reservatórios. Esta discrepância na política de operação adotada promove um desvio no despacho das usinas hidrelétricas.

7. CONCLUSÕES

Nos sistemas onde a geração hidrelétrica é significativa, esta funciona na base, exigindo reservatórios de regularização para fins energéticos. Porém, com o passar dos anos a capacidade de armazenamento vem diminuindo e os novos adventos de recursos hídricos possuem, normalmente, pequenos reservatórios (tempos de enchimento relativamente pequenos).

As perdas na regularização de vazão possuem efeitos diretos sobre o setor elétrico. Um modelo de análise qualitativa e previsão do preço de energia elétrica é fundamental para garantir eficiência no direcionamento dos recursos de compra e venda de energia elétrica e sobretudo de uma operação energética segura e viável.

7.1. Constatações

Quando na implantação do DESSEM, as seguintes promessas foram realizadas: ganhos de eficiência no despacho de usinas, aumento na simetria de informações entre as empresas do setor, maior granularidade no cálculo do CMO, maior reprodutibilidade da operação por parte dos agentes, substituição das propostas de geração realizada pelos agentes pelo resultado do modelo e redução da geração fora da ordem de mérito. No entanto, o que se nota de proveito com o uso com o modelo de curtíssimo prazo, aparentemente, deu-se somente nos itens da granularidade do CMO e na redução da geração fora da ordem de mérito, que não fazem parte do escopo deste trabalho. Em termos da pré-operação energética o ganho foi inexistente. A etapa Pós-DESSEM é que efetivamente gera propostas adequadas à realidade operacional e que são executadas no dia D.

Quanto aos resultados da análise, verificaram-se valores com grandes desvios na maioria das usinas dos estudos de caso, com exceção à UHE Serra da Mesa. A política de operação de utilização dos reservatórios foi discrepante na comparação dos dados de saída do DESSEM e da etapa Pós-DESSEM em grande parte do horizonte avaliado. No caso das usinas da Bacia do Grande – Furnas e Marimbondo – a programação diária costuma preservar o volume do reservatório da cabeceira e utilizar mais o recurso da outra. No DESSEM verificou-se a inversão deste processo decisório, a sua política de armazenamento reduz o nível daqueles localizados nos trechos mais elevados das bacias enquanto eleva o nível das usinas situadas

mais próximas à foz dos rios. Desta forma, por exemplo, toda a operação passa a estar desacoplada do resultado do modelo e, portanto, a sinalização econômica dada pelo DESSEM se torna muitas vezes equivocada.

Além disto, a não representação dos parâmetros de UC hidráulico, não estando detalhada nas mesmas condições das térmicas, é preocupante. Os custos de partida e parada de unidades geradoras hidrelétricas implicam em ônus aos proprietários dos ativos e não são recuperados via modelo, podendo resultar em uma operação não otimizada do sistema. Outrossim, o limite de geração mínima, característica importante para garantia da operação contínua das turbinas não é representado. Este tipo de restrição exigiria que o DESSEM pontuasse que em caso a usina tenha uma unidade geradora sincronizada, ela deverá gerar pelo menos este montante mínimo. Devido à ausência da representação do UC hidráulico, nos casos de valores da água elevados - situação corriqueira em momentos de escassez hídrica - o DESSEM tende a propor despachos em valores mínimos incompatíveis, havendo um maior desacoplamento é verificado entre a saída do modelo e a etapa Pós-DESSSEM.

Quanto ao limite divulgado relativo ao plano de contingência para definição das propostas de geração, na inviabilidade do ONS obter os resultados do DESSEM com UC térmico até às 16:00 do dia D-1, serão utilizados os resultados sem a representação. O prazo usualmente não é cumprido e não é declarada a entrada do plano de contingência, há a espera do fim da rodada do modelo. No caso dos prazos para elaboração da programação diária eletroenergética (D-1), a disponibilização do PDO aos agentes e às salas de controle da operação do tempo real é até às 21:00, porém o limite frequentemente não é atendido. O reinício do processo de programação seria realizado devido à ocorrência de fato relevante na operação quando necessário. Se é bastante comum o não cumprimento do prazo especificado pelo procedimento de rede, toda a ocorrência se torna relevante.

7.2. Sugestões e trabalho futuro

De tal modo, existe a crítica pela forma que o modelo vem sendo utilizado. A possibilidade da rodada do modelo de Previsão de Carga (PrevCargaDesssem) em D-2, poderia otimizar o início do processamento do DESSEM (às 12:00 de D-1 por procedimento de rede, devido a grande massa de entrada de dados necessária para a execução do modelo) e a

manutenção da etapa Pós-DESSEM em D-1 poderia ser uma forma de dirimir as questões acerca do cumprimento de horários sem perda substancial.

Por fim, esse trabalho apresentou uma análise da programação diária energética com o uso do DESSEM com uma visão do agente de geração do setor elétrico. Esta análise promoveu uma avaliação dos *decks* de saída do modelo DESSEM e resultados da programação diária, de forma a subsidiar o exame da repercussão das diretrizes operativas nas usinas principais do sistema Furnas – estudos de caso desta dissertação.

O trabalho futuro envolve em rodar o modelo DESSEM simulando e retroalimentando com as condições operativas sem o advento do Pós-DESSEM. Além disso, um estudo comparando os resultados consequentes do modelo com os realizados pelo ONS no mesmo horizonte de tempo e apresentar qual foi a melhor operação em termos de custo e armazenamento.

8. BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS (ANA). **Fatos e tendências: Água**. 2. ed. Brasília, Setembro de 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS (ANA). **Governança da água no Brasil**. Seminário água em debate: uso sustentável da água na agricultura desafios e soluções. Brasília, Agosto de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS (ANA). **Relatório de análise de impacto regulatório Nº 1/2020/CORSH/SOE**. Brasília, Novembro de 2020.

ARANTES, A.C. **Mecanismo de redução de energia assegurada e o seu impacto no planejamento e organização da engenharia de manutenção da geração**, Dissertação de Mestrado, Belo Horizonte, 2010.

BELLMAN, R. **Dynamic Programming**. Princeton University Press, 1957.

BENDERS, J.F. **Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems**. *Numer. Math.*, v.4, p. 238-252, 1962.

BRASIL. **Decreto nº 3.653**. Presidência da República. Brasília. 2000

BRASIL. **Lei nº 5163/04 de 30 de julho de 2004**.

CASTRO, R., CRUZ, A. L. P. E SASSARON, A. R. C. - **Expectativas para o balanço e preços da energia elétrica no sistema interligado brasileiro: Análise conjuntural e estrutural** - XXV Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades, Florianópolis, 2004;

CEMADEN, **Situação atual e projeção hidrológica para reservatório serra da mesa – bacia do rio Tocantins** de 11 de maio de 2021.

CEPEL. **MODELO DECOMP**. Manual de Referência v. 12.0, 2004.

CEPEL. **DESSEM: Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança**. Manual do Usuário v. 16.7, 2019.

CEPEL. **NEWAVE I e II: Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados**. Manual do Usuário, Especificação Funcional e Manual de Metodologia, 1999b.

ELETROBRÁS. **RE-SEB Projeto de Restruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Eletrobrás/Coopers & Lybrand. Working Papers, 1998.

FARIA, E.T, **Análise dos Impactos do Mercado de Ajustes na Estratégia de Oferta de Agentes Hidrelétricos em Mercados de Curto Prazo**. Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2010.

HAMMONS, T.J.; CORREDOR, P.H.; FONSECA, A.M.; MELO, A.C.G.; RUDNICK, H.; CALMET, M. & GUERRA, J. **Competitive Generation Agreements in Latin American Systems with Significant Hydro Generation**. IEEE Power Engineering Review, vol. 19, no. 9, 1999, p. 4- 21.

LORENZO, H.C., **O setor elétrico brasileiro: passado e futuro**. São Paulo, 2002

KELMAN, R. **Exemplo da Cadeia de Modelos de Planejamento Operativo**. In: “A Nova Operação do Sistema Elétrico Brasileiro”. 3a ed. DEE/CEE, PUCRio, 1999.

KLIGERMAN, A.S., **Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual**. Dissertação de Mestrado. Campinas, 1992.

KUWABARA, M.S, **O impacto da diversificação da matriz energética brasileira na confiabilidade do atendimento à demanda por eletricidade**. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica XVIII SNPTEE. Curitiba, 2005.

MACEIRA, M.E.P.; TERRY, L.A.; COSTA, F.S.; DAMÁZIO, J.M.; MELO, A.C.G. **Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System**. In Anais do XIV Power Systems Computation Conference, session 43, paper 1, Sevilla, Spain, Jun, 2002.

MARCATO, A. L. M., **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte**, Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.

NETO, T. E. **Uma análise histórico-jurídica do Código de Águas (1934) e os inícios da presença do estado no setor elétrico brasileiro no primeiro governo Vargas**. Revista Eletrônica História em Reflexão: Vol. 9 n. 17 – UFGD – Dourados, jan/jun – 2015. <http://www.periodicos.ufgd.edu.br/index.php/historiaemreflexao/article>> Acesso em 10 de abril de 2021.

OLIVEIRA, Francisco Arteiro; DAHER, Mário; AURÉLIO, Marco; NOGUEIRA, Eduardo. **Impactos das Restrições Ambientais e de Uso Múltiplo da Água na Operação Energética do SIN**. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica XVIII SNPTEE. Curitiba, 2005.

ONS; CCEE. **O SIN e os modelos NEWAVE e DECOMP utilizados no planejamento da operação energética e no cálculo do PLD novembro**. Rio de Janeiro, 2006

ONS, **Diagrama esquemático das usinas hidroelétricas do SIN**. Rio de Janeiro, 2021.

ONS, **Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos**. Rio de Janeiro, 2018.

ONS, **Operação dos reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes no período de transição (seco/úmido) do ano 2020**. Rio de Janeiro, 2020.

ONS, **Primeiro ano do DESSEM na Programação Diária**, Reunião Técnico-Gerencial com os Agentes do SIN – Sessão Geral. Rio de Janeiro, 2020.

ONS, **Procedimentos de Rede - Módulo 4 – Programação da Operação**. Rio de Janeiro, 2020.

PEREIRA, M.V.F.; PINTO, “**Optimization Scheduling of Hydrothermal Systems – An Overview**”, IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brazil, 1985.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. **Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning**. *Mathematical Programming*, v. 52, n. 1–3, p. 359–375, 1991.

PINTO JUNIOR; QUEIROZ, HELDER, ET AL. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

SILVA, EDSON LUIZ. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Ed. Sagra Luzzatto, 2001.

TERRY, L. A.; PEREIRA, M. V. F.; NETO, T. A. A.; SILVA, L. F. C. E SALES, P. R. H.; **“Brazilian national hydrothermal electrical generating system”**, Interfaces, 1986.