



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL



ALAN DE GOIS BARBOSA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS PERÍODOS CRÍTICOS NA OPERAÇÃO
OTIMIZADA DO SISTEMA DE USINAS HIDRELÉTRICAS DA BACIA DO RIO
SÃO FRANCISCO UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR**

SÃO CRISTÓVÃO
2020

ALAN DE GOIS BARBOSA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS PERÍODOS CRÍTICOS NA OPERAÇÃO
OTIMIZADA DO SISTEMA DE USINAS HIDRELÉTRICAS DA BACIA DO RIO
SÃO FRANCISCO UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, da Universidade Federal de Sergipe, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil

Orientador Prof. Dr. Ludmilson Abritta Mendes

Coorientador Prof. Dr. Alcigeimes Batista Celeste

SÃO CRISTÓVÃO
2020

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE

Barbosa, Alan de Gois
B238 Análise da influência dos períodos críticos na
a operação otimizada do sistema de usinas hidrelétricas
da bacia do rio São Francisco utilizando programação
não linear / Alan de Gois Barbosa ; orientador
Ludmilson Abritta Mendes. - São Cristóvão, 2020.
162 f. : il.

Dissertação (mestrado em Engenharia Civil) –
Universidade Federal de Sergipe, 2020.

1. Engenharia civil. 2. Programação não linear. 3.
Usinas hidrelétricas. 4. Bacia hidrográficas. 5. São
Francisco, Rio, Bacia. I. Mendes, Ludmilson Abritta,
orient. II. Título.

CDU 624:627.8

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS PERÍODOS CRÍTICOS NA OPERAÇÃO OTIMIZADA
DO SISTEMA DE USINAS HIDRELÉTRICAS DA BACIA DO RIO SÃO FRANCISCO
UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR

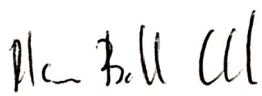
ALAN DE GOIS BARBOSA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA AO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE
E APROVADA EM 28 DE JANEIRO DE 2020.

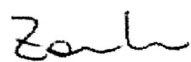
BANCA EXAMINADORA


DR. LUDMILSON ABRITTA MENDES

Orientador


DR. ALCIGEIMES BATISTA CELESTE

Coorientador


DR. RENATO CARLOS ZAMBON

1º Examinador (Externo)
Universidade de São Paulo – USP


DRa. NILMA FONTES DE ARAUJO ANDRADE

2º Examinador (Interno)
Universidade Federal de Sergipe – UFS

AGRADECIMENTOS

Como já dito, somos pequenos colecionadores, de sonhos, de conhecimento e de emoções. Mais uma etapa se completa e junto com ela o sentimento de gratidão se estende. Primeiramente a Deus por me proporcionar todas oportunidades, tanto as aproveitadas quanto as que virão. Em seguida, sou grato por minha família, principalmente minha mãe, Ana Araujo, meu pai José Ambrósio e meu irmão Luan, sem vocês eu não sou ninguém. Devo também lembrar de minha segunda mãe, Marinalva, que esteve comigo nos meus primeiros anos de vida e a meus padrinhos José Luis e Maria José.

Amigos são a família que escolhemos, portanto venho agradecer à minha amizade mais antiga, Kevin. Também devo muito a Ronaldo, Ítalo, Karl, Murilo, Renério, Torugo, Thieres Cunha, Márcio, Morgana, Isabelle e os demais que sabem a importância que têm, cada um fez e faz um papel enorme em minha vida. Não devo esquecer dos colegas do mestrado, principalmente Kelly, Michelli, A. Gabriel e Anderson, junto comigo, compartilharam conhecimento e experiências. Obrigado.

Há quem diga que trabalho é trabalho e amizade é amizade. Pois é, Ludmilson conseguiu suprir o papel de orientador e amigo muito bem. Obrigado cara! Agradeço também ao professor Algiceimes por toda paciência e gentileza em compartilhar um pouco de seu conhecimento para aumentar a qualidade do trabalho.

Nos momentos mais obscuros, tive sorte de ter ao meu lado uma pessoa que não mede esforços para me ver melhor. Vitória, sou muito grato por te ter em minha vida e por você ser tudo que é.

Que, mesmo em tempos obscuros, tenhamos força para enfrentar todas dificuldades, afinal, mar calmo nunca fez bom marinheiro.

“O aspecto mais triste da vida de hoje é que a ciência ganha em conhecimento mais rapidamente que a sociedade em sabedoria.”

(Isaac Asimovsd)

RESUMO

A evolução da gestão dos recursos hídricos, principalmente a operação de reservatórios, está em constante mudança. Um dos principais desafios atuais é operar redes hidrotérmicas sujeitas à aleatoriedade dos eventos hidrológicos, às flutuações atmosféricas e às mudanças climáticas e, como consequência, à possível redução de afluências aos reservatórios. Conflitos entre os setores usuários já são registrados e há impactos diretos na geração e comercialização de energia elétrica. Além disso, a definição do período crítico interfere diretamente no rateio de energia das usinas hidrelétricas brasileiras. O Nordeste brasileiro historicamente enfrenta déficit hídrico, fazendo com que a Bacia Hidrográfica do rio São Francisco seja um alicerce para seu desenvolvimento, principalmente com a implantação do projeto de integração da bacia com o Nordeste Setentrional. Diante do exposto, o presente trabalho tem como objetivo realizar um estudo a respeito do comportamento das séries relacionadas ao funcionamento do sistema hidrelétrico implantado na bacia hidrográfica do rio São Francisco, bem como mensurar o desempenho do sistema de reservatórios das usinas hidrelétricas no atendimento aos diversos setores usuários (elétrico, usos consuntivos e ambiental) diante dos diferentes períodos críticos. Foram empregadas as séries de vazões naturais afluentes, energia natural afluente e energia armazenada. Como nas avaliações hidrológicas se considera as premissas básicas de aleatoriedade, independência, homogeneidade e estacionariedade, foram feitas as seguintes avaliações: quanto à presença de tendência, aplicaram-se os testes de Mann-Kendall, Spearman e Pettitt; quanto à aleatoriedade, aplicou-se o *single-sample runs test*; quanto à independência, foi aplicado o teste de Wald e Wolfowitz e, quanto à homogeneidade, aplicou-se o teste de Mann-Whitney. Duas metodologias de definição de período crítico foram comparadas: segundo a vazão natural afluente e segundo a energia armazenada. Posteriormente, aferiu-se o compromisso do modelo de otimização determinística de operação no atendimento de diversos usos, utilizando programação não linear, para os diferentes períodos críticos. Foi observado que as séries de vazões naturais afluentes, energia natural afluente e energia armazenada são, predominantemente, não estacionárias, com mudança de tendência na década de 1990, interferindo diretamente no período crítico da bacia, avaliado entre 2013 – 2019. Ao se comparar o desempenho dos modelos de operação em programação não linear (PNL) com o modelo de política de operação padrão, utilizando-se a série determinística de vazão natural afluente, obteve-se diminuição expressiva da vulnerabilidade do sistema.

Palavras-chave: PNL, operação de reservatórios, São Francisco, otimização determinística.

ABSTRACT

The evolution of water resource management, especially reservoir operation, is constantly changing over the decades. Currently, one of the greatest challenges is to operate hydrothermal networks subject to the randomness of hydrological events, atmospheric fluctuations and climatic change and, as a consequence, to the possible reduction of reservoir inflows. Conflicts among users are already registered and there are direct impacts on the generation and commercialization of electricity. In addition, the definition of the critical period directly interferes with the energy sharing of Brazilian hydroelectric plants. Northeastern Brazil has historically faced periods of water deficit, making the São Francisco River Basin (SFRB) important for the region's development, mainly with the implementation of the São Francisco River and Northern Northeast River Basin Integration Project. In view of the above, the present study aims to conduct a study regarding the statistical behavior of time series related to the management of the SFRB hydrosystem, as well as to measure the performance of the hydroelectric reservoir system plants in supplying the multiple users: electrical, consumptive and environmental uses, given the different critical periods. Historical records of natural inflows, natural inflow energy and stored energy were employed. As the basic assumptions of randomness, independence, homogeneity and stationarity are considered in hydrological assessments, the following assessments were conducted: regarding the presence of trends, the Mann-Kendall, Spearman and Pettitt tests were applied; as for randomness, the single-sample runs test was applied; as for independence, the Wald and Wolfowitz test was applied and, for homogeneity, the Mann-Whitney test was applied. Two methodologies for defining the critical period were compared: according to the natural inflows and according to the stored energy. Subsequently, the commitment of a deterministic operation optimization model in assessing different uses was assessed, using nonlinear programming, for the different critical periods. It was observed that the series of natural inflows, natural inflow energy and stored energy are predominantly non-stationary, with a change in trend in the 1990s, directly interfering in the critical period of the basin, assessed between 2013 – 2019. When comparing the performance of operating models in nonlinear programming (NLP) with the standard operating policy model, there was a significant decrease in the vulnerability of the system.

Keywords: NLP, reservoir system operation, São Francisco, deterministic optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Interdependência e complementaridade dos instrumentos de gestão da Lei nº 9.433/1997.....	8
Figura 2 - Componentes do Sistema Nacional de Gerenciamento dos Recursos Hídricos.....	11
Figura 3 - Evolução do Volume Útil do Sistema Cantareira.....	14
Figura 4 - Secas no Brasil entre 2015 e 2017.....	15
Figura 5 - Instalação e permanência da crise hídrica em diferentes bacias hidrográficas.....	16
Figura 6 - Infraestrutura do PISF - Eixo Norte e Leste.....	18
Figura 7 - Evolução dos volumes armazenados nos reservatórios da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.....	19
Figura 8 - Histórico de redução de vazões defluentes da UHE Sobradinho.....	20
Figura 9 - Variação da Matriz de Suprimento do Subsistema Nordeste nos anos 2010-2019.....	20
Figura 10 - Composição da Matriz Energética Brasileira: ano base 2018.....	22
Figura 11 - Matriz de capacidade instalada de geração elétrica no Brasil: ano base 2017.....	22
Figura 12 - Esquema do Sistema Interligado Nacional: Horizonte 2024.....	23
Figura 13 - Metodologia para cálculo da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos.....	25
Figura 14 - Comparação entre Técnicas de Simulação e Otimização.....	28
Figura 15 - Hiperplano da função objetivo com mínimos locais.....	31
Figura 16 - Representação da Divisão da BHSF.....	36
Figura 17 - Isoietas de Precipitação Acumulada Anual na BHSF.....	38
Figura 18 - Distribuição das retiradas para usos consuntivos na BHSF.....	39
Figura 19 - Demandas de abastecimento urbano por sub-bacia.....	40
Figura 20 - Área Irrigada (ha) e concentração de pivôs centrais por microbacia.....	42
Figura 21 - Retirada para abastecimento industrial na BHSF.....	43
Figura 22 - Impactos da implantação de Três Marias e Sobradinho no hidrograma do ponto de Juazeiro / BA.....	45
Figura 23 - Distribuição das Principais UHE do rio São Francisco.....	45
Figura 24 - Energia Natural afluenta à BHSF.....	46
Figura 25 - Trechos Navegáveis da Bacia Hidrográfica do rio São Francisco.....	47
Figura 26 - Projeto de Integração do rio São Francisco (PISF).....	49
Figura 27 - Resumo da obtenção das séries de VNA, ENA e EAR.....	55
Figura 28 - Resumo dos procedimentos estatísticos executados.....	61
Figura 29 - Parâmetros Usuais de Comportamento do Sistema.....	69
Figura 30 - Vazão natural afluenta a (a) Três Marias e (b) Sobradinho.....	76
Figura 31 - Série histórica de (a) energia natural afluenta e (b) energia armazenada.....	76
Figura 32 - Série anual de VNA para o reservatório de Três Marias.....	80
Figura 33 - Série anual de VNA para o reservatório de Sobradinho.....	80
Figura 34 - Série mensal de VNA para o reservatório de Três Marias.....	81
Figura 35 - Série mensal de VNA para o reservatório de Sobradinho.....	81
Figura 36 - Série mensal de energia natural afluenta com médias para subamostras - BHSF.....	81
Figura 37 - Série anual de energia natural afluenta com médias para subamostras - BHSF.....	82
Figura 38 - Box-Plot para subamostras de VNA mensais para (a) Três Marias e (b) Sobradinho (m³/s).....	83
Figura 39 - Box-Plot para subamostras de VNA anuais para (a) Três Marias e (b) Sobradinho (m³/s).....	83
Figura 40 - Box-plot de ENA (a) média mensal e (b) média anual para a BHSF (MWmed).....	84
Figura 41 - Regressão linear das subamostras de VNA mensal para a UHE de Três Marias.....	84
Figura 42 - Regressão Linear das subamostras de VNA anual para a UHE de Três Marias.....	85

Figura 43 - Regressão linear das subamostras de VNA mensal para a UHE de Sobradinho...	85
Figura 44 - Regressão linear das subamostras de VNA anual para a UHE de Sobradinho.....	85
Figura 45 - Regressão linear das subamostras de média mensal de ENA para a BHSF.....	86
Figura 46 - Regressão linear das subamostras de média anual de ENA para a BHSF.....	87
Figura 47 - Porcentagem de Energia Armazenada na BHSF (1931-1994).....	89
Figura 48 - Porcentagem de Energia Armazenada na BHSF (1931-2019).....	89
Figura 49 - Diferenças acumuladas ENA BHSF, em valores absolutos (1931-1994).....	91
Figura 50 - Diferenças acumuladas ENA BHSF, em valores absolutos (1931-2019).....	91
Figura 51 - Índices de desempenho para SOP e PNL: (a) confiabilidade, (b) vulnerabilidade e (c) resiliência.....	95
Figura 52 - Resultados da SOP para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda).....	96
Figura 53 - Resultados da SOP para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda).....	96
Figura 54 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda).....	97
Figura 55 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda).....	97
Figura 56 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I.....	101
Figura 57 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II.....	101
Figura 58 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III.....	102
Figura 59 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I.....	103
Figura 60 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II.....	103
Figura 61 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III.....	104
Figura 62 - Operação em PNL da UHE Três Marias: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I.....	104
Figura 63 - Operação em PNL da UHE Três Marias: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II.....	105
Figura 64 - Operação em PNL da UHE Três Marias: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III.....	105
Figura 65 - Operação em PNL da UHE Sobradinho: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I.....	106
Figura 66 - Operação em PNL da UHE Sobradinho: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II.....	106
Figura 67 - Operação em PNL da UHE Sobradinho: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III.....	107
Figura 68 - Energia firme das UHE da BHSF para os diferentes cenários.....	107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução normativa a respeito do meio ambiente e gestão de recursos hídricos.....	9
Tabela 2 - Distribuição Populacional na BHSF.....	37
Tabela 3 - Distribuição percentual de uso do solo, em 2010, por região.....	38
Tabela 4 - Outorgas e Retiradas para Abastecimento Industrial.....	43
Tabela 5 - Características das principais UHE da BHSF.....	44
Tabela 6 - Dados dos reservatórios da BHSF.....	51
Tabela 7 - Coeficientes dos polinômios de cota do reservatório em função do volume armazenado.....	52
Tabela 8: Coeficientes dos polinômios de área em função da cota do reservatório.....	53
Tabela 9 - Evaporação líquida (mm) da região dos principais reservatórios da BHSF.....	53
Tabela 10 - Polinômios de cota do reservatório em função do volume armazenado.....	65
Tabela 11 - Polinômios de área em função do volume armazenado no reservatório.....	65
Tabela 12 - Polinômios de cota do canal de jusante em função da vazão liberada.....	66
Tabela 13 - Vazão turbinada máxima, cotas máxima e mínima das UHE da BHSF.....	66
Tabela 14 - Restrições operativas das usinas hidrelétricas usadas nos modelos de operação.....	67
Tabela 15 - Demandas a montante de cada UHE da BHSF (m ³ /s) – dados ANA.....	68
Tabela 16 - Demandas a montante de cada UHE da BHSF (m ³ /s) – dados ONS.....	68
Tabela 17 - Porcentagem do volume útil devido às restrições para controle de cheias.....	69
Tabela 18 - Potência instalada e garantia física das usinas hidrelétricas da BHSF.....	73
Tabela 19 - Estatísticas do single <i>sample runs test</i>	77
Tabela 20 - Estatísticas do teste de Wald e Wolfowitz.....	78
Tabela 21 - Estatísticas do teste de Mann-Kendall.....	78
Tabela 22 - Estatísticas do teste de Spearman.....	79
Tabela 23 - Estatísticas do teste de Pettitt para energia natural afluyente.....	79
Tabela 24 - Estatísticas do teste de Pettitt para vazão natural afluyente.....	80
Tabela 25 - Estatísticas do teste de Mann-Whitney para vazão natural afluyente e energia natural afluyente.....	83
Tabela 26 - Estatísticas do teste de Spearman e Mann-Kendall para a série de VNA média anual.....	86
Tabela 27 - Estatísticas do teste de Spearman e Mann-Kendall para a série de ENA.....	86
Tabela 28 - Evolução do grau de regularização das UHE da BHSF.....	87
Tabela 29 - Períodos Críticos para a BHSF – método da energia natural (1931-1994).....	90
Tabela 30 - Períodos Críticos para a BHSF – método da energia natural (1931-2019).....	90
Tabela 31 - Maiores deficits acumulados com relação a MLT de ENA (1931-1994).....	92
Tabela 32 - Maiores deficits acumulados com relação a MLT de ENA (1931-2019).....	92
Tabela 33 - Cenários de afluência utilizados no modelo.....	98
Tabela 34 - Índices de desempenho do modelo em atendimento aos usos consuntivos da BHSF.....	98
Tabela 35 - Índices de desempenho do modelo em atendimento à geração elétrica da BHSF.....	99
Tabela 36 - Índices de desempenho do modelo em atendimento à vazão ecológica da BHSF.....	99

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRHidro	Associação Brasileira de Recursos Hídricos
AG	Algoritmos Genéticos
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BHSF	Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco
BNB	Banco do Nordeste do Brasil
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CEEIBH	Comitê Especial de Estudos Integrados de Bacias Hidrográficas
CERH	Conselho Estadual de Recursos Hídricos
CODEVASF	Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
DECOMP	Modelo de Planejamento e Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNOCS	Departamento Nacional de Obras Contra a Seca
EAR	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluyente
FO	Função Objetivo
GEVAZP	Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IOCS	Inspetoria de Obras Contra as Secas
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ITA	Itaparica
MK	Teste de Mann-Kendall
MLT	Média de Longo Termo
NEB	Nordeste Brasileiro
NEWAVE	Modelo para Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAM	Complexo Paulo Afonso / Moxotó
PC	Período Crítico
PD	Programação Dinâmica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PISF	Projeto de Integração do Rio São Francisco com as Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional
PL	Programação Linear
PNL	Programação Não Linear
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
PNRH	Política Nacional de Recursos Hídricos
QUE	Queimado
RNA	Redes Neurais Artificiais
RTB	Retiro Baixo
SAB	Semiárido Brasileiro
SFA	Alto São Francisco
SFB	Baixo São Francisco
SFM	Médio São Francisco
SFSM	Submédio São Francisco
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINGREH	Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos
SISNAMA	Sistema Nacional de Meio Ambiente
SNIRH	Sistema Nacional de Informações sobre os Recursos Hídricos
SOB	Sobradinho
SOP	Política de Operação Padrão
SPI	<i>Standard Precipitation Index</i>
SRHU	Secretaria de Recursos Hídricos e Ambiente Urbano do Ministério do Meio Ambiente
SUDENE	Superintendência do Desenvolvimento no Nordeste
TMA	Três Marias
UHE	Usina Hidrelétrica
VNA	Vazão Natural Afluente
XIN	Xingó
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2	OBJETIVOS.....	4
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1	GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS.....	5
2.1.1	Histórico.....	5
2.1.2	Organização Institucional.....	10
2.2	CRISES HÍDRICAS NO BRASIL.....	12
2.2.1	Histórico.....	12
2.2.2	A interação do Semiárido com a Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.....	16
2.3	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	21
2.3.1	A Matriz Energética Brasileira.....	21
2.3.2	A Operação do Sistema Hidro-termo-eólico.....	24
2.4	MODELAGEM APLICADA À OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS.....	26
2.4.1	Estado da Arte na Operação de Reservatórios.....	27
2.4.2	Política de Operação Padrão.....	30
2.4.3	Programação não linear.....	30
2.5	A BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO.....	36
2.5.1	Descrição Física e Climática.....	36
2.5.2	Usos Múltiplos da Água.....	38
2.5.3	Projetos de Integração de Bacias.....	47
3	METODOLOGIA.....	50
3.1	VAZÃO NATURAL AFLUENTE.....	50
3.2	ENERGIA NATURAL AFLUENTE.....	51
3.3	ENERGIA ARMAZENADA.....	52
3.4	TESTES ESTATÍSTICOS.....	56
3.4.1	Avaliação de Tendência.....	56
3.4.2	Avaliação de Aleatoriedade.....	59
3.4.3	Avaliação de Independência.....	59
3.4.4	Avaliação de Homogeneidade.....	60
3.5	PERÍODO CRÍTICO DA BHSF.....	62
3.5.1	Método da Energia Natural Afluente.....	62
3.5.2	Método das Diferenças Acumuladas.....	62
3.5.3	Comparação entre períodos críticos definidos.....	63
3.6	OPERAÇÃO DO SISTEMA DE RESERVATÓRIOS.....	64
3.6.1	Levantamento de dados.....	64
3.6.2	Índices de Desempenho.....	69
3.6.3	Política de Operação Padrão (SOP).....	71
3.6.4	Modelo de Operação em PNL.....	71
3.6.5	Modelo de Operação em PNL com garantia aos múltiplos usuários.....	72
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	76

4.1	TESTES ESTATÍSTICOS.....	77
4.2	DETERMINAÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO DA BHSF.....	89
4.2.1	Método da Energia Natural Afluente.....	89
4.2.2	Método das Diferenças Acumuladas.....	91
4.2.3	Considerações a respeito do Período Crítico da BHSF.....	92
4.3	OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA BHSF.....	94
4.3.1	Modelo de operação ótima multiobjetivo em PNL.....	98
5	CONCLUSÃO.....	108
	REFERÊNCIAS.....	110
	APÊNDICES.....	122

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Estima-se que 12% da água doce superficial disponível no planeta esteja no Brasil, que, somada à subterrânea, alcança aproximadamente 20% do total mundial. Entretanto, problemas associados à escassez desse recurso ainda são detectados em algumas regiões do país (WORLD BANK; CERATTI, 2016). A distribuição desigual da precipitação é uma das causas deste problema, já que no Semiárido Brasileiro (SAB) registram-se cerca de 500 mm/ano, enquanto na região Amazônica este índice alcança 3.000 mm/ano (ANA, 2018a).

A distribuição desigual fica mais evidente quando se compara a vazão média por habitante das diferentes regiões hidrográficas. Nas Regiões Hidrográficas Amazônica e do Tocantins, que juntas têm 79,6% da produção hídrica nacional, a vazão média por habitante é 9,64 L/hab.s. Em contraste, a Região Hidrográfica do São Francisco, com 1,6% desse total, conta com apenas 0,23 L/hab.s (IBGE, 2011a; BRAGA et al., 2015).

O Nordeste Brasileiro (NEB) ainda apresenta o problema das recorrentes secas, fenômeno intrínseco à região, simplificadamente definido como o período em que a disponibilidade de água fica abaixo da média. Nesta região, as secas se manifestam de forma mais intensa e com maior frequência, causando consideráveis impactos sociais, econômicos e ambientais ao longo da história (CGEE, 2016a). Um dos principais motivos das recorrentes secas é que o principal regime chuvoso da região é influenciado pela posição da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), que tem sua localização influenciada pela temperatura da superfície dos oceanos Atlântico e Pacífico (CGEE, 2016b).

Uma forma de contornar o problema da variação sazonal das precipitações é a construção de açudes/barragens, que armazenam a água dos períodos úmidos para liberá-los nos períodos de estiagem e assim garantir o atendimento de todos os usuários, aumentando a segurança hídrica (ANA, 2017a). No SAB, a geologia predominantemente cristalina favoreceu a implantação de cerca de 70.000 reservatórios, que tentam promover maior confiabilidade e reduzir a vulnerabilidade dos sistemas hídricos dessa região (ALBUQUERQUE; RÊGO, 2013).

Diante do exposto, a Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF), por 54% de seu território estar inserido no SAB (CBHSF, 2016), tem um importante papel socioeconômico para o NEB. A BHSF é a principal bacia hidrográfica do NEB, responsável por 58% dos recursos hídricos superficiais do SAB (CGEE; ANA, 2012; ALBUQUERQUE; RÊGO, 2013; ANA, 2015).

Porém, na última década, foram registradas, em praticamente todas as estações fluviométricas da BHSF, vazões médias anuais críticas, com período de retorno superior a 100 anos (ANA, 2018a). Já no NEB, cerca de metade dos 504 reservatórios monitorados pela Agência Nacional de Águas (ANA) chegou ao fim de 2013 com menos de 30% do volume útil e estima-se que tal seca tenha causado, entre os anos de 2010 a 2014, redução da ordem de 13,3% da receita agrícola dessa região (CGEE, 2016a). A severidade dessa seca foi responsável por 977 das 1794 cidades do SAB declararem situação de emergência (MARENGO; TORRES; ALVES, 2017).

Diante da situação de escassas chuvas de 2013 a 2018, a ANA, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) decidiram reduzir gradativamente a descarga média diária dos principais reservatórios da BHSF, da Usinas Hidrelétricas (UHE) de Sobradinho a Xingó, de 1.300 m³/s para 550 m³/s, até que as afluições se normalizassem (ONS, 2015; CHESF, 2017; ANA, 2018b). Isso pode ser justificado pelo fato de que os reservatórios da BHSF compõem 96,91% do reservatório equivalente do subsistema Nordeste, que, em fevereiro de 2019, registrou o nono menor armazenamento da série histórica (ANA, 2019a).

Aliada à escassez, a demanda pelo uso da água no Brasil é crescente, com incremento de aproximadamente 80% nos últimos vinte anos. Atualmente, a retirada de água para diversos fins no Brasil é de 2.082,7 m³/s, destacando-se 1.083,6 m³/s para a irrigação e 496,2 m³/s para abastecimento urbano. Apenas na BHSF, a vazão retirada alcançou a média anual de 361,3 m³/s, o que pode aumentar os impactos para o setor de geração elétrica (ANA, 2019b).

Em novembro de 2018, a potência hidráulica instalada no Brasil abrangia 67,7% da matriz energética nacional, contabilizando 167.390 MW, dos quais os empreendimentos hidrelétricos do subsistema Nordeste são responsáveis por 9,7%. Entretanto, neste mesmo mês, apenas 25,1% do potencial de geração foi utilizado, totalizando 2.771 MWmed (ONS, 2019e). Embora a geração de energia elétrica não seja classificada como uso consuntivo, a operação dos reservatórios ocasiona variações nas vazões a jusante da UHE, que podem impactar diversos usuários (MENDES et al., 2015). Além disso, a evaporação dos reservatórios é o segundo maior uso consuntivo do país (ANA, 2019b) e causa perdas na geração de cerca de 900 MW (ZAMBON; BARROS; YEH, 2018).

Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2011b), 14,3 milhões de pessoas residem na região da BHSF, que acabam por demandar dos corpos hídricos

diversos usos, consuntivos ou não consuntivos. Assim, faz-se necessário o gerenciamento integrado destes recursos, principalmente dos reservatórios de grande capacidade que estão sob responsabilidade do setor elétrico brasileiro (LANNA; LIMA, 2005).

Alguns estudos corroboram ainda a ideia de projetos de integração de bacias, a exemplo do que já é adotado em outros países, como o Tratado do rio Colorado (EUA) e o Projeto de Transferência de Água de Wanjiazhai (China) (CGEE; ANA, 2012). No caso da BHSF, o Projeto de Integração do Rio São Francisco com as Bacias do Nordeste Setentrional (PISF) está em fase de execução e beneficiará cerca de 12 milhões de pessoas distribuídas por 390 municípios. A obra tem dois eixos principais: eixo leste, com vazão mínima de 10 m³/s e eixo norte, com vazão mínima de 16,4 m³/s. Vale ressaltar que a vazão pode atingir 127 m³/s a depender do volume armazenado na UHE de Sobradinho (BRASIL, 2000a; ROMAN, 2017).

Entretanto, diante da incerteza de vazões afluentes, os operadores dos reservatórios se deparam com o desafio de determinar o quanto de água liberar/armazenar, afetando assim a garantia de atendimento aos diversos usuários: produção hidrelétrica, abastecimento, irrigação, navegação, controle de cheias, entre outros (LANNA; LIMA, 2005).

Além disso, segundo Labadie (2004) e Zambon et al. (2014), a oposição das autoridades ambientais e as restrições técnicas, sociais, econômicas e ambientais à construção reservatórios com capacidade de armazenamento elevada desvia o foco para o aumento da eficiência operacional dos reservatórios já existentes, maximizando seus benefícios. Porém, tal tarefa é complexa devido tanto aos conflitos entre os diversos usuários quanto às incertezas associadas à hidrologia, incluindo alterações devido as mudanças climáticas (AHMAD et al., 2014). Para tentar solucionar o conflito de uso da melhor maneira, os setores responsáveis pelo planejamento e gestão de recursos hídricos utilizam técnicas de modelagem, simulação e otimização (LANNA; LIMA, 2005).

Em vista do problema da tomada de decisão do operador, modelos de otimização são tradicionalmente utilizados para se adotar uma política operacional eficiente, majoritariamente minimizando a vulnerabilidade do sistema (WURBS, 1996; LABADIE, 2004; LOUCKS et al., 2005). Na operação da cascata de reservatórios da BHSF, a Programação Não Linear (PNL) apresenta-se como método apropriado, já que a incorporação da geração hidrelétrica implica em não linearidades ao modelo. A PNL foi empregada em estudos recentes, a exemplo de Lopes e Barros (2009), Zambon et al. (2012), Mendes et al. (2015), e discutidas por Dobson, Wagener e Pianosi (2019). Todavia, não existe um algoritmo

geral para este fim, pois a definição da melhor técnica a se aplicar depende das características dos sistemas (YEH, 1985).

O desenvolvimento da informática permitiu que diferentes linguagens de programação pudessem ser utilizadas na implementação de modelos de otimização para a operação de reservatórios. Atualmente, a linguagem de programação Julia (BEZANSON et al., 2012, 2017, 2019), através de seu pacote JuMP (LUBIN; DUNNING, 2015; DUNNING; HUCHETTE; LUBIN, 2017), destaca-se por sua versatilidade e rapidez além de se tratar de um *software* de código aberto, licença de utilização livre, adequado para uso acadêmico.

Portanto, diante do exposto, torna-se necessária a avaliação do comportamento das séries hidrológicas de afluência aos reservatórios das UHE da BHSF, bem como a determinação dos períodos críticos da bacia, além de avaliar o funcionamento do sistema de reservatórios implantados quando submetidos a afluências críticas. Tais avaliações podem fornecer subsídios relevantes para a operação dos sistemas hídricos da BHSF, de forma a otimizar seu desempenho no atendimento de seus múltiplos usos.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral desta dissertação é realizar um estudo dos períodos críticos e do comportamento das séries afluentes aos reservatórios das principais usinas hidrelétricas da bacia hidrográfica do Rio São Francisco bem como mensurar o desempenho dessas usinas operando em diferentes períodos críticos.

São objetivos específicos do trabalho:

- Avaliar estatisticamente o comportamento das séries de vazão natural afluente e energia natural afluente para a bacia hidrográfica do Rio São Francisco;
- Computar o índice de regularização para os períodos de energia natural afluente com tendências diferentes;
- Determinar os períodos críticos para a bacia e comparar diferentes metodologias;
- Desenvolver um modelo de operação em PNL que leve em conta os usos múltiplos da bacia;
- Avaliar os índices de desempenho do modelo em PNL para os diferentes setores usuários diante dos períodos críticos de afluência.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

A mudança do modo com que a sociedade tem realizado o manejo dos recursos hídricos foi causada principalmente pela preocupação com as próximas gerações. Além disso, a poluição de corpos de água e a ocorrência de secas severas impulsionaram a ideia de que os modelos de gestão adotados eram insustentáveis. Entretanto, a busca de alternativas ao modelo atualmente utilizado tem sido objeto de investigação de especialistas há algumas décadas (CAMPOS; STUDART, 2008).

2.1.1 Histórico

A exploração dos recursos naturais na esfera mundial se intensificou principalmente a partir da Revolução Industrial. No Brasil, nota-se que a degradação ambiental está presente desde o início de sua colonização (MELO; MARACAJÁ; NETO, 2012). Por outro lado, a evolução dos instrumentos legais de gestão e proteção aos recursos hídricos brasileiros se deu de forma heterogênea, segundo Benjamin (1999), e seu aperfeiçoamento pode ser dividido em três períodos que não são bem delimitados, e, por vezes, sobrepõem-se parcialmente.

O primeiro período, de exploração desregrada, começa com o descobrimento do Brasil e se estende até meados do século XX. Neste período, algumas normas foram criadas de maneira isolada, mas o foco principal não era a preservação ambiental e sim a conquista de novas fronteiras associadas à exploração agropecuária e mineral (BENJAMIN, 1999). Segundo Santos (2004), o meio ambiente era discutido por especialistas apenas para resolver problemas pontuais, sem propostas de planejamento e gestão ambiental.

Nesse sentido, há destaque para a Constituição outorgada de 1824, que não apresenta nenhuma menção no quesito da proteção ambiental; já a Constituição de 1891 aborda apenas a competência de legislatura a respeito da navegação. A preocupação com o semiárido, entretanto, pode ser percebida com a criação da Comissão da Seca, por D. Pedro II e posteriormente, em 1909, da Inspetoria de Obras Contra as Secas (IOCS), que mais tarde se tornaria o Departamento Nacional de Obras Contra a Seca (DNOCS) (BRAGA et al., 2015).

De acordo com Campos e Studart (2003), somente com a Constituição de 1934 houve preocupação tanto com a competência legislativa quanto no aspecto de domínio. A Carta enfocava a água como elemento importante no desenvolvimento, principalmente como fonte de energia elétrica. Já as Constituições de 1937, 1946 e 1967 pouco alteraram o modelo gestor, havendo mudanças no quesito dominical. Ressalta-se que, segundo Santos (2004), nos

anos 1930 modelou-se o planejamento e gestão de bacias hidrográficas, a exemplo das propostas de Saturnino de Brito para os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Já em um segundo momento denominado fase fragmentária, observa-se preocupação com setores pontuais dos recursos naturais principalmente ligados ao interesse econômico, ou seja, de atividades exploratórias, mas sem nenhum intuito preservacionista. Tal preocupação é observada com a aprovação do Código de Águas, em 1934, pelo Decreto nº 24.643/34 (BRASIL, 1934), dentre outros códigos como o Código Florestal (1965), de Pesca (1967) e Mineração (1967) (BENJAMIN, 1999; MELO; MARACAJÁ; NETO, 2012).

O Código de Águas (BRASIL, 1934) foi dividido em três livros. Mas, como o governo interessava-se na produção de energia a baixo custo para atender às novas demandas industriais, apenas os artigos que se referiam à produção hidráulica foram regulamentados e aplicados na íntegra, enquanto os demais artigos, que tratavam dos usos múltiplos e da conservação da qualidade dos recursos hídricos, foi necessária legislação paralela para tentar regulamentar tais disposições (BRAGA et al., 2015). Pode-se assim afirmar que neste período a gestão preocupou-se com a questão da quantidade de águas, deixando de lado o aspecto da qualidade (MELO; MARACAJÁ; NETO, 2012).

Como o foco dos dispositivos legais criados pelo Estado brasileiro tinha vistas à produção de energia, foram criados diversos órgãos de regulação especificamente para o setor elétrico, a exemplo da criação, em 1965, do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE) vinculado ao Ministério das Minas e Energia (MME). O DNAE tinha também competência para gestão das águas brasileiras, evidenciando-se assim a predominância do setor elétrico na gestão de recursos hídricos brasileira (BRAGA et al., 2015).

A influência das discussões durante a Conferência de Estocolmo (1972) promoveu crescente discussão em nível mundial a respeito dos impactos ambientais, planejamento e gestão dos recursos naturais. De certo modo, também causou crescente preocupação dos setores técnicos brasileiros. O Brasil veio a implementar a Lei nº 6.938 (BRASIL, 1981), que instituiu a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), dando início à fase holística (BENJAMIN, 1999; BRAGA et al., 2015). Ressalta-se que, segundo Santos (2004), a mudança de postura governamental se deu por pressões de instituições financeiras internacionais que passaram a exigir estudos de impactos ambientais como pré-requisito para financiamentos.

A Lei nº 6.938/1981 veio como ponto de inflexão na legislação relativa aos recursos hídricos. Se por um lado ela instituiu diretrizes de avaliação de impactos, planejamento,

gerenciamento e zoneamento ambiental utilizando como unidade territorial a bacia hidrográfica, por outro criou o Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA) e o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA). Além disso, era a primeira vez que documentos legais contemplavam uma proposta baseada em concepções modernas de avaliação e gerenciamento do espaço (SANTOS, 2004). Começa então a ideia de que a água é um recurso finito, apresentando algum nível de escassez e essencial para os diversos usuários que dependem da mesma, por isso pode-se associar a ela um valor econômico (CAMPOS; STUDART, 2003).

Além do exposto, diversas ações descentralizadas começam a nascer. Já em 1978, no Estado de São Paulo, foi criado o Comitê Especial de Estudos Integrados de Bacias Hidrográficas (CEEIBH) com atribuições consultivas para as bacias do Rio Paraíba do Sul e do Rio São Francisco. Nesse quesito, incluiu-se na pauta a integração da discussão institucional junto à técnica, fazendo com que o debate, antes concentrado nos órgãos governamentais, abrangesse demais segmentos sociais (ANA, 2002; BRAGA et al., 2015).

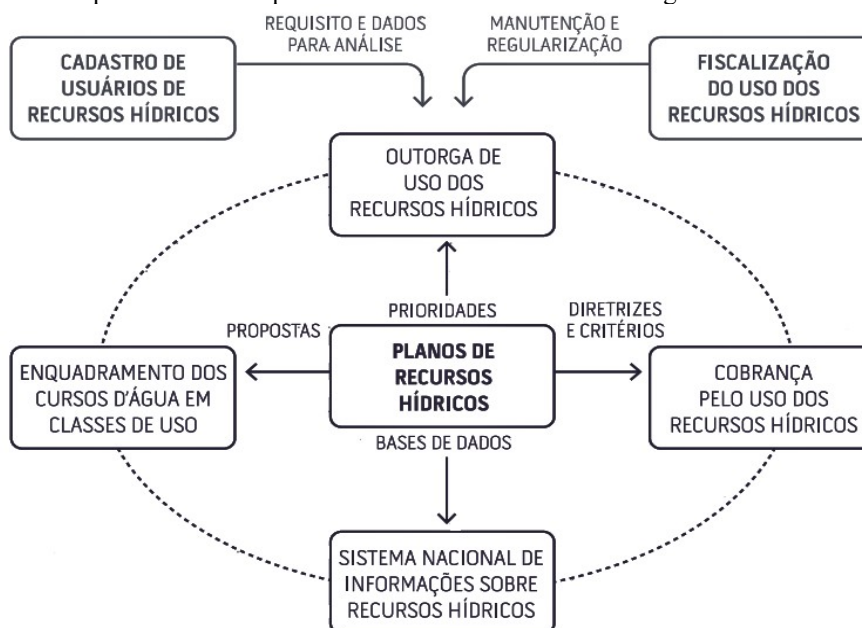
Em 1987, a Associação Brasileira de Recursos Hídricos (ABRHidro) tornou pública a Carta de Salvador, que enfocava a necessidade de aperfeiçoamento da legislação a respeito dos usos múltiplos dos recursos hídricos, a gestão participativa e descentralizada e a criação do Sistema Nacional de Informações sobre os Recursos Hídricos (SNIRH) (BRAGA et al., 2015). Por fim, a Constituição Federal promulgada de 1988, em seu Artigo 21, Inciso XIX, dá a União competência de instituir o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SINGREH) e definir critérios de outorga e direito de uso (BRASIL, 1988).

Somente em 1997 foi instituída a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) e criado o SINGREH, através da Lei nº 9.433 (BRASIL, 1997). Tal fato concretizou a decisão do país em enfrentar o difícil equacionamento entre demandas crescentes e o avanço da degradação da qualidade e quantidade das águas (BRAGA et al., 2015). A lei incorpora o conceito da gestão descentralizada e participativa, principalmente através de seus instrumentos de gestão, além de reconhecer seu valor econômico e definir os usuários preferenciais em situações de escassez (BRASIL, 1997).

A implantação da PNRH de fato deve ser concretizada através de seus instrumentos de gestão, que são fortemente interdependentes. Sua implantação demanda não somente articulação técnica, política e institucional, mas também participação e aceitação de que haverá benefício para as gerações atual e futuras (BRAGA et al., 2015). Os instrumentos de gestão previstos pela Lei Federal nº 9.433 são: o Plano de Bacia, que define a política de

recursos hídricos no âmbito da bacia; o Enquadramento, que define os parâmetros de qualidade ao longo do rio de acordo com os usos preponderantes; a Outorga, que assegura o controle qualitativo e quantitativo dos usos; a Cobrança, que funciona como aporte de recursos para a bacia além de racionalizar o uso da água; e o Sistema de Informações, que serve de banco de dados das informações hídricas da bacia. Os instrumentos inter-relacionam-se conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Interdependência e complementaridade dos instrumentos de gestão da Lei nº 9.433/1997



Fonte: ANA (2017a)

A criação da ANA pela Lei nº 9.984 (BRASIL, 2000c) consolidou a ampla reforma político-institucional de gestão dos recursos hídricos brasileiros. A agência de águas tem como missão implementar e coordenar a gestão compartilhada e integrada das bacias hidrográficas brasileiras através da PNRH e do SINGREH. A ANA também regulamenta as outorgas de usuários em rios de domínio da União (BRASIL, 2000c; BRAGA et al., 2015). Na Tabela 1, é possível observar, resumidamente, a evolução institucional na gestão ambiental e dos recursos hídricos no Brasil.

Como pode-se observar, os efeitos da degradação ambiental na disponibilidade hídrica aliados à pressão de agentes do exterior foram responsáveis por promover a mudança na gestão dos recursos hídricos brasileiros. Trata-se da mudança de um modelo antes autoritário e concentrado para um modelo democrático, descentralizado e com participação de diferentes segmentos da sociedade, como agentes públicos, usuários e sociedade civil organizada, fazendo com que decisões particulares de cada região hidrográfica sejam tomadas pelo seu respectivo comitê de bacia (CAMPOS; STUDART, 2003; JACOBI; BARBI, 2007).

Tabela 1 - Evolução normativa a respeito do meio ambiente e gestão de recursos hídricos

Tipo de Norma	Data	Assunto
Decreto nº 24.643	10/07/1934	Institui o Código de Águas
Lei nº 4.771	05/09/1965	Institui o Novo Código Florestal
Lei nº 5.197	03/01/1967	Dispõe sobre a Proteção à Fauna
Decreto-Lei nº 221	28/02/1967	Dispõe sobre a proteção e estímulos à pesca e dá outras providências
Lei nº 6.513	20/12/1977	Dispõe sobre a criação de Áreas Especiais e de Locais de Interesse Turístico; sobre o inventário com finalidades turísticas dos bens de valor cultural e nacional
Lei nº 6.938	31/08/1981	Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus afins e mecanismos de formulação e aplicação e dá outras providências
Resolução CONAMA nº 001	23/01/1986	Estabelece diretrizes para avaliação de impacto ambiental
Lei nº 7.511	07/07/1986	Altera dispositivos da Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965, que institui o novo Código Florestal
Constituição Federal	05/10/1988	Artigo 21, XIX – Delega à União a competência de instituir o SINGREH e definir critérios de outorga Artigo 22, IV – Compete privativamente à União legislar sobre águas, energia ... Artigo 23, XI – Compete à União, Estados, Distrito Federal e Municípios registrar, acompanhar e fiscalizar as concessões de direitos de pesquisa e exploração de recursos hídricos... Artigo 176 – O aproveitamento de potenciais de energia hidráulica somente poderá ser efetuado mediante autorização da União ... Artigo 225 – Capítulo do Meio Ambiente
Lei nº 7.735	22/02/1989	Cria o IBAMA
Lei nº 7.804	18/07/1989	Altera a Lei nº 6.938 de 31 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus afins e mecanismos de formulação e aplicação
Lei nº 7.990	28/12/1989	Institui a compensação financeira para os entes da federação pela exploração de petróleo, gás natural, recursos hídricos para fins de geração de energia ...
Decreto nº 99.274	06/06/1990	Regulamenta a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 e Lei nº 6.902, de 27 de abril de 1981, que dispõe sobre Estações Ecológicas
Decreto nº 1.354	29/12/1994	Institui, no âmbito do Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, o Programa Nacional da Diversidade Biológica e dá outras providências
Lei nº 9.427	26/12/1996	Institui a ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências
Lei nº 9.433	08/01/1997	Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos
Lei nº 9.605	12/02/1998	Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de consultas e atividades lesivas ao meio ambiente e dá outras providências
Lei nº 9.984	17/07/2000	Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da PNRH, de coordenação do SINGREH e responsável pela instituição de normas para a regulação da prestação dos serviços públicos de saneamento básico
Lei nº 11.445	05/01/2007	Estabelece diretrizes nacionais para o saneamento básico

Fonte: Adaptado de Santos (2004) e Brasil (2005)

2.1.2 Organização Institucional

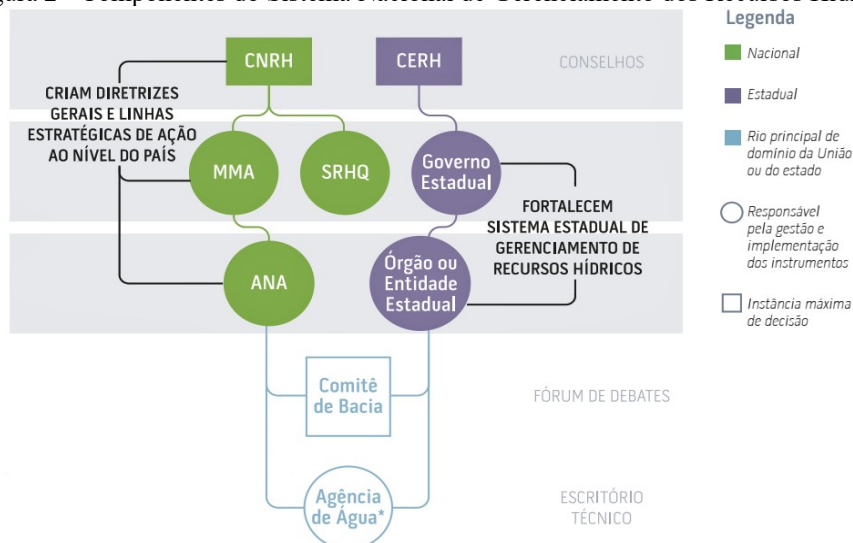
A normatização referente à gestão dos recursos hídricos brasileiros segue vários princípios como o valor econômico, o atendimento aos usos múltiplos e a gestão descentralizada e participativa. De modo a garantir tal forma de aplicação, um conjunto de instituições, governamentais ou não, constituem o SINGREH. Fazem parte desse sistema o Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), a Secretaria de Recursos Hídricos e Ambiente Urbano do Ministério do Meio Ambiente (SRHU/MMA), a ANA, os conselhos de recursos hídricos dos Estados e do Distrito Federal, os órgãos do poder público (União e Estados) responsáveis pela gestão de recursos hídricos, os comitês de bacia e suas respectivas agências de água (BRAGA et al., 2015; ANA, 2019c).

Na Figura 2, pode-se encontrar um resumo da estrutura do SINGREH. No âmbito federal, o CNRH é o órgão máximo do SINGREH, responsável por amparar a PNRH e deliberar, em instância máxima, os conflitos entre usuários. É composto por representantes do poder público, dos usuários e da sociedade civil. A SRHU é a entidade responsável pela formulação, acompanhamento e monitoramento da implementação da PNRH. A SRHU também atua como secretaria executiva do CNRH. Já a ANA tem por função a coordenação e execução do SINGREH. Além disso, ela também tem papel regulador em rios de domínio da União (PEREIRA, 2003; BRAGA et al., 2015).

No âmbito estadual, fazem parte do SINGREH: o Conselho Estadual de Recursos Hídricos (CERH), que é o órgão de instância máxima estadual, responsável por custear a Política Estadual de Recursos Hídricos e resolver os conflitos entre os usuários; e o órgão estadual gestor de recursos hídricos que é encarregado de coordenar a implantação da Política Estadual de Recursos Hídricos além de regular os usuários (ANA, 2002; BRAGA et al., 2015).

Como a Lei 9.433 (BRASIL, 1997) tem como unidade de gestão a bacia hidrográfica, o SINGREH também tem órgãos que abrangem essa unidade. Segundo Braga et al. (2015) o Comitê de Bacia é um colegiado composto por representantes do poder público, dos usuários e da sociedade civil. Tal entidade é incumbida de aprovar e fiscalizar o plano de recursos hídricos e propor determinada metodologia de cobrança. Já a Agência de Água é encarregada de dar apoio técnico e executivo ao comitê, elaborar o plano da bacia, além de manter o cadastro de usos, outorgas e balanço hídrico. Adicionalmente, a Agência também é executora da metodologia de cobrança (ANA, 2002).

Figura 2 - Componentes do Sistema Nacional de Gerenciamento dos Recursos Hídricos



*Agência de água ou entidade com função legal semelhante / órgão estadual gestor dos recursos hídricos.

Fonte: ANA (2017a)

Quando se trata de empreendimentos hidrelétricos, o SINGREH atua de maneira especial. No caso da outorga, ela deve ser concedida pela autarquia outorgante: ANA, no caso de rios de domínio da união e SRH, no caso de rios de domínio estadual. Entretanto, por se tratar de intervenções que podem impactar o Sistema Interligado Nacional (SIN), este exige uma outorga para a exploração do potencial hidráulico, concedida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Portanto, necessita-se de duas outorgas: uma de uso da água e outra da exploração energética em si (BRASIL, 2005; CAMPAGNOLI; DINIZ, 2012; BRAGA et al., 2015).

Na operação das usinas, é importante que se considere a visão holística do sistema, ou seja, a operação deve considerar integralmente todos os afetados, direta e indiretamente, pelo barramento (CAMPAGNOLI; DINIZ, 2012). Diante da importância e dos possíveis impactos da operação dos sistemas hidrelétricos nos demais usuários, o Brasil conta com uma instituição responsável pelo planejamento e programação da operação, bem como o despacho centralizado da geração de todo SIN, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2017a).

Entretanto, o ONS se vê constantemente diante de um cenário complexo, já que muitas outorgas impõem restrições de defluência mínima e volumes de espera para amortecimento de cheias, o que afeta a capacidade de regularização dos reservatórios do SIN (ZAMBON et al., 2014). Essas situações podem afastar o operador do ponto ótimo operacional, já que, em situações de escassez, o operador deveria estocar água e acaba liberando-a para atender as demandas a jusante do empreendimento ou obrigando-o a aportar água quando o ideal seria sua liberação (BRASIL, 2018b).

2.2 CRISES HÍDRICAS NO BRASIL

A magnitude continental do Brasil reflete em suas características climáticas. Entretanto, as secas mostram-se presentes em todas regiões, afetando principalmente o abastecimento humano, a geração hidrelétrica e a agricultura. Como a situação de escassez hídrica é definida pela superação da oferta pela demanda, o fenômeno da seca agrava tal quadro (CGEE, 2016a).

Verifica-se ainda que as mudanças climáticas tendem a intensificar as secas, aumentando sua frequência, principalmente nas bacias do SAB, NEB, leste da Amazônia e centro-leste do Brasil. Adicionalmente, diferentes simulações das condições meteorológicas nos próximos 100 anos convergem para a intensificação dos períodos secos (MARENGO et al., 2012; IPCC, 2014). Porém, crises hídricas foram sempre presentes na história brasileira, principalmente no NEB.

2.2.1 Histórico

Há registros de diversas secas ao longo da história brasileira, principalmente no SAB. Eventos extremos no NEB são registrados desde o século XVI. Essa região historicamente denota fragilidade na infraestrutura de suporte e defasagem da resposta governamental aos eventos de seca (CGEE, 2016a). As várias secas registradas, como as de 1877-79, 1888-89, 1898, 1900, 1903, 1915, 1919-20, 1931-32, 1942, 1951, 1953, 1958, 1979-83, 1987, 1990, 1992-93, 1997-98, 2002-03, 2010-17, acabam impactando os diversos setores da sociedade, já que são perdidas safras agrícolas inteiras, vários animais acabam morrendo, há acréscimo do desemprego, diversas fontes de água são exauridas, porções de terra desertificadas culminando num cenário de degradação ambiental (CGEE, 2016a, 2016b).

Até o século XIX não havia nenhuma infraestrutura ou sistema de apoio aos refugiados pela seca. A exemplo da seca de 1877-79, em que mais de 50% da população cearense morreu, quase a totalidade dos rebanhos da região foi dizimada e a produção de grãos foi perdida (SMITH, 1879; CGEE, 2016a). É interessante ressaltar que, nesse momento, as respostas do governo eram sempre defasadas temporalmente e majoritariamente assistencialistas. Apenas em 1906 o primeiro grande açude foi inaugurado (CGEE, 2016a).

Já do começo do século XX até o fim da década de 1950, o governo passou a criar abrigos para manter os refugiados pela seca, reduzindo o impacto nas cidades antes receptoras. Além disso, no ano de 1909, o governo criou o IOCS, atual DNOCS, passando a investir em infraestrutura hídrica através da açudagem numa tentativa de garantir maior segurança hídrica para a população do interior do SAB (CGEE, 2016a).

Pode-se afirmar que as décadas de 1940-50 foram de fundamental importância para o SAB, já que nessa época foram criadas várias instituições visando a garantia de abastecimento através de intervenções estruturais e, além disso, apoiando o desenvolvimento do NEB. Em 1940 foi criada a Superintendência do Vale do São Francisco, atual CODEVASF; em 1952 foi fundado o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) para apoio financeiro e em 1959 criou-se a Superintendência do Desenvolvimento no Nordeste (Sudene) (CGEE, 2016a).

Instituições internacionais também tentaram incentivar o desenvolvimento do NEB, principalmente o Banco Mundial, que na seca de 1979-83 criou projetos que incentivavam o desenvolvimento rural integrado, educacional e de saúde pública. Além disso, na seca de 1990 o foco do Banco Mundial passou a ser a aplicação descentralizada, onde as comunidades locais passaram a executar plenamente os projetos (CGEE, 2016a).

O arcabouço institucional associado às medidas estruturais garantiu aos moradores do NEB um grau relativo de segurança hídrica, ajudando-os a enfrentar as secas. Aliado a isso, a Constituição de 1988 (BRASIL, 1988) garantiu autonomia aos Estados para tomarem medidas descentralizadas de combate às consequências das secas, a exemplo das frentes de emergência, que criaram mais de 3 milhões de empregos temporários e, de certo modo, reduzindo a migração da população (CAMPOS, 2015; CGEE, 2016a).

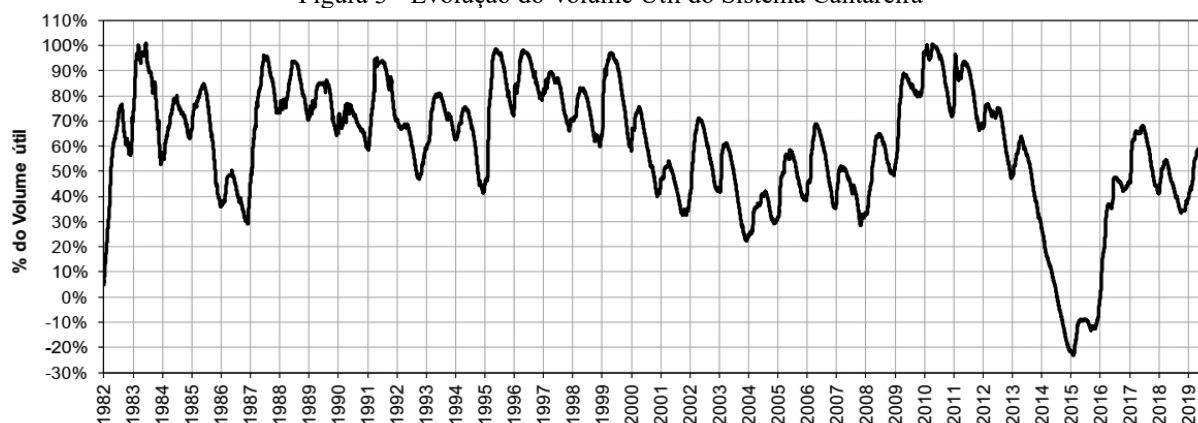
A partir da década de 1990 o gerenciamento de recursos hídricos dessa região foi priorizado pelas novas instituições, as quais passaram a avaliar a interface gerencial entre oferta e demanda. O protagonista dessa mudança é o Projeto Áridas que, além de fazer planejamento a médio e longo prazo, focou na questão da sustentabilidade socioeconômica e ambiental e na gestão das secas, obtendo respostas melhores que programas anteriormente propostos (VIEIRA, 1996; CGEE, 2016a).

Entretanto, não só a região do NEB enfrenta crises de seca. Em 1963-64, 1982-83, 1987, 1997-98, 2005, 2010, boa parte da floresta Amazônica foi atingida pelos eventos de seca extrema, com forte influência do El Niño Oscilação Sul (ENOS) (MARENGO et al., 2008, 2011; ALVES et al., 2012). Houve registros de incêndios florestais, prejuízos no transporte, preponderantemente fluvial, abastecimento, cerca de 100 mil toneladas de peixe foram perdidas, causando perdas na produção de pescado. Estima-se que cerca de 137 mil famílias foram afetadas (CGEE, 2016a).

Já nos anos de 1950-55, 1985, 2001, 2006, 2014-15, a Região Metropolitana de São Paulo também enfrentou crises em seu sistema de abastecimento, com destaque para a crise de 2014-15, a maior já registrada, como mostra a Figura 3. As crises se deram principalmente

pelas chuvas abaixo da média, que levaram à deficiência na reposição dos níveis do Sistema Cantareira, que abastecia 45% da região metropolitana, causando a maior seca em 84 anos de registros. Foi necessário que a população e os empreendimentos comerciais se adaptassem a conviver com políticas de racionamento de água, além disso, as áreas de abastecimento foram redistribuídas, houve redução de pressão nas redes e houve incentivos ao controle de perdas na distribuição causando uma redução de cerca de 20% na demanda. Além disso, novas obras emergenciais foram executadas e garantiram a recuperação dos níveis do sistema, principalmente a partir do ano de 2017 (SUZUKI; ZAMBON; YEH, 2015; CGEE, 2016a; SORIANO et al., 2016; ZOU et al., 2018).

Figura 3 - Evolução do Volume Útil do Sistema Cantareira



Fonte: Adaptado de ANA (2019d)

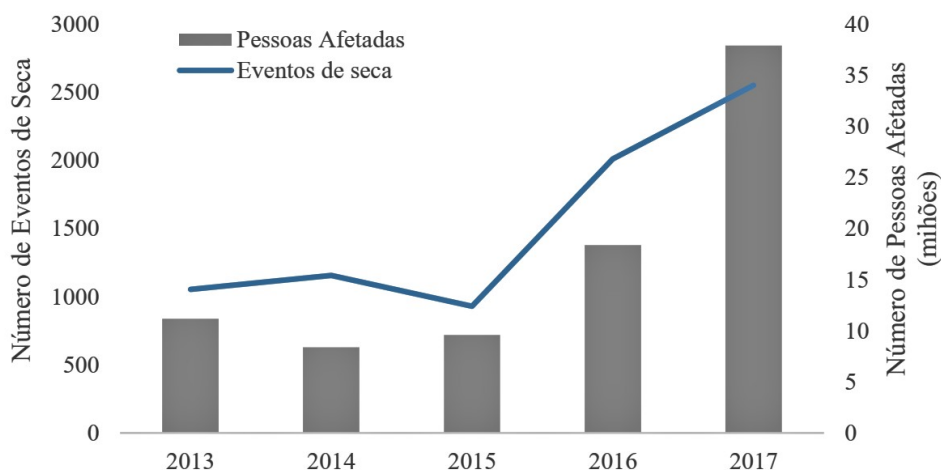
Na região Sul também há registros de eventos extremos de seca, principalmente por ser uma região sujeita à elevada influência do ENOS (MENDI; DWARAKISH, 2015). A seca que se alastrou entre os anos de 2008-09 gerou prejuízo para o setor agropecuário, com perdas nas lavouras de trigo, soja, feijão e milho, além de dificuldade de reposição do feno e deficit no abastecimento humano. Ainda nesta seca, 96 municípios decretaram estado de emergência (FBDS, 2009).

Segundo a ANA, entre os anos de 2003 a 2017, 2.839 municípios, 51% do total brasileiro, decretaram situação de emergência ou estado de calamidade pública, afetando 38 milhões de brasileiros. As condições hidrológicas de 2017 em especial foram as piores dos últimos 5 anos, como mostrado pelo número de secas apresentado na Figura 4. Como consequência, mais pessoas sofreram com os efeitos da seca. Ressalta-se ainda que 80% residem no NEB. Nesse ano foram registradas as menores afluências naturais ao reservatório de Sobradinho (ANA, 2018a).

Ainda assim, outras importantes regiões foram afetadas pela seca nesse mesmo período. Nos anos de 2014-15, na região Sudeste, a escassez afetou as atividades de

navegação e de produção de energia hidrelétrica. Essa região representa o maior potencial de armazenamento do SIN. Entre os anos de 2016 e 2017, a região Centro-Oeste enfrentou forte racionamento de água para evitar o esgotamento de seus reservatórios. Na bacia do Rio Tocantins também houve registro de quedas no volume d'água armazenado em Turucuí, seu maior reservatório, que atingiu 6% de seu volume útil (ANA, 2017a, 2018a).

Figura 4 - Secas no Brasil entre 2015 e 2017



Fonte: Adaptado de ANA (ANA, 2018a)

A região do SAB é a que mais passa por situações extremas, mesmo com o histórico recorrente de secas e de investimentos em obras estruturais. Porém, segundo Gutiérrez et al. (2014), ainda existem lacunas e oportunidades para se investir, a exemplo da necessidade de investimentos em sistemas de monitoramento, previsão e alerta, além de planejamento de respostas.

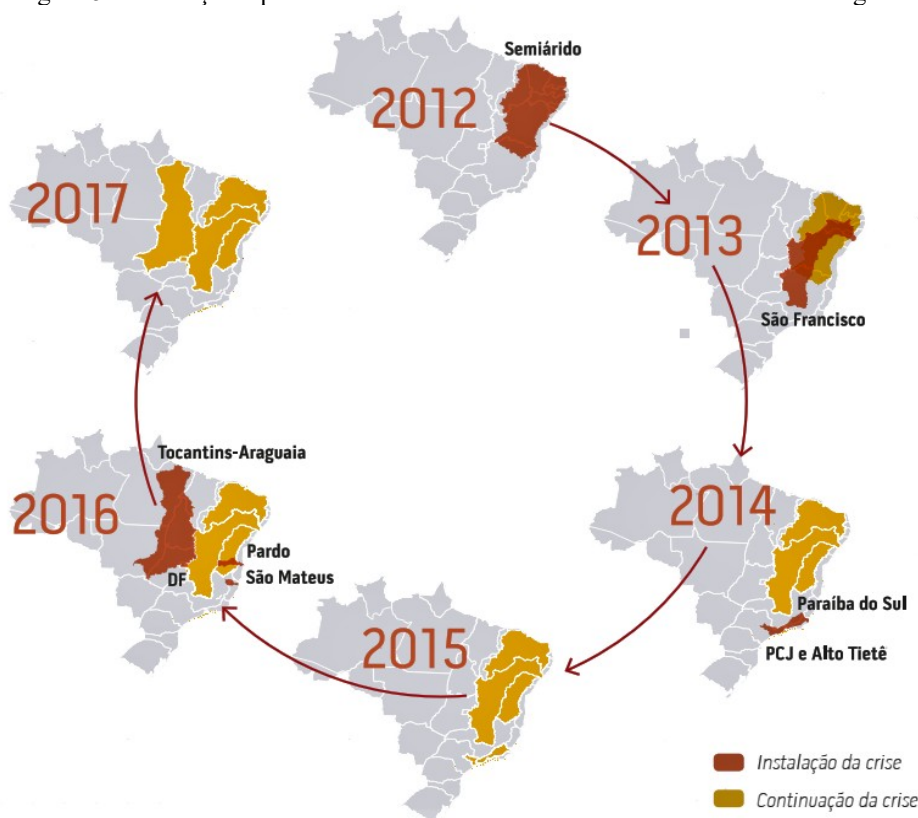
Tal fato é constatado pelo Centro Universitário de Estudos e Pesquisas sobre Desastres (2016), que afirma que 19,8% dos prejuízos por desastres hidrológicos entre 1995 e 2014 no Brasil são concentrados no NEB. Segundo Bastos et al. (2013), que avaliaram a tendência dos impactos das secas nos mercados locais, existe uma tendência de perdas de trabalhos, principalmente no setor agrícola e de migração entre os grupos mais jovens.

2.2.2 A interação do Semiárido com a Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco

A precipitação abaixo da média observada a partir de 2012 em diferentes regiões do país vem prejudicando os diversos usuários de águas, principalmente os setores que dependem do volume armazenado nos reservatórios, como a irrigação, navegação e geradoras de energia hidrelétrica. Os reflexos da seca também atingem a economia, principalmente pelo encarecimento da energia elétrica devido ao deplecionamento acentuado dos reservatórios para atender as restrições de vazão mínima, que forçam o SIN a acionar o sistema termelétrico, repassando os custos maiores de geração ao consumidor final (GALVÃO; BERMANN, 2015; ANA, 2017a, 2018a).

Percebe-se certo grau de persistência nas secas, principalmente na última década, como apresentado na Figura 5. Entretanto, sabe-se que alguns fatores podem intensificar as crises, como o desmatamento e a erosão dos solos (CGEE, 2016b). Além disso, diversos fenômenos atmosféricos podem causar e amplificar os eventos de seca. Estudos mostram que o clima do NEB e na BHSF tem forte relação com o El Niño-Oscilação Sul (ENOS) e com a temperatura superficial do Oceano Atlântico (GALVÍNCIO; SOUSA, 2002; ANDREOLI; KAYANO, 2007; MENDI; DWARAKISH, 2015).

Figura 5 - Instalação e permanência da crise hídrica em diferentes bacias hidrográficas



Fonte: ANA (2017a)

Historicamente, o total médio precipitado no SAB gira em torno 500 mm/ano que, se comparado as outras regiões brasileiras, é baixo. Além disso, concentra-se em três ou quatro meses do ano (ALBUQUERQUE; RÊGO, 2013). Associado a este fato, a evapotranspiração na região é bastante elevada, atingindo 2.000 mm/ano, além da formação geológica, de predominância cristalina, fatores que dificultam o escoamento e a formação de aquíferos (CGEE; ANA, 2012; CONFALONIERI et al., 2014; ANA, 2017a). Adicionalmente, a infraestrutura hídrica não é hidrológicamente robusta, ou seja, a maioria dos reservatórios não garantem 100% de confiabilidade nem nas secas anuais (ALBUQUERQUE; RÊGO, 2013).

Mendi e Dwarakish (2015) afirmam que a presença de eventos de ENOS funciona como fator agravante para as condições hidrológicas e climáticas do SAB. Segundo Andreoli e Kayano (2007) e Marengo et al. (2017), o El-Niño tem forte influência nos eventos de secas severas no NEB. Entretanto, a posição da ZCIT também interfere na variabilidade interanual das precipitações do NEB, causando anomalias de temperatura superficial do Oceano Atlântico Tropical principalmente nos períodos úmidos (NOBRE; SRUKLA, 1996; AMORIM; CHAVES; SILVA, 2014; CGEE, 2016a).

Ao se avaliar os cenários de mudanças climáticas previstos pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), os modelos atmosféricos predizem que as secas no NEB, principalmente no SAB, tendem a ser ainda mais extremas, com eventos mais frequentes e prolongados (CONFALONIERI et al., 2014; IPCC, 2014; ANA; GGES, 2016). Como consequência para o setor energético, o custo marginal operacional entre 2017 e 2027 pode passar de R\$ 100/MWh para um cenário normal para mais de R\$ 200/MWh em um cenário de baixas afluências (IBRD/IDA, 2017). Entretanto, apenas no período de baixas afluências o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema ultrapassou R\$ 1.500/MWh no ano de 2013 (ONS, 2020a).

Ainda segundo o CGEE e ANA (2012), o NEB é uma das regiões mais sensíveis às mudanças climáticas devido ao aquecimento global. Os modelos de simulação climática convergem para o aumento de temperatura média da ordem de 3°C e para a redução das chuvas dessa região. Vale ressaltar que alguns modelos também demonstram a tendência na redução das precipitações na região do Estado de Minas Gerais e no Distrito Federal, sub-bacias com contribuição considerável para o Rio São Francisco, podendo levar a uma redução de 35% na vazão ainda na primeira década do atual século (MARENGO et al., 2012; SILVEIRA et al., 2016).

Devido às secas históricas no NEB, a BHSF é considerada estratégica para ajudar a região a enfrentar os períodos de seca extrema, garantindo segurança hídrica, principalmente por 54% do seu território contemplar o SAB (CBHSF, 2016). Com este fim, está em implantação o PISF, um projeto de integração de bacias hidrográficas que interliga a Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco com as Bacias em estado crítico do Nordeste Setentrional (ANA, 2018a).

O projeto conta com uma vazão total de reforço de 26,4 m³/s e é dividido em dois eixos principais, apresentados na Figura 6. O Eixo Leste conduzirá 10,0 m³/s enquanto o Eixo Norte conduzirá 16,4 m³/s, que atenderiam as demandas projetadas para 2025 nas regiões atendidas. Já em situações favoráveis, quando Sobradinho estiver com volume acima de 94%, a vazão total transposta pode chegar a 127,0 m³/s (ANA, 2005; ROMAN, 2017).

Figura 6 - Infraestrutura do PISF - Eixo Norte e Leste



Fonte: ANA (2017a)

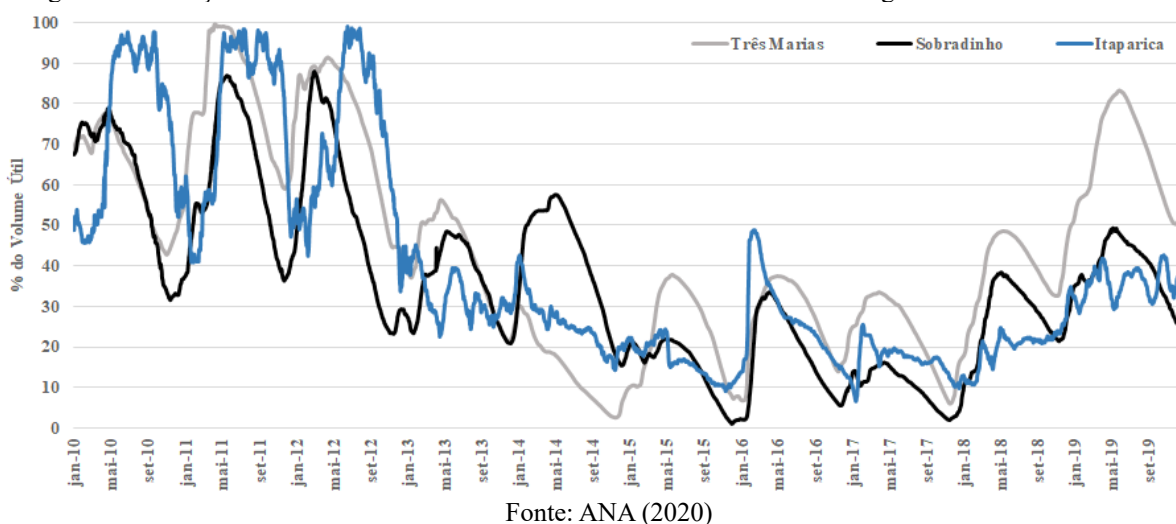
Entretanto, Farias et al. (2017) afirmam que a implantação de adutoras é imprescindível para o sucesso do projeto, já que reduzem consideravelmente as perdas por evaporação e infiltração em relação aos canais. Segundo o Ministério do Desenvolvimento Regional (2019a), o projeto encontra-se em etapa de estudos para contratação da empresa gestora.

Segundo o Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil, desde março de 2017 as águas do Eixo Leste chegaram ao Açude Boqueirão, Paraíba, e a recuperação de volume do açude possibilitou a retomada de culturas agrícolas, além de encerrar o racionamento de água imposto desde dezembro de 2014 à população de Campina Grande e região (ANA, 2018a).

Diante da situação de escassez, dos anos 2014 a 2017 a ANA interveio na gestão dos reservatórios do NEB, implementando regras de restrição dos usos de água e aplicando termos de alocação negociada para a operação dos reservatórios com balanço desfavorável. Além disso, ações do governo atuam como amparo político-econômico e, nesse quesito, podem-se citar o Seguro Safra, Bolsa Família, carros-pipa e a venda de milho subsidiado a pecuaristas, fazendo com que a população sinta menos os efeitos da seca. Já ANA vem investindo em programas que estimulam a preservação de mananciais, como é o caso do programa Produtor de Água (ANA, 2017a, 2018a, 2019e).

Os baixos níveis de afluência da última década e a operação dos reservatórios visando o atendimento das descargas mínimas acabaram deplecionando os volumes armazenados nas UHEs da BHSE, como mostra a Figura 7. Para tentar atenuar as consequências da seca, a ANA criou uma sala de crise para o São Francisco, focando na garantia de segurança hídrica. Tal sala foi uma das entidades responsáveis pelas sucessivas reduções de vazão a jusante nas UHE's da bacia, como mostra a Figura 8 (ANA, 2017a).

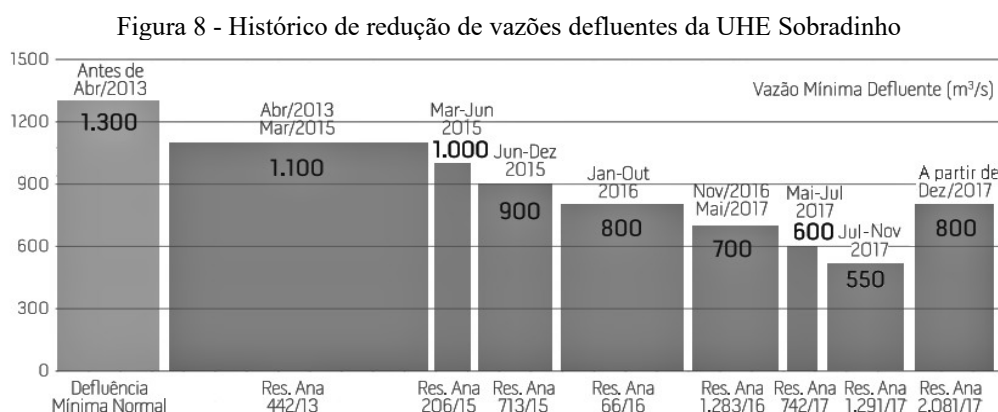
Figura 7 - Evolução dos volumes armazenados nos reservatórios da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco



Fonte: ANA (2020)

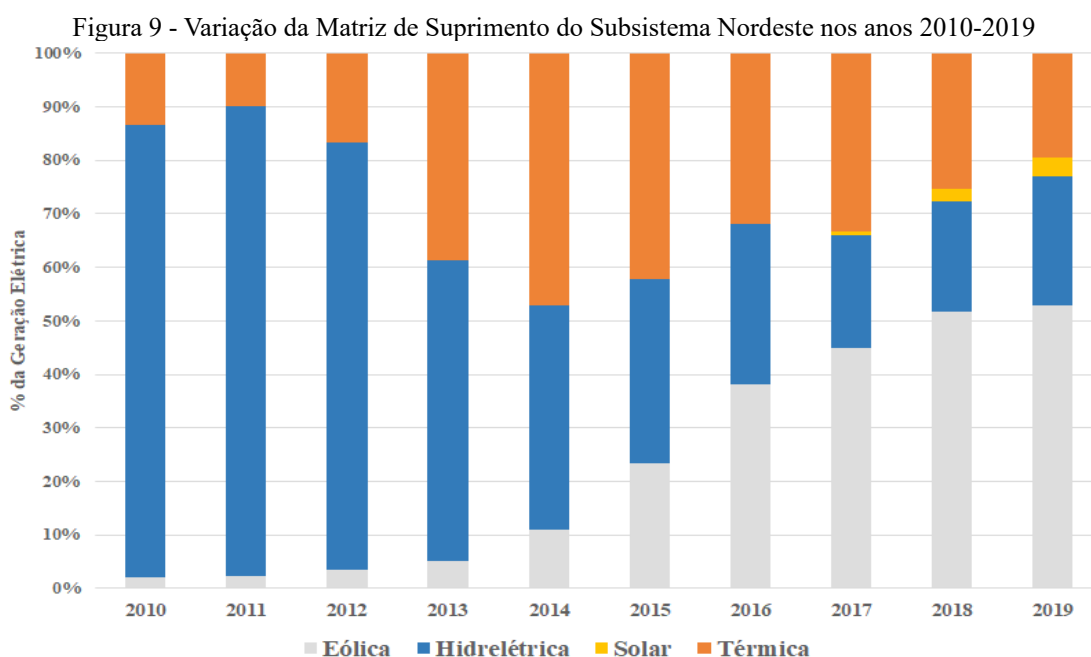
Os baixos volumes põem em risco o atendimento aos usuários das bacias e podem gerar conflitos entre os diversos usuários das águas da bacia. Galvão e Bermann (2015) afirmam que empreendimentos hidrelétricos já são causa de conflitos que flexibilizam as restrições em prol da produção hidrelétrica. Há registros recentes de conflitos entre os diversos usuários da UHE Billings e UHE Barra Bonita (PENTEADO; ALMEIDA;

BENASSI, 2017), UHE's implantadas na BHSF (MENDES et al., 2015), em algumas bacias hidrográficas do Estado de Minas Gerais (IGAM, 2018) e possivelmente acontecerá na região da Floresta Amazônica (FURTADO LOUZADA; RAVENA, 2018).



Fonte: Adaptado de ANA (2017a)

Alguns estudos já avaliam os impactos da seca de 2012-18 e das mudanças climáticas e no setor energético brasileiro, já que 63,1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica para o país está em empreendimentos hidráulicos (ANEEL, 2018). Diante das restrições impostas ao sistema hidrelétrico implantado na BHSF pelo contexto de mudanças climáticas e escassez hídrica, de Jong et al. (2018) afirmam que o suprimento hidráulico-energético dessas usinas caiu consideravelmente, como mostrado na Figura 9, e ainda tende a decrescer até 2030.



Fonte: Adaptado de ONS (2020a)

2.3 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

As crises hídricas demandam uma atenção especial junto ao setor elétrico, responsável pela operação das UHE's, para que a segurança hídrica seja mantida, garantindo minimização dos conflitos pelo uso da água. Porém, entre os anos 2013-2015, houve registros de conflitos nas bacias do Sudeste, levando o poder público a utilizar o volume morto dos reservatórios de abastecimento e o setor elétrico a reduzir vazões defluentes dos barramentos com aproveitamentos hidrelétricos, também implementado na BHSF (BRASIL, 2007; ANA, 2017a).

Com a finalidade de preservar os estoques de água nos barramentos e evitar que um racionamento de energia fosse implantado, o setor elétrico adotou uma política de aumento da geração nas usinas termelétricas (ANA, 2018a), fazendo com que a energia elétrica fosse mais dispendiosa para o consumidor (CEBDS, 2015). Tal fato fez-se necessário já que, pela Lei 9.433 (BRASIL, 1997), a operação dos reservatórios deve garantir a oferta para os múltiplos usuários, e, no período de 2013-2015, as atividades de navegação e as captações em alguns corpos hídricos foram prejudicadas (CEBDS, 2015).

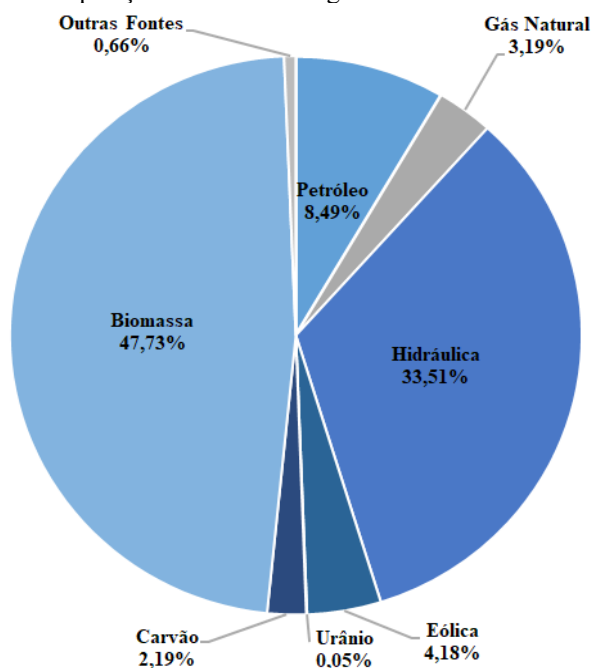
Entretanto, segundo de Jong et al. (2016), a maior penetração da matriz eólica no subsistema Nordeste pode fazer com que os reservatórios deplecionem menos, principalmente nos meses de alta de geração eólica. De fato, o SIN depende fortemente do regime hidrológico, já que 63,1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica é proveniente da matriz hidráulica (ANEEL, 2020). Entretanto, estudos apontam para tendência de redução das precipitações na região Amazônica, área de expansão do setor elétrico, e no NEB, região onde a geração hidrelétrica ainda é majoritária (ANA; GGES, 2016; DE JONG et al., 2016; ANA, 2018a; BRASIL, 2018a).

2.3.1 A Matriz Energética Brasileira

Brasil, China, Rússia, Canadá e Suécia dispõem de inúmeros rios com potencial de aproveitamento hidrelétrico (BRAGA et al., 2015). No caso brasileiro, sua matriz energética é composta preponderantemente de fontes ligadas à biomassa: bagaço de cana e lenha; e hidráulica (EPE, 2019), como mostra a Figura 10.

Entretanto, somente ao se avaliar a matriz de geração elétrica, evidencia-se a dependência do setor elétrico brasileiro à fonte hidráulica (ANA; GGES, 2016), como constatado na Figura 11. No caso do ONS, no ano de 2019 a energia hidráulica foi responsável por 70,6% da produção anual do SIN, correspondendo a 383.425,0 GWh, e responsável por 83,5%, em média, nos últimos 20 anos (ONS, 2020a).

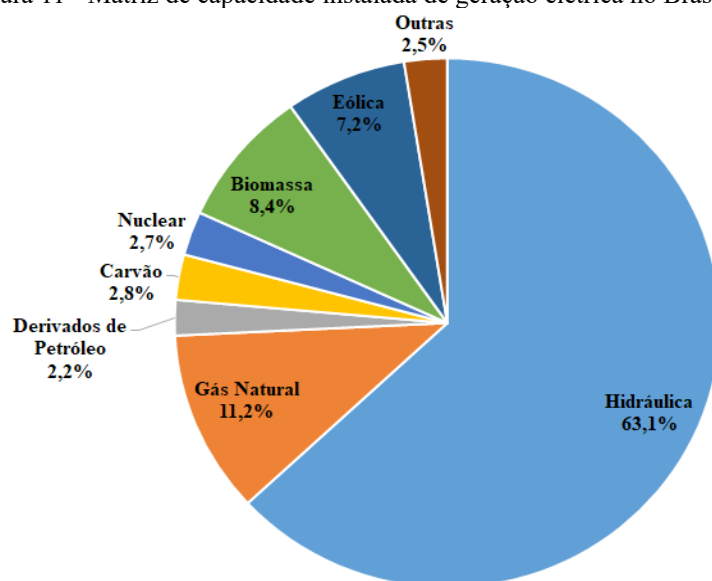
Figura 10 - Composição da Matriz Energética Brasileira: ano base 2018



Fonte: EPE (2019)

A escolha por essa matriz pode ser justificada pela boa disponibilidade de locais adequados à construção de UHE's, aliado ao fato de que apenas 30% do potencial foi aproveitado (BRASIL, 2007). Ao se avaliar a expansão do setor até o ano de 2026, 30% da previsão de expansão da capacidade instalada estão destinados para empreendimentos hidrelétricos, o que equivale a 7.367 MW (BRASIL, 2018a).

Figura 11 - Matriz de capacidade instalada de geração elétrica no Brasil: ano base 2017

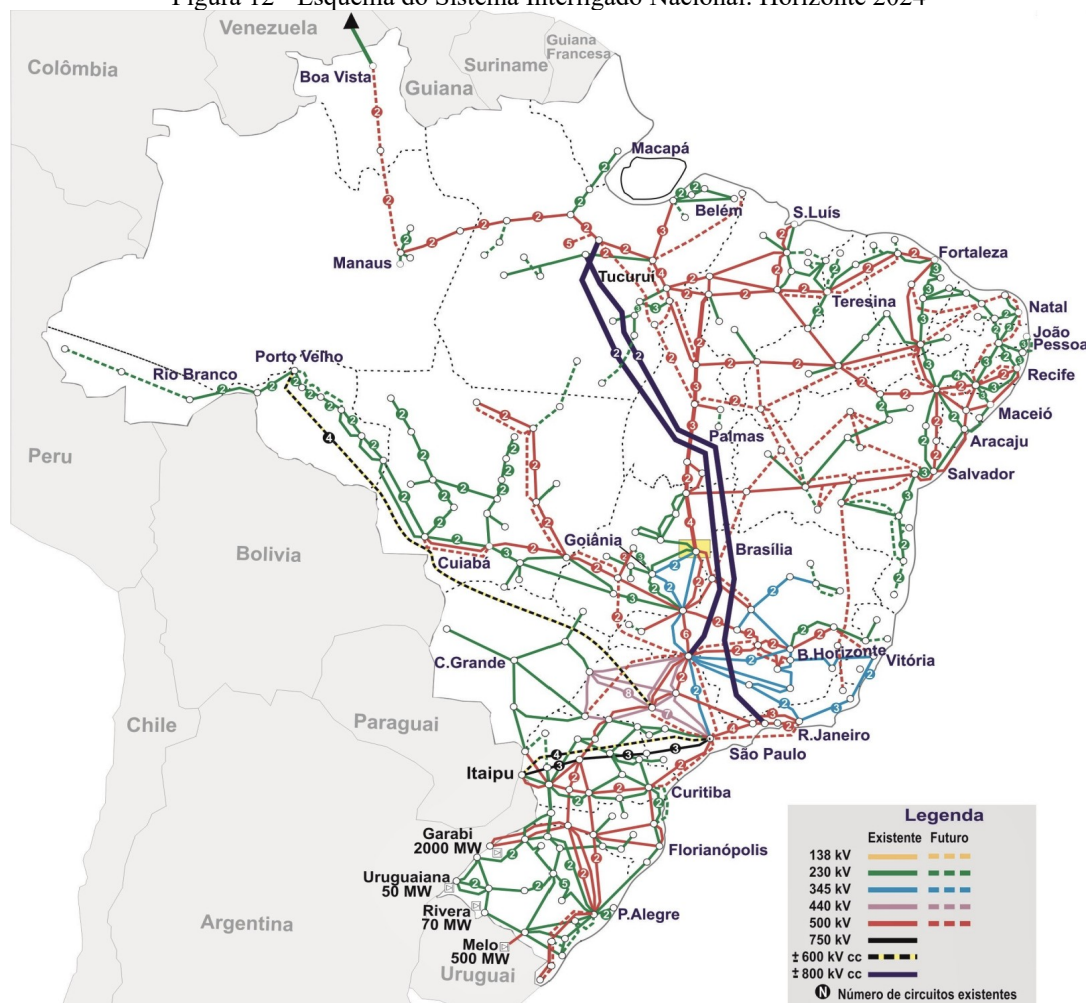


Fonte: EPE (2018)

Ao avaliar-se o inventário de aproveitamentos hidrelétricos, nota-se que os empreendimentos responsáveis por regularizar vazões nas principais bacias hidrográficas

brasileiras encontram-se consideravelmente implementados (CAMPAGNOLI; DINIZ, 2012). Além disso, as diversas restrições socioambientais fizeram com que a expansão do parque hidrelétrico brasileiro seja concentrada em usinas a fio d'água, ou seja, sem capacidade de regularização plurianual. Esse tipo de aproveitamento pode fazer com que o sistema se torne mais vulnerável a cenários extremos, ligados à estocasticidade do sistema, impactando diretamente na operação dos reservatórios (BRASIL, 2007; BRAGA et al., 2015; ANA; GGES, 2016).

Figura 12 - Esquema do Sistema Interligado Nacional: Horizonte 2024



Fonte: ONS (2019^a)

O setor elétrico vem realizando avaliações relacionadas a flexibilidade e capacidade do SIN com intuito de otimizar a expansão do setor. Capacidade está relacionada com a possibilidade do sistema atender toda a demanda a qualquer momento. Flexibilidade relaciona-se com a adaptação do sistema a variações de oferta e demanda em períodos compatíveis com seu planejamento e operação (BRASIL, 2018b).

Além disso, o ONS opera uma rede interconectada de 1.359 aproveitamentos hidrelétricos, 3036 usinas termelétricas, 2 usinas termonucleares, 3.852 usinas fotovoltaicas, 1 usina undi-elétrica e 629 usinas eólicas, chamada de SIN, uma representação das interconexões é apresentada na Figura 12 (ANEEL, 2020). Segundo Diuana et al. (2019), o SIN tem flexibilidade operativa, já que regiões com regimes hidrológicos relativamente complementares são interligados, apresentando ganhos sinérgicos.

2.3.2 A Operação do Sistema Hidro-termo-eólico

De forma a garantir abastecimento elétrico ao Brasil, o ONS faz o planejamento da operação elétrica com diferentes prazos: anual, quadrimestral, mensal, semanal e diário (ONS, 2017a). No ano de 2020 foi implantado o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (DESSEM), que disponibiliza o custo marginal de operação a cada 30 minutos (ONS, 2020b).

Além do DESSEM, segundo o ONS (2020c), existem outras ferramentas computacionais que auxiliam o setor elétrico na tomada de decisão. Nesse quesito destacam-se o Modelo para Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados (NEWAVE), o Modelo para Otimização da Operação de Curto Prazo com Base em Usinas Individualizadas (DECOMP) e o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligado (SUIISHI).

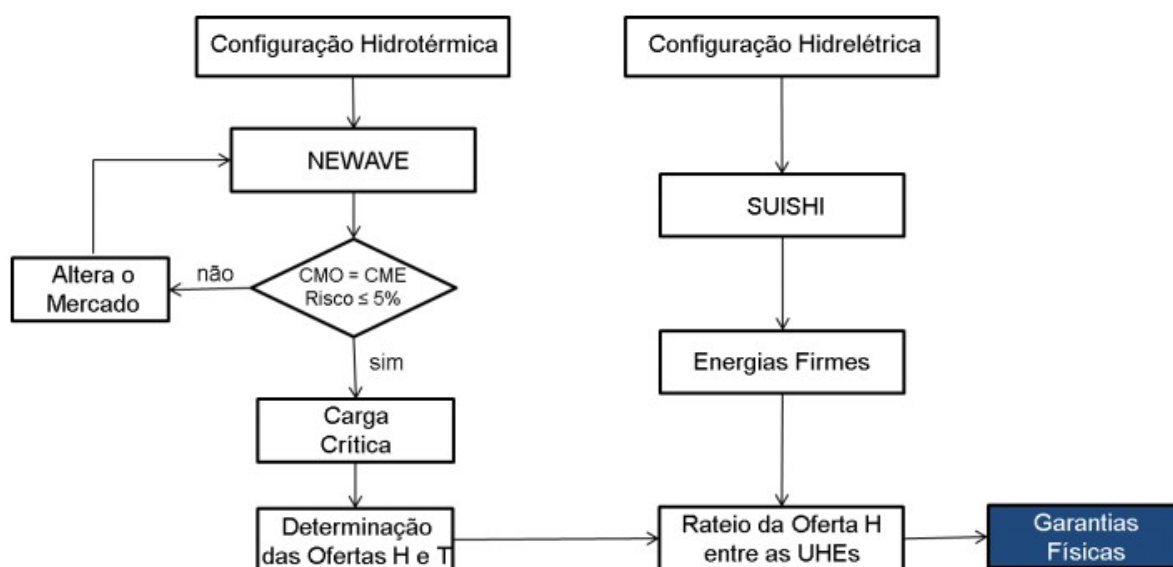
O modelo NEWAVE usa a técnica de otimização por Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para estimar o nível e a geração meta das UHE's do SIN (CEPEL, 2018). O objetivo do NEWAVE é determinar a estratégia de operação de médio prazo, minimizando o valor esperado do custo total de operação (ONS, 2020c). Para algumas simulações, este modelo utiliza-se da geração de 20 séries sintéticas de afluência em diferentes cenários através do Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões (GEVAZP) (BRASIL, 2018a; CEPEL, 2018).

É importante ressaltar que, para possibilitar que o processamento seja menos dispendioso, o NEWAVE reúne os reservatórios do país em 4 grandes reservatórios equivalentes de energia (CEPEL, 2018).

Com os resultados do planejamento de médio prazo, o ONS utiliza-se do DECOMP para fazer o planejamento de curto prazo, ou seja, discretizado em intervalos semanais. Como saída, definem-se os valores de despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, além dos volumes armazenados de cada reservatório do SIN (ONS, 2017b).

Energia firme pode ser definida como a energia atendida pelo parque gerador durante seu período crítico, adotado pelo ONS atualmente, para todas as regiões brasileiras, como junho de 1949 a novembro de 1956. Com finalidade de determinar a energia firme de cada UHE, o ONS utiliza o modelo SUISHI (EPE; ELETROBRAS, 2017; ONS, 2020c). A energia firme de cada UHE é utilizada na metodologia para o cálculo da Garantia Física do empreendimento hidrelétrico, ou seja, a energia máxima que poderá ser comercializada por meio de contratos (EPE; ELETROBRAS, 2017). A garantia física é calculada seguindo o fluxograma apresentado na Figura 13.

Figura 13 - Metodologia para cálculo da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos



Fonte: EPE e Eletrobrás (2017)

2.4 MODELAGEM APLICADA À OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

A disponibilidade hídrica de uma região varia periodicamente, de modo que existem períodos com grande oferta que são alternados por períodos de escassez. Com o objetivo de viabilizar o atendimento aos vários usos, sejam eles consuntivos – que diminuem a oferta, como a abastecimento urbano, indústrias e irrigação – ou não consuntivos – que utilizam os recursos sem interferir na oferta como a navegação e geração de energia elétrica –, a engenharia de recursos hídricos trabalha com o represamento de águas em determinadas seções. Além disso os barramentos podem funcionar como dispositivo de controle de cheias (RIGUETTO, 1998).

Segundo Porto et al. (2002), quando as situações reais são demasiadamente complexas, mas que grande parte da complexidade é devido a características irrelevantes, empregam-se modelos que levam em conta apenas os aspectos relevantes para a solução do problema. Esse procedimento respeita o princípio da parcimônia, definido por Tucci (2005) como a representação mais próxima da realidade e com o número mínimo de parâmetros.

Tucci (2005) trata o problema da operação de um reservatório modelando-o para que o volume armazenado atenda as demandas em períodos de estiagem. Considera-se a Equação 1 como continuidade:

$$\frac{dV}{dt} = (I_t - Q_{def,t} - Q_{uc,t}) \Delta t - E_t \quad (1)$$

em que t representa o instante de tempo, dV/dt é a taxa de variação do armazenamento V durante o intervalo de tempo Δt , I_t representa a vazão de entrada (m^3/s), $Q_{def,t}$ é a vazão a defluente a jusante do barramento (m^3/s), Q_t^{uc} é a vazão consumida pelos usos consuntivos, no tempo t , a montante do reservatório (m^3/s) e E_t é a perda por evaporação (m^3) no intervalo t .

Já a vazão defluente do sistema pode ser decomposta como mostrado na Equação 2.

$$Q_{defl,t} = Q_{turb,t} + Q_{vert,t} + Q_{eclusas,t} + Q_{peixes,t} + Q_{fundo,t} \quad (2)$$

em que $Q_{turb,t}$ é a vazão turbinada no tempo t com a finalidade de geração elétrica, e $Q_{vert,t}$ é a vazão vertida no tempo t (m^3/s), $Q_{eclusas,t}$ é a vazão liberada quando há operação de eclusas junto ao empreendimento (m^3/s), $Q_{peixes,t}$ é a vazão utilizada pelos sistemas de escalada para reprodução dos peixes (m^3/s) e $Q_{fundo,t}$ é a vazão liberada pela utilização do descarregador de fundo da UHE (m^3/s).

A evaporação no intervalo de tempo t pode ser estimada pela Equação 3.

$$E_t = Ev_t^{liq} \left(\frac{A_t + A_{t+1}}{2} \right) \quad (3)$$

em que Ev_t^{liq} é a evaporação líquida do intervalo t (mm/mês) e A_t é a área superficial do reservatório no tempo t , geralmente representada por um polinômio que relaciona a área superficial da lâmina d'água com o volume do reservatório ou com o nível d'água.

Nos reservatórios em que há aproveitamento da queda para geração de energia, a potência gerada pode ser aproximada pela Equação 4.

$$P = g \text{Prod}_r^{esp} Q_{turb_t} (h_t^{res} - h_t^{jus} - h_t^{perdas}) \quad (4)$$

em que g é o valor da aceleração da gravidade local (m/s^2), Prod_r^{esp} é a produtividade específica da usina (MWs/m^4), Q_{turb_t} a vazão turbinada (m^3/s), h_t^{res} é a cota (m) do reservatório (m), h_t^{jus} a cota de jusante (m) e h_t^{perdas} as perdas geradas pelo escoamento no canal de adução da UHE no intervalo t .

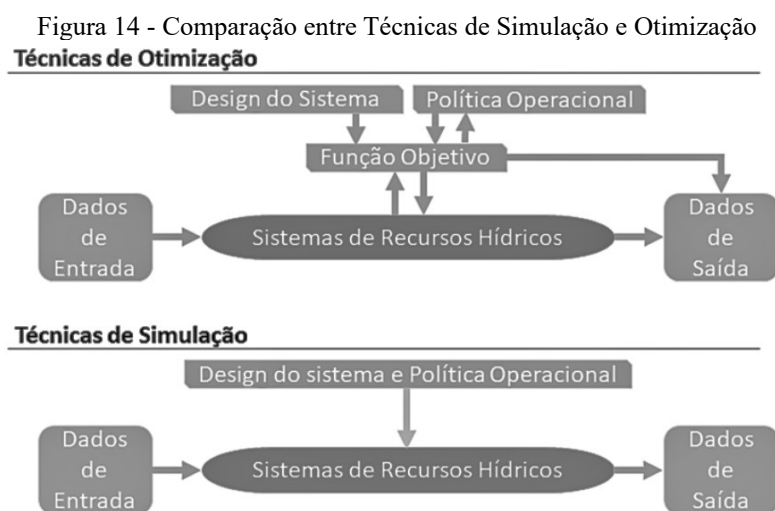
Porto et al. (2002) afirmam que a complexidade no problema de gerir os sistemas de recursos hídricos se encontra no fato de que há diversas possibilidades de suprimento e de variação na demanda. Além disso, o desafio da operação de reservatórios está na decisão da quantidade água que se deve liberar/armazenar usando algum tipo de informação a respeito das afluentes (WANG et al., 2016). A operação torna-se então complexa e multidisciplinar. Portanto, é interessante que se utilizem técnicas de modelagem e otimização para tal finalidade (YEH, 1985; LABADIE, 2004; LOUCKS et al., 2005; AHMAD et al., 2014).

2.4.1 Estado da Arte na Operação de Reservatórios

De acordo com Wang et al. (2016), os benefícios da operação de sistemas de reservatórios são mais significativos comparados à operação de cada reservatório de maneira independente. Segundo Porto et al. (2002), a depender do propósito da avaliação dos sistemas de recursos hídricos, a abordagem pode ser feita de duas maneiras. Quando é necessária apenas uma representação da realidade, utilizam-se técnicas de simulação. Entretanto, quando a necessidade é de otimizar o processo de tomada de decisão a respeito da realidade representada, recomenda-se a utilização das técnicas de otimização.

Adicionalmente, Loucks et al. (2005) afirmam que a simulação pode auxiliar nos processos de tomada de decisão, já que os valores das variáveis de decisão precisam ser informados antes de sua execução. Nesse quesito, quando há necessidade de se validar diversas combinações de diferentes variáveis de decisão, processos de otimização são mais indicados. Os modelos de otimização necessitam que os objetivos sejam explicitados, ou seja,

que uma expressão, a Função Objetivo (FO), com as variáveis de decisão seja informada para que se busque pelo seu valor máximo ou mínimo. A diferença entre essas duas técnicas é ilustrada na Figura 14.



Fonte: Adaptado de Loucks et al. (2005)

Ahmad et al. (2014) afirmam que há uma necessidade crescente da busca por melhores estratégias de otimização diante do desafio de operar sistemas cada vez mais complexos. O processo de operação de reservatórios, os quais são dotados de outros componentes físicos (como canais, túneis, bombeamentos, turbinas) e possuem articulação com sistemas de irrigação e de abastecimento urbano, apresenta elevado número de variáveis cujo gerenciamento é complicado, fazendo com que técnicas de otimização sejam adotadas. Além disso, o conjunto ótimo de valores de cada configuração é único. Deve-se considerar também que cada sistema pode exigir soluções computacionais distintas (YEH, 1985; WURBS, 1996; SINGH, 2012).

Segundo Loucks et al. (2004), os modelos de simulação podem ser divididos em estáticos ou dinâmicos, já os modelos de otimização dividem-se entre estocásticos e determinísticos, lineares ou não lineares, entretanto os modelos de simulação também podem ser classificados como estocásticos. A utilização de modelos determinísticos não considera as incertezas associadas a afluências futuras, e geralmente as séries de afluência são registros históricos ou sinteticamente gerados. Aplicam-se modelos estocásticos quando as séries históricas de afluência não representam a alta variabilidade hidrológica ou quando a afluência não pode ser confiavelmente prevista para longos períodos. Modelos estocásticos representam as afluências associadas a distribuições de probabilidade ou a processos estocásticos, essencialmente capturando características probabilísticas dos dados históricos (WURBS, 1996; LOUCKS et al., 2005; WANG et al., 2016).

Celeste e Billib (2009) apresentam o problema da operação ótima de reservatórios de forma híbrida, chamada de Otimização Estocástica Implícita, em que as regras operacionais são construídas a partir da mineração de dados obtidos por um modelo de otimização determinístico alimentado por diversos cenários de afluência.

Um possível modelo de otimização pode consistir em achar o valor mínimo de uma função objetivo (FO) dada por:

$$\min Z = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \left(\frac{Q_{t,r}^{mod} - Q_{t,r}^{dem}}{Q_{t,r}^{dem}} \right)^2 \quad (5)$$

em que Z é o valor da função objetivo; T é o número total de intervalos de tempo; R o número total de reservatórios considerados, e $Q_{t,r}^{mod}$ a variável de decisão do modelo (alocação de água) para atender a demanda $Q_{t,r}^{dem}$ do intervalo t , a montante do reservatório r (m³/s).

Entretanto, as variáveis envolvidas estão sujeitas a restrições. Por exemplo: o armazenamento está sujeito aos volumes mínimo e máximo operacionais, que refletem-se em níveis d'água, a vazão turbinada, entre outros. Tais restrições são dadas por:

$$0 \leq Q_{t,r}^{mod} \leq Q_{t,r}^{dem} \quad (6)$$

$$V_{r,t}^{min} \leq V_{t,r} \leq V_{t,r}^{max} \quad (7)$$

em que $V_{r,t}^{min}$ é o volume mínimo operacional do reservatório r no intervalo de tempo t ; $V_{t,r}$ é o volume armazenado no reservatório r no intervalo t e $V_{t,r}^{max}$ é o volume máximo do reservatório r no intervalo t , já que o valor de volume armazenado máximo pode variar caso o reservatório faça controle de cheia.

A FO, apresentada pela Equação 5, pode ser escrita de forma que pondere objetivos distintos x_i por um valor fixo α_i , ou seja, a função passa a ser multiobjetivo com diferentes pesos para cada parcela distinta relacionada a sua respectiva variável de decisão:

$$Z(x) = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_i x_i \quad (8)$$

em que i é o número de objetivos distintos da FO.

Caso todas as expressões possam ser representadas linearmente, pode empregar-se a Programação Linear, que requer menos processamento e garante o ponto ótimo global da função objetivo. Entretanto, sabe-se que a maioria dos problemas envolvendo sistemas de recursos hídricos é representado por equações não lineares, a exemplo da evaporação e da geração de energia. Para esse tipo de equacionamento, pode-se contornar o problema sem perda de representatividade com a PNL (WURBS, 1996; PORTO et al., 2002).

2.4.2 Política de Operação Padrão

A regra de simulação mais simples é chamada de Política de Operação Padrão (SOP: *standard operating policy*). Segundo Draper e Lund (2004), quando se utiliza a SOP, a liberação relaciona-se apenas com a quantidade de água disponível no instante da operação, sem importar-se com o atendimento nos intervalos de tempo seguintes. Em suma, a SOP dá total prioridade à demanda, sem considerar nenhum armazenamento para os deficits posteriores.

A operação divide-se entre dois casos extremos: quando a disponibilidade não é suficiente para atender totalmente a demanda, libera-se toda disponibilidade, deplecionando totalmente o reservatório. Quando a disponibilidade é maior ou igual à demanda, atende-se totalmente a demanda, armazenando o excedente; caso exista remanescente, o vertedor é então acionado para escoá-lo (CELESTE; VENTURA, 2017).

Nessa regra de operação, segundo Tan et al. (2017) e Celeste e Ventura (2017), a água não é preservada para os períodos de seca iminentes, o que causa escassez severa em períodos de baixas afluências. Embora a SOP maximize a confiabilidade do sistema ao longo do horizonte de operação, durante os períodos de seca podem ocorrer severas falhas, ou seja, a vulnerabilidade do sistema eleva-se consideravelmente (KUMAR; KASTHURIRENGAN, 2018).

2.4.3 Programação não linear

Diversas características da operação dos reservatórios são não lineares, a exemplo da evaporação, em que a área do reservatório é função não linear do armazenamento. Outra característica é a geração hidrelétrica, em que a cota do reservatório e a cota a jusante da UHE são funções não lineares e, além disso, podem depender das variáveis de decisão do modelo. A FO também pode apresentar não linearidades nas relações de custo/deficit (WURBS, 1996).

A relação evaporação-armazenamento pode ser linearizada, entretanto a geração hidrelétrica e as funções de deficit/custo da FO enfrentam maiores dificuldades no processo de linearização (WURBS, 1996). Como forma de tornar a modelagem mais realística, Labadie (2004) recomenda o uso da PNL, particularmente na geração de energia, nas restrições do modelo e na FO, que, segundo Yeh (1985) e Lanna e Lima (2005), não é possível utilizando-se outras técnicas de otimização como a Programação Linear (PL).

O desenvolvimento da tecnologia de processamento e o aumento da capacidade de armazenamento de dados nos computadores das últimas décadas viabilizaram o uso da PNL

em problemas determinísticos de otimização, o que pode despertar cada vez mais interesse da comunidade científica (YEH, 1985; LANNA; LIMA, 2005).

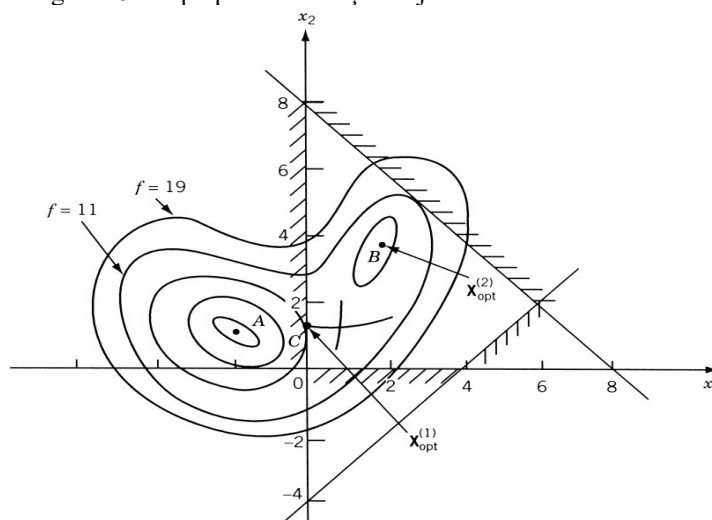
A lentidão e a grande alocação de memória requeridos pela PNL fizeram com que, durante muito tempo, a PL se destacasse na resolução de problemas de otimização. Soma-se ainda a complexidade de sua formulação matemática, que envolve relações não lineares, o que pode dificultar a implementação de modelos estocásticos, diferentemente do que acontece na Programação Dinâmica (YEH, 1985).

A vantagem da PL se dá pela simplicidade do problema. Sua solução ótima geralmente se encontra em um vértice da região viável no hiperplano, mas a linearização pode ser um problema pela perda de precisão e pela dificuldade de linearização em algumas situações (PORTO et al., 2002).

Yeh (1985) diz que, ao se tratar de problemas em grande escala, como a operação de vários reservatórios atendendo a funções multiobjetivo, a PNL se destaca em relação aos outros métodos. Segundo Dobson, Wagener e Pianosi (2019), a grande vantagem em se usar PNL é que o modelo torna-se mais realista, o que aumenta a precisão da solução ótima. Entretanto, a garantia de convergência para o ponto ótimo global ainda pode ser considerada um obstáculo para a PNL (RANI; MOREIRA, 2010; DOBSON; WAGENER; PIANOSI, 2019).

Caso a função objetivo tenha mais de uma solução ótima local, como mostrado nos pontos A e B da Figura 15, ou as restrições induzam soluções locais, como mostra o ponto C, o algoritmo pode ter dificuldade em localizar o ponto ótimo, ou seja, o mínimo ou máximo global (RAO, 2009).

Figura 15 - Hiperplano da função objetivo com mínimos locais



Fonte: Rao (2009)

Existem várias técnicas disponíveis para resolução de problemas pela PNL. De acordo com Ahmad et al. (2014), as técnicas mais comuns são programação linear sequencial, programação quadrática sequencial e generalização do método do gradiente reduzido. Entretanto, diversos trabalhos aplicam algoritmos baseados em técnicas heurísticas para resolver modelos não lineares (YEH, 1985).

No caso da otimização da operação de reservatórios, a PNL vem sendo aplicada em diversos estudos, a exemplo de Lopes e Barros (2009), que utilizaram um modelo em PNL para fazer a operação do sistema hidrotérmico brasileiro; Zambon et al. (2012) que aplicaram um modelo baseado em PNL para o sistema hidrotérmico brasileiro com diferentes cenários de vazão, demandas e capacidade instalada, demonstrando a eficiência do modelo; Mendes et al. (2015) que aplicaram a PNL na operação dos reservatórios da BHSF, comparando as relações de garantia de atendimento entre a demanda e a geração hidrelétrica, e Wang et al. (2018) que aplicaram um modelo em PNL para operar modelos hidrotérmicos em diferentes escalas temporais com distintas funções objetivo no sistema hidrotérmico Yunnan (China).

Além da PNL, existem diversos modelos de otimização: PL, Programação Dinâmica (PD), e algoritmos heurísticos como Algoritmos Genéticos (GA), Enxame de Abelhas, Redes Neurais Artificiais (RNA), Evolução Diferencial, Colônia de Formigas e Evolução Gradiente (VAKILIFARD et al., 2018; AHMADIANFAR et al., 2019; ALAHDIN; GHAFOURI; HAGHIGHI, 2019; DOBSON; WAGENER; PIANOSI, 2019).

A seguir são apresentadas algumas considerações a respeito da principal variável de entrada do modelo de operação e seu comportamento estatístico.

2.4.3.1 Vazões Naturais Afluentes

O gerenciamento dos recursos hídricos e o processo de tomada de decisão a ele inerente devem ser baseados em estudos realizados a partir de séries históricas que não demonstrem a influência direta ou indireta das ações antrópicas nas bacias hidrográficas. Muitas séries históricas fluviométricas não retratam mais as características naturais, principalmente quando há reservatórios a montante das mesmas, já que a regularização de vazões interfere no regime natural de escoamento do corpo hídrico (MELO et al., 2008; ANA, 2011).

Portanto, trabalhar com vazões naturais na operação de reservatórios pode representar melhor a realidade da bacia para o tomador de decisões. Melo et al. (2008) avaliaram a utilização das vazões naturais em estudos hidrológicos, comparando-as com as séries de

vazões lidas, e encontraram diferenças estatisticamente significantes no uso das diferentes séries históricas.

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (2019b), as séries de vazões naturais mensais são usadas nos modelos de planejamento de médio e curto prazo. As séries de vazões naturais afluentes são elaboradas para todos os reservatórios em operação e também para os reservatórios que entrarão em funcionamento nos próximos cinco anos, considerando o horizonte de planejamento do ONS (ONS, 2019b).

O processo de obtenção das séries de vazões naturais afluentes consiste na retirada dos efeitos de operação dos reservatórios a montante a partir da série lida nos postos de controle dos reservatórios monitorados, adicionalmente incorporam-se as vazões relativas à evaporação líquida nos reservatórios e aos usos consuntivos da bacia a montante do posto (ONS, 2019b).

Algumas bacias apresentam particularidades que necessitam ser representadas de maneira diferente. Visto que o modelo NEWAVE não absorve essas particularidades, como alternativa, o ONS criou postos artificiais para correção das inconsistências nas séries de Vazões Naturais Afluentes (VNA) (ONS, 2019b).

2.4.3.2 Não estacionariedade e tendências nas séries hidrometeorológicas

As mudanças associadas à variabilidade climática de longo prazo podem influenciar o comportamento das séries hidrometeorológicas, desafiando a tradicional suposição de que as séries hidrológicas do passado forneçam informações a respeito das condições futuras. Em situações de planejamento e gestão de recursos hídricos, onde se pode trabalhar com horizontes de longo prazo, a perda da estacionariedade pode aumentar o grau de incerteza a respeito das decisões a serem tomadas (ANA; GGES, 2016).

A estacionariedade de uma série hidrológica refere-se à não existência de tendências, saltos e periodicidade ao longo do tempo, conseqüentemente sua média e variância permanecem constantes. Alterações no uso e ocupação do solo, construção de reservatórios, variabilidade climática ou erupções vulcânicas podem interferir na estacionariedade das séries (MAIDMENT, 1993).

De acordo com Machiwal e Jha (2012), séries que representam fenômenos naturais que satisfazem as premissas de homogeneidade, aleatoriedade, não periodicidade, não persistência e estacionariedade são exceções. Além disso, a avaliação da homogeneidade, estacionariedade, periodicidade e persistência em séries temporais hidrológicas deve ser suficientemente robusta para que se identifiquem as alterações em seu comportamento.

Dessa forma, recomenda-se um monitoramento sistemático das variáveis hidrológicas, identificando e acompanhando as possíveis mudanças nas séries registradas, pois o conhecimento atual é insuficiente para distinguir a causa das variações, principalmente entre variabilidade de curto prazo ou mudanças climáticas, já que as séries disponíveis são de baixa representatividade para fenômenos climáticos. Entretanto, já é possível identificar um processo de redução na vazão média desde a década de 1990 no Norte, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil (ANA; GGES, 2016).

Uma série temporal é dita estacionária quando seus momentos estatísticos não variam, quaisquer que sejam os pontos de origem da série, ou seja, caso duas subamostras forem avaliadas, elas deverão apresentar o mesmo comportamento para a média. Recomenda-se avaliar a estacionariedade de séries hidrológicas sem o componente periódico (MACHIWAL; JHA, 2012).

Como a não estacionariedade pode ser consequência de saltos, sazonalidade ou tendências, Machiwal e Jha (2012) recomendam o uso do teste de Mann-Kendall (MK) para identificação de tendências, sejam elas monotônicas ou não lineares, além do teste de Spearman (1904). Esses testes também são recomendados pela Organização Mundial de Meteorologia (1988) e por Naghettini e Pinto (2007). A fim de auxiliar em investigações a respeito da tendência nas séries temporais, Pettitt (1979) propôs um teste não paramétrico que identifica o ponto de mudança de tendência.

Ao se afirmar que uma série hidrológica é homogênea ou consistente infere-se que os dados da amostra pertencem à mesma população com média estatisticamente invariante no tempo, consequentemente os testes que avaliam a homogeneidade baseiam-se na significância das alterações do valor médio (MACHIWAL; JHA, 2012). Uma maneira de testar a hipótese de homogeneidade é através do teste não paramétrico proposto por Mann e Whitney (1947) e recomendado por Naghettini e Pinto (2007).

A aleatoriedade das séries hidrológicas relaciona-se com suas flutuações, quando decorridas de causas naturais. Por definição, uma série é dita aleatória quando não há uma regra definida para ocorrência de seus termos (SHESKIN, 2004). Com o objetivo de detectar aleatoriedade em séries contínuas, Sheskin (2004) aborda o teste não paramétrico do número de inflexões, recomendando por Naghettini e Pinto (2007).

A independência está relacionada ao fato de que nenhum termo da série influencia na ocorrência dos demais, entretanto, mesmo que uma série seja aleatória, seus termos podem não ser totalmente independentes. Wald e Wolfowitz (1940) desenvolveram um teste não

paramétrico capaz de identificar a independência em uma série temporal (NAGHETTINI; PINTO, 2007).

A avaliação da presença de tendências está presente em diversos trabalhos. Kumar et al. (2010) aplicaram o teste de MK para identificar tendências nas séries pluviométricas da Índia. Detzel et al. (2011) investigaram tendências nas séries de afluência aos reservatórios do SIN utilizando tanto o teste de MK quanto o teste de Spearman, encontrando evidência de não estacionariedade em 51% das séries históricas. Hanif et al. (2013) usaram o teste de MK para identificar tendências no Paquistão, identificando tendência de acréscimo dos totais precipitados nas regiões de altas latitudes. O teste de MK também foi usado nos trabalhos de Darshana, Pandey e Pandey (2013), Suryavanshi et al. (2014), Ahmad et al. (2015) e Singh e Jat (2017).

Basistha, Arya e Goel (2009) avaliaram as tendências das séries de temperatura da região de Uttarakhand, Índia. Para tal aplicaram o teste de MK para avaliar tendências e o teste de Pettitt para identificar o ponto de mudança de tendência. O teste de Pettitt também foi utilizado por Pingale et al. (2016) para avaliar séries de chuva, número de dias sem chuva, temperatura e evaporação potencial de referência na região de Rajastran, Índia. Encontra-se aplicação do teste de Pettitt também nos trabalhos de Taxak, Murumkar e Arya (2014) e Singh e Jat (2017).

Coelho et al. (2019) utilizaram séries de vazões e concentrações de postos de monitoramento da bacia hidrográfica do Alto Iguaçu. Foram utilizadas séries com cenários de incerteza com o Método de Monte Carlo, que foram avaliadas quanto à homogeneidade, presença de tendências, aleatoriedade e independência para identificação da influência das incertezas nos resultados dos testes não paramétricos mais usuais. Concluiu-se que, quando os valores-p dos testes estatísticos estão suficientemente afastados do limite de rejeição, as incertezas associadas aos testes são provavelmente irrelevantes.

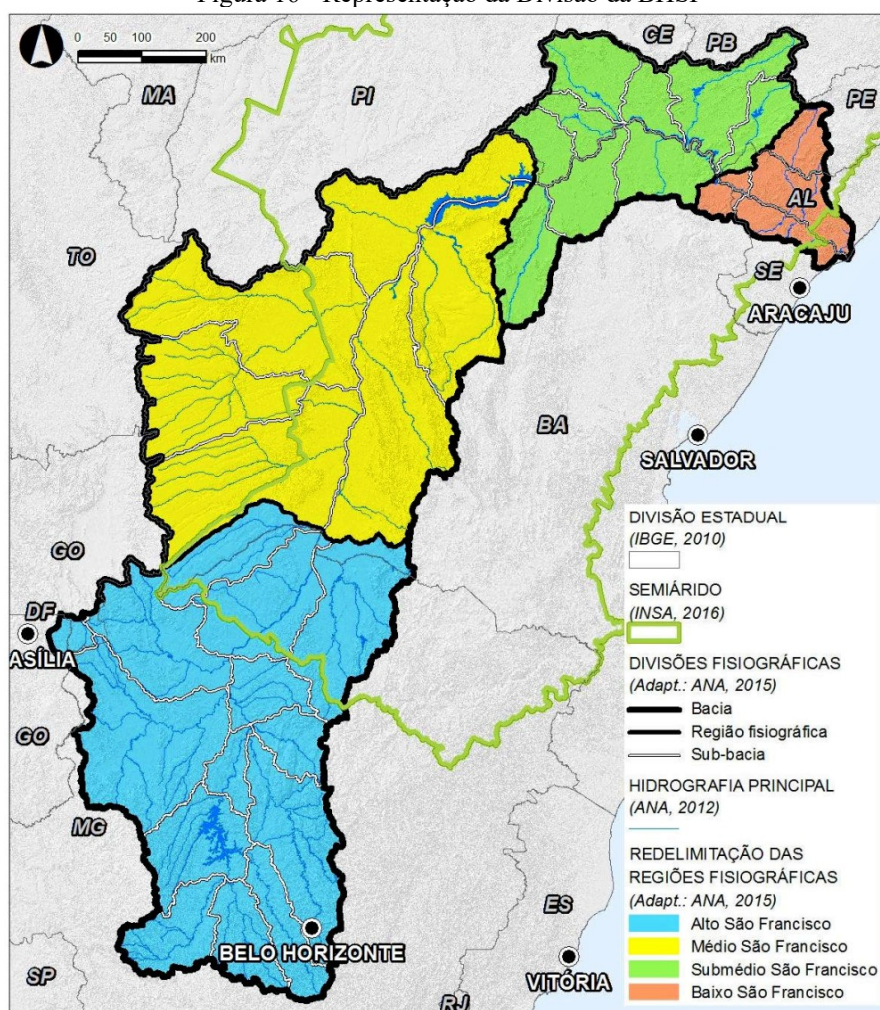
2.5 A BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO

A BHSF, com uma área de drenagem de 638.466 km², corresponde a 7,5% do território brasileiro, sendo uma das principais regiões hidrográficas do país. O rio principal, com 2.863 km de comprimento, estende-se de sua nascente na Serra da Canastra – MG até a sua foz, no Oceano Atlântico, na divisa entre os estados de Sergipe e Alagoas. Em sua área de contribuição, a bacia abrange 507 municípios e os estados de Minas Gerais (235.635 km²), Goiás (3.193 km²), Bahia (307.794 km²), Pernambuco (68.966 km²), Alagoas (14.687 km²), Sergipe (7.024 km²) e o Distrito Federal (1.277 km²) (CBHSF, 2016, 2019).

2.5.1 Descrição Física e Climática

A região da BHSF encontra-se atualmente dividida em 4 regiões: Alto São Francisco (SFA), com 40% da área da bacia; Médio São Francisco (SFM), com 39%; Submédio São Francisco (SFSM), com 17%, e Baixo São Francisco (SFB), com 5% da área total. A Figura 19 mostra a localização da bacia e a sua subdivisão (CBHSF, 2016).

Figura 16 - Representação da Divisão da BHSF



Fonte: CBHSF (2016)

A BHSF abriga 14,3 milhões de habitantes, com cerca de metade da população concentrada no SFA, como mostra a Tabela 2. Sua densidade demográfica média é de 20,0 hab/km², abaixo da média brasileira de 22,4 hab/km² (IBGE, 2011b; CBHSF, 2016). A região do Alto São Francisco chega a apresentar 93% de sua população residindo em zona urbana, devido principalmente à presença da capital de Minas Gerais, Belo Horizonte, e sua região metropolitana (MMA, 2006). Considerando toda a bacia, a maior parte da população (77%) reside em áreas urbanas, chegando a 71,7 hab/km² na região da nascente (CBHSF, 2016).

Tabela 2 - Distribuição Populacional na BHSF

Região	Área (km²)	Nº de sedes municipais	Pop. Urbana	Pop. Rural	Pop. Total
Alto São Francisco	100.085	151	6.706.784	368.803	7.075.587
Médio São Francisco	402.491	156	2.189.862	1.349.447	3.539.309
Submédio São Francisco	110.473	73	1.340.371	893.532	2.233.903
Baixo São Francisco	25.417	72	775.351	665.803	1.441.154
BHSF	638.466	452	11.012.368	3.277.585	14.289.953

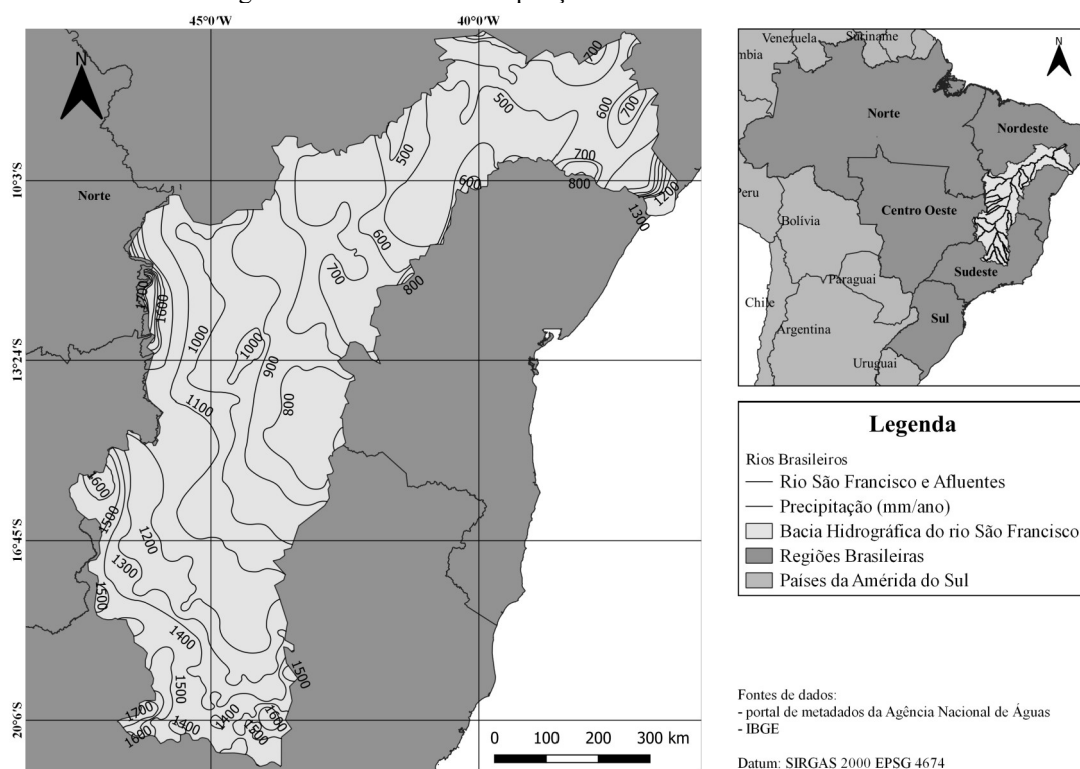
Fonte: ANA (2015)

Analisando-se diversos parâmetros climatológicos, observam-se tendências semelhantes entre o clima do Alto (clima quente e úmido, chuvas de verão) e Médio São Francisco (semiárido), e entre o Submédio (semiárido) e Baixo SF (quente e úmido, chuvas de inverno). A temperatura oscila entre 33°C e 11°C, a depender da sub-região e altitude, com baixa nebulosidade e alta incidência solar. A precipitação média é de 1.036 mm, variando de 1400 mm/ano no SFA e 400 mm/ano no SFSM, como mostrado na Figura 17 (CBHSF, 2016).

O uso do solo pode variar entre as sub-regiões, mas em geral destaca-se o uso agrícola, como, por exemplo, estabelecimentos agropecuários e pastagens. A Tabela 3 apresenta um resumo do uso do solo por sub-região (CBHSF, 2016).

Em termos de relevo, as depressões predominam na bacia hidrográfica, compreendendo cerca de 40% do território da bacia, seguidos por chapadas (20%), patamares (14%), serras (10%), zonas de planície (8%), planaltos (5%), e tabuleiros (3%). Basicamente, em 81% seu terreno apresenta declividades inferiores a 8% (CBHSF, 2016).

Figura 17 - Isoietas de Precipitação Acumulada Anual na BHSF



Fonte: Autor (2020)

Tabela 3 - Distribuição percentual de uso do solo, em 2010, por região

Uso do Solo	SFA	SFM	SDSM	SFB	Total
Área Urbanizada	3,3	0,3	0,7	1,0	0,9
Lavouras	1,9	5,6	1,6	5,4	4,3
Matas e/ou Florestas	5,4	11,7	7,9	2,4	9,7
Pastagens	32,5	17,8	8,6	52,6	19,9
Estabelecimentos Agropecuários	44,5	57,6	72,8	27,1	56,9
Outros/Diversos	12,3	7,1	8,4	11,5	8,3

Fonte: CBHSF (2016)

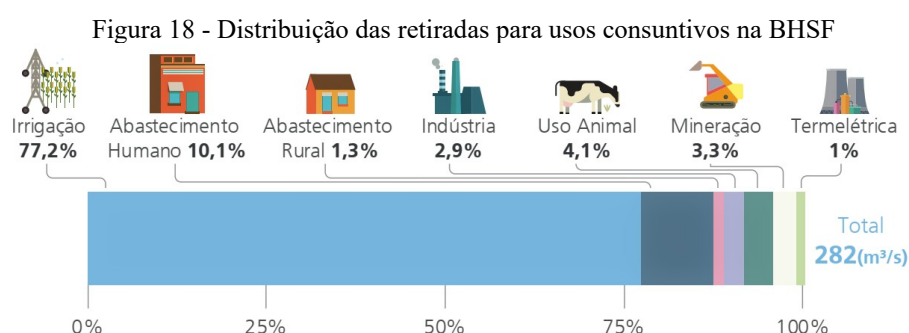
2.5.2 Usos Múltiplos da Água

Como 58% do território da BHSF encontra-se no SAB, caracterizado pela distribuição irregular e baixos níveis de precipitação e elevada evaporação potencial, consequentemente, há baixa disponibilidade hídrica (CGEE; ANA, 2012; ANA, 2015). Em decorrência disso, o SFSM e SFB, situados no NEB, sofrem com as consequências dos eventos de seca. Essas regiões são abastecidas preponderantemente pelo Rio São Francisco que, segundo estudo da Agência Nacional de Águas em conjunto com a Câmara de Gestão e Estudos Estratégicos (2012), representa cerca de 70% da oferta de águas superficiais para essa região.

No ano de 2014, o sistema de UHE da BHSF passou pela pior seca observada nos registros históricos de afluência dos rios (1931 – 2015). No ano de 2015, ainda se observava a permanência das condições críticas, ou seja, a bacia possivelmente passava por sua pior crise, superando em severidade a seca de 2001 (ONS, 2015). Em 2017 ocorreu a menor média anual de VNA ao reservatório de Sobradinho dos registros (ANA, 2018a).

Como a maioria das bacias brasileiras, a BHSF é explorada por diversos setores econômicos e de diferentes formas a depender da sub-região, o que torna o conceito de usos múltiplos e concorrentes um desafio para gestão dos recursos hídricos, principalmente diante dos cenários de mudanças climáticas (CGEE; ANA, 2012; DE JONG et al., 2018; ANA, 2019b).

Os usos podem ser divididos em consuntivos e não consuntivos. Os usos consuntivos englobam o abastecimento público, uso industrial, agropecuária e irrigação. Já os principais usos não consuntivos são a diluição de nutrientes, geração de energia, mineração, navegação, pesca, aquicultura, turismo, recreação e navegação (CBHSF, 2015). A Figura 18 mostra a distribuição de demanda na bacia.



Fonte: ANA (2019b)

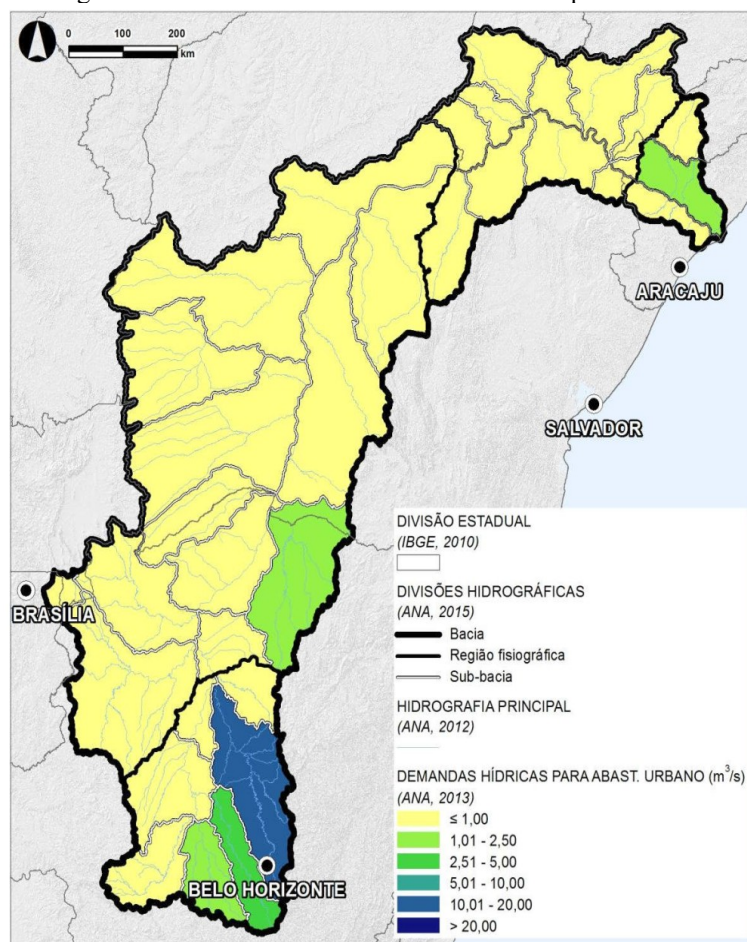
Dentre os usos consuntivos da BHSF, destacam-se:

2.5.2.1 Abastecimento urbano

O Rio São Francisco é um dos mais importantes mananciais brasileiros, atendendo a 128 sedes municipais e com previsão para abastecer 215 municípios em 2025, chegando a prover água a uma população de 5,6 milhões de pessoas (ANA, 2015; CBHSF, 2015), como mostra a Figura 19. Além disso, é usado como garantia hídrica em face da intermitência característica dos rios do semiárido (CBHSF, 2016).

As águas do rio São Francisco são uma das principais alternativas de abastecimento para os municípios situados na região semiárida. Além disso, no SFA, os principais mananciais da Região Metropolitana de Belo Horizonte estão inseridos nas bacias de contribuição do rio (CBHSF, 2016).

Figura 19 - Demandas de abastecimento urbano por sub-bacia



Fonte: CBHSF (2015)

A demanda de abastecimento público outorgada pode ser responsável pela retirada de 52,4 m³/s, correspondendo a 31,3 m³/s em 2010 (CBHSF, 2015; ANA, 2019b). A divergência entre a vazão de retirada e a vazão outorgada já foi constatada no Plano de Recursos Hídricos 2004-13, relacionado-se com o superdimensionamento de outorgas, as dificuldades de implantação ou conclusão dos projetos, o que leva à necessidade da revisão de outorgas já concedidas (CBHSF, 2015).

2.5.2.2 Irrigação e dessedentação animal

As retiradas de água para agricultura correspondem a 52% da demanda nacional, já o consumo de água na irrigação correspondeu a 68,4% do total brasileiro em 2017 (ANA, 2019b). Atividades deste tipo chegam a corresponder a 77,2% da vazão total retirada em toda BHSF, sendo predominante em todas as regiões fisiográficas da bacia. Dentre os principais cultivos se destacam a fruticultura, hortaliças, horticultura, rizicultura e a plantação de grãos, cana-de-açúcar, milho, feijão, café e algodão (CBHSF, 2016).

Já a dessedentação animal representa 4,1% da vazão de retirada da bacia, correspondendo, em 2010 a 10,2 m³/s. As outorgas para esta finalidade correspondem apenas a 1,8 m³/s, concentrados no SFA e SFM (CBHSF, 2015, 2016).

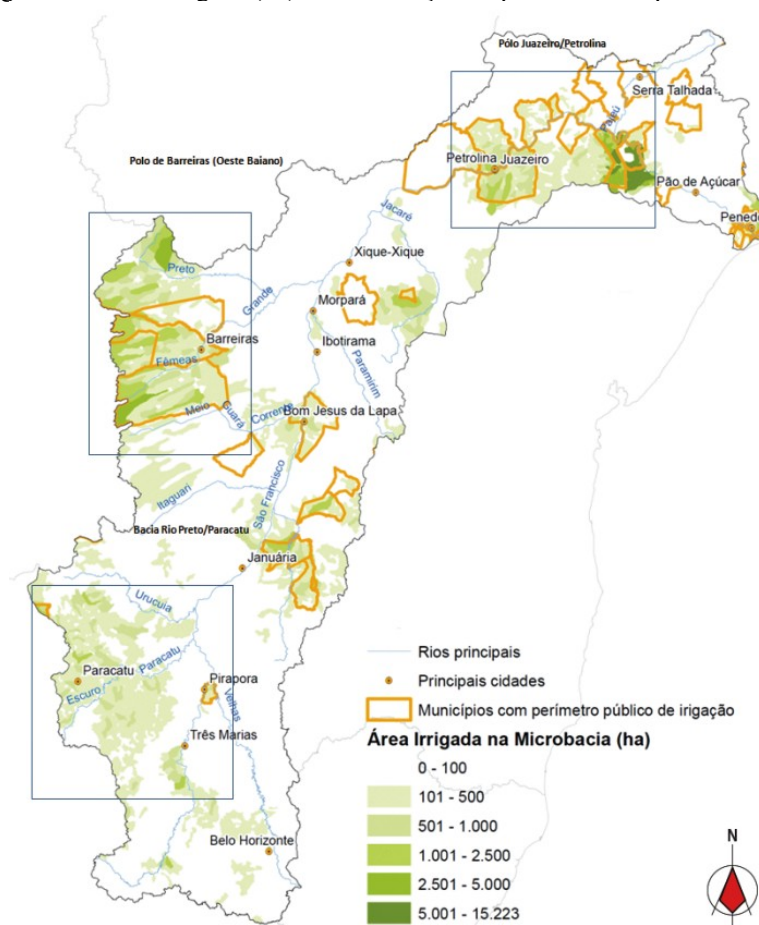
Em 2013 a área irrigada na bacia era cerca de 807.389 ha (CBHSF, 2015), com 482,226 ha pertencentes a projetos públicos. Já as atividades privadas destacam-se no oeste baiano com a irrigação de 145.701 ha por pivôs centrais, além das regiões do Distrito Federal e Minas Gerais. Destacam-se ainda, na região do semiárido, projetos públicos/privados a exemplo da região de Juazeiro e Petrolina (CGEE; ANA, 2012).

A agricultura familiar também se destaca neste cenário, ocupando 9,9 milhões de hectares, mas estima-se que apenas cerca de 260 mil hectares podem ser continuamente aproveitados para a agricultura. A demanda desta área pode se aproximar de 36 m³/s, considerando-se também os planos de revitalização feitos pela Codevasf (CBHSF, 2015).

Em relação aos métodos de irrigação, destaca-se o uso de pivôs centrais, aspersão convencional, microaspersão e irrigação por superfície (CBHSF, 2015). A Figura 20 apresenta a relação área irrigada dividida pela área do município em 2015 e os polos de produção agrícola.

A criação de animais é bem evidente na bacia, em destaque para o gado bovino, correspondente a 61,5%, caprino com 14,8% e ovino com 14,6%, mas as retiradas, quando comparadas aos outros usos, não representam grandes percentuais. Estima-se o valor de 1,8 m³/s em 2012 (CBHSF, 2015).

Figura 20 - Área Irrigada (ha) e concentração de pivôs centrais por microbacia



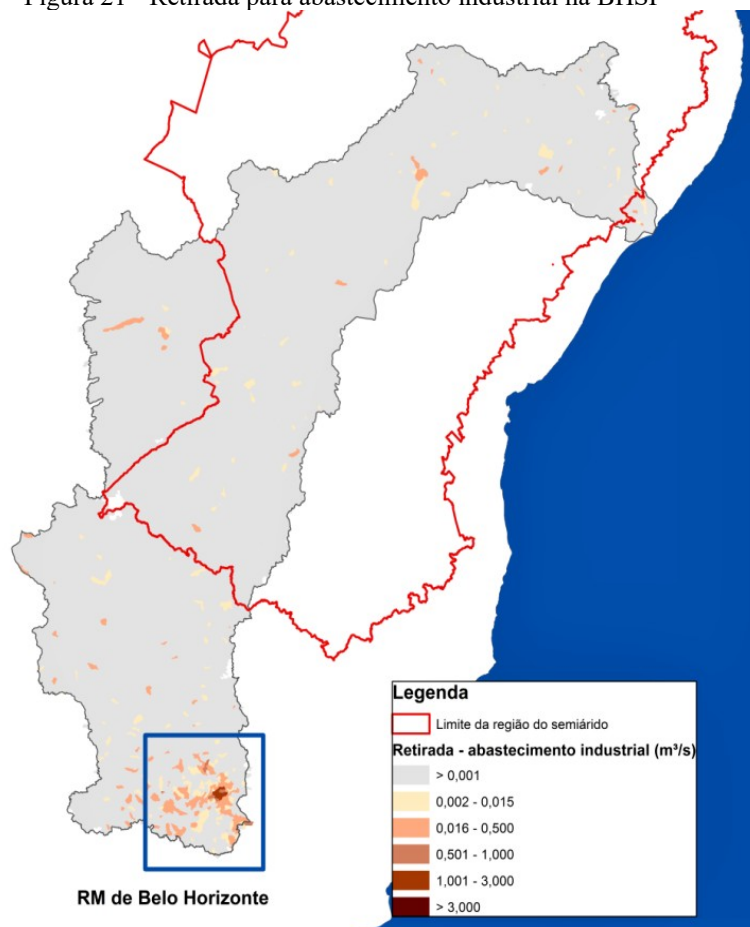
Fonte: Adaptado de ANA (2015)

2.5.2.3 Indústria

O estado de Minas Gerais se destaca pela maior concentração de indústrias, mas vale ressaltar que existem, em menor quantidades, indústrias por toda bacia. Segundo o Plano de Bacia da BHSF (CBHSF, 2016), a indústria se apresenta como uma das principais atividades econômicas do SFA, SFM e SFSM. A distribuição industrial por região fisiográfica ocorre na seguinte forma, ilustrada na Figura 21:

- SFA – indústrias de siderurgia, usinas de açúcar, etanol, cimento e automobilística;
- SFM – usinas de produção de açúcar, etanol, cachaça, biodiesel, óleos vegetais a partir da soja, cimenteiras, têxtil, agroindústria, farmoquímica e biotecnológica;
- SFSM – usinas de açúcar, etanol, óleos vegetais derivados da soja, cimenteiras e agroindústria;
- SFB – indústrias sucroalcooleiras, cimenteiras e de laticínios.

Figura 21 - Retirada para abastecimento industrial na BHSF



Fonte: ANA (2013)

As atividades industriais demandam grandes volumes de água para as diferentes etapas de seus processos. O SFA demanda cerca de 90% das retiradas para uso industrial da bacia (CBHSF, 2016). A Tabela 4 apresenta a vazão retirada e as outorgas para uso industrial. Como pode-se observar, ainda há diferença entre as vazões observadas e outorgadas, em grau inferior quando comparado ao das vazões para agricultura.

Tabela 4 - Outorgas e Retiradas para Abastecimento Industrial

Região Fisiográfica	Outorgas relativas à indústria e mineração		Demandas para abastecimento industrial	
	Vazão Outorgada (m³/s)	%	Vazão de Retirada (m³/s)	%
SFA	19,0	54,8	17,9	90,4
SFM	8,6	24,8	0,9	4,5
SFSM	0,2	0,6	0,6	3,0
SFB	6,9	19,9	0,4	2,0
Total	34,7	100,0	19,8	100,0

Fonte: CBHSF (2015)

2.5.2.4 Geração de energia

O aproveitamento das quedas para geração de energia elétrica é uma das principais atividades econômicas realizadas na BHSF, que se iniciou no ano de 1917, antes da regulamentação legal, ou seja, da implantação do Código de Águas brasileiro (BRASIL, 1934). Os barramentos ao longo do rio, no ano de 2005, geravam cerca de 10% do total do SIN (MMA, 2006; CGEE; ANA, 2012).

Existem atualmente 65 unidades geradoras de eletricidade instaladas no leito rio São Francisco e seus afluentes. São divididas em 16 UHE, com mais de 30 MW de potência, em que as principais usinas são apresentadas na Tabela 5; 26 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), com potência entre 1,1 e 30 MW e 23 Centrais Geradoras Hidroelétricas, com no máximo 1 MW de potência (CBHSF, 2015).

Tabela 5 - Características das principais UHE da BHSF

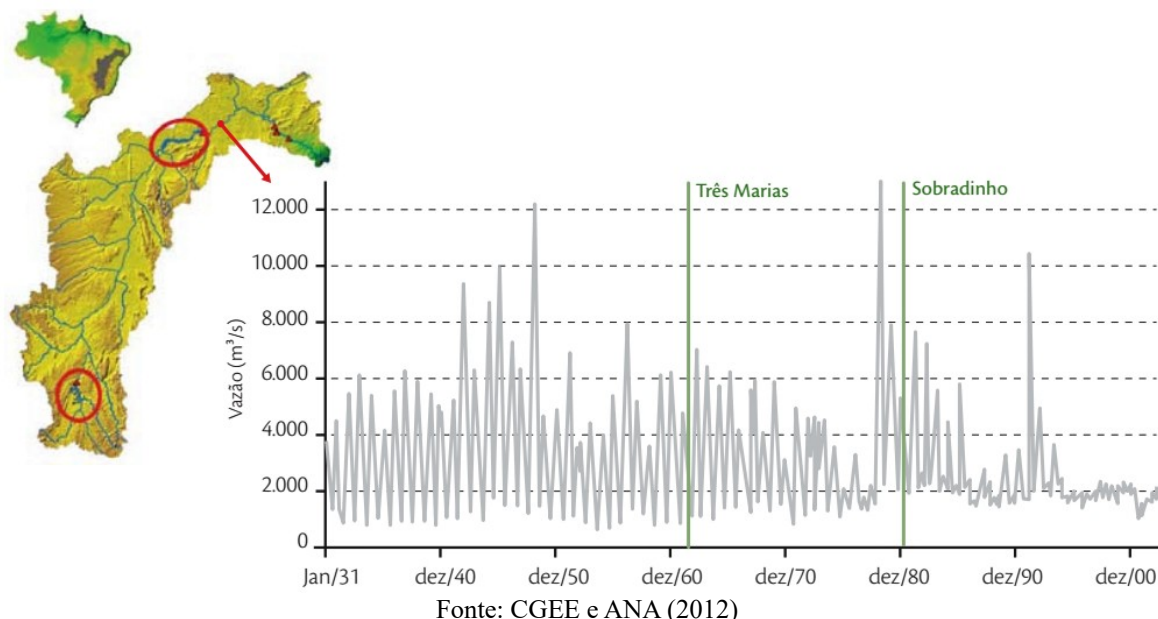
Subsistema do SIN	Nome da Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada* (MWmed)
Sudeste / Centro Oeste	Queimado	105,0	58,0
	Retiro Baixo	42,35	38,5
	Três-Marias	396,0	239,0
	Total Subsistema SE/CO	583	335,5
Nordeste	P. Afonso I	180,0	0,01
	P. Afonso II	443,0	0,01
	P. Afonso III	794,2	0,01
	Apolônio Sales	400,0	0,01
	Sobradinho	1.050,0	531,0
	P. Afonso IV	2.460,0	2.225,0
	Luiz Gonzaga	1.479,0	959,0
	Xingó	3.162,0	2139,0
	Total Subsistema NE	9.968	5.854,0
Total Global		10.551	6.189,5

*valores referentes à energia assegurada durante a elaboração do Plano de Recursos Hídricos da bacia hidrográfica do rio São Francisco

Fonte: CBHSF (2015)

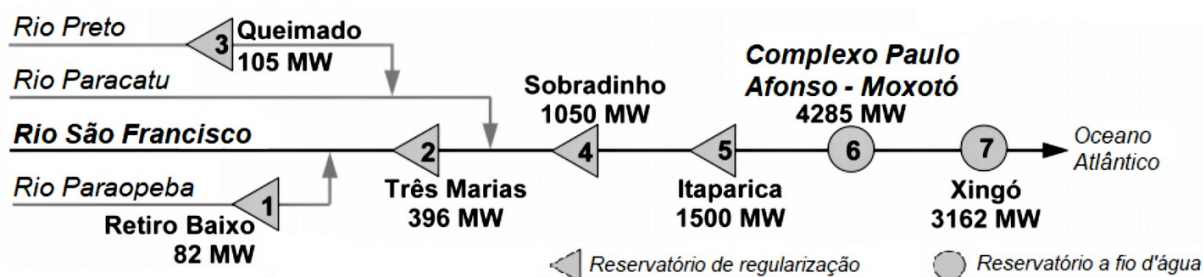
Além da geração de energia elétrica, os reservatórios de Sobradinho, Itaparica e Três Marias promovem o controle de cheias e a regularização das vazões, alterando o hidrograma natural da bacia, principalmente após o barramento de Sobradinho, como mostra a Figura 22 (CGEE; ANA, 2012; VASCO; NETTO; SILVA, 2019) e também evidenciados nos trabalhos de Martins et al. (2011) e Santos, Pompeu e Kenji (2012). A Figura 23 mostra esquematicamente a distribuição das principais unidades geradoras pela calha do rio.

Figura 22 - Impactos da implantação de Três Marias e Sobradinho no hidrograma do ponto de Juazeiro / BA



As usinas instaladas na calha do rio São Francisco são fontes importantes de suprimento para o SIN, principalmente nos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (CBHSF, 2015). Entretanto, a crise hídrica que ocorreu na região afetou gravemente a produção de energia elétrica, como mostra a Figura 27.

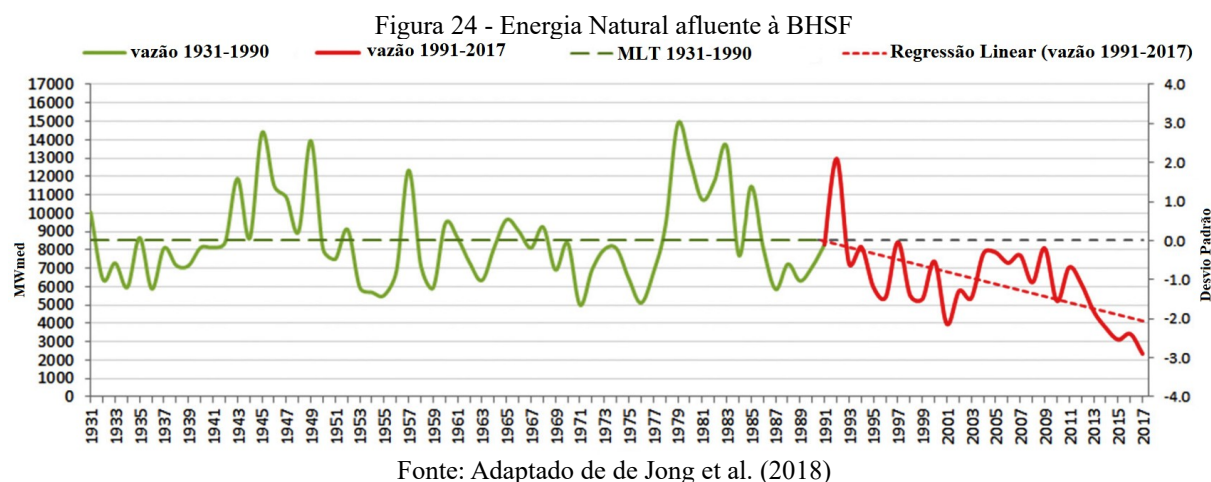
Figura 23 - Distribuição das Principais UHE do rio São Francisco



Em média, o conjunto de UHE's instalado ao longo da calha do rio São Francisco é responsável pelo atendimento de 92% do subsistema Nordeste e 2% do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Porém, a intensidade do efeito observado nesse período de baixas afluências, classificado como o mais seco do histórico (ONS, 2015), pode estar elevando-se como consequência das mudanças climáticas (DE JONG et al., 2018), o que pode forçar o operador a utilizar apenas uma pequena parcela da capacidade instalada na BHSF, como ilustra a Figura 24.

Segundo o Manual dos Usos Consuntivos da Água no Brasil (ANA, 2019b), a evaporação líquida causada pelos reservatórios, principalmente aqueles localizados em zonas

com elevada superfície líquida, como é o caso da UHE Sobradinho, é a segunda maior demanda consuntiva brasileira, ficando atrás somente da agricultura irrigada.



Além dos usos consuntivos supracitados, a bacia tem outros usos como a diluição de efluentes, aquicultura, entre outros de menor impacto.

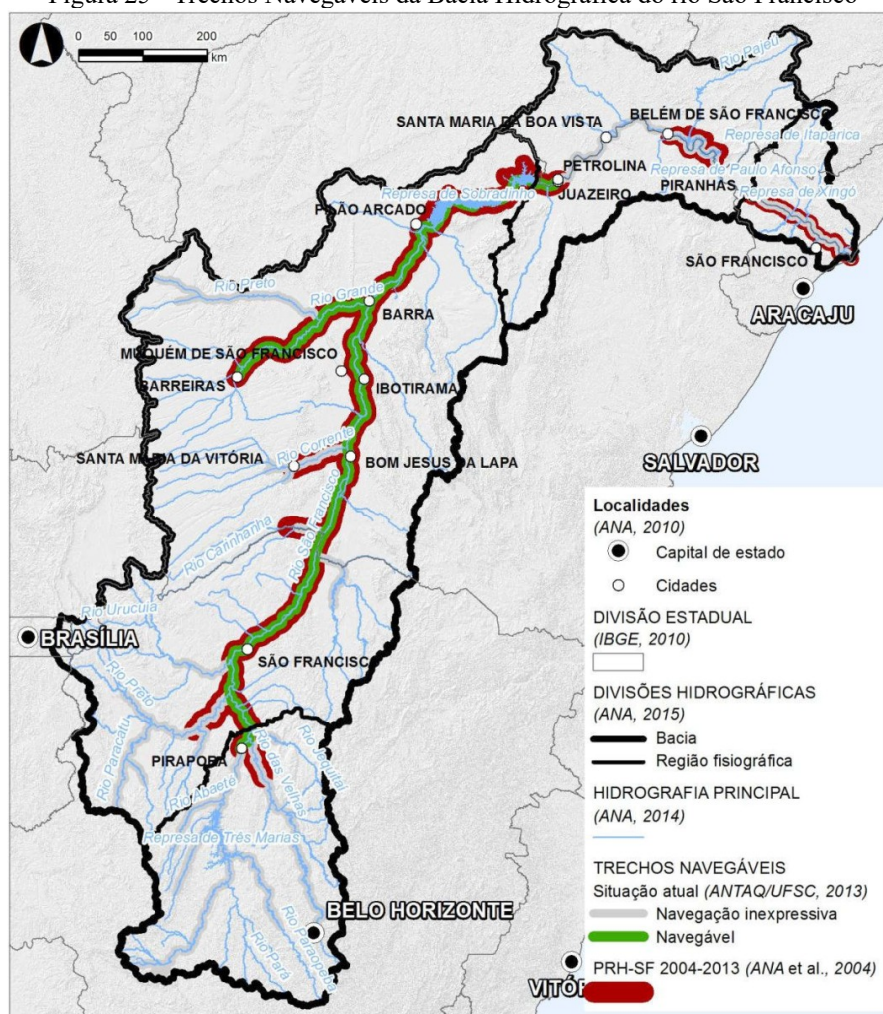
2.5.2.5 Usos não consuntivos

A BHSF tem outros usos classificados como não consuntivos. Existem alguns trechos passíveis de navegação no SFM, 1312 km navegáveis, entre as cidades de Pirapora – MG e Juazeiro – BA e no SFB, com 208 km, entre Piranhas – AL e a foz, transportando principalmente grãos de soja, milho, farelo de soja, gipsita e polpa de tomate, como ilustrado na Figura 25 (CGEE; ANA, 2012; ANA, 2015). Entretanto, tal atividade está diretamente ligada à descarga dos reservatórios, que, a depender da operação pode causar a interrupção do fluxo de navios (CBHSF, 2015).

A realização de atividades turísticas, principalmente na região do SFB, é proporcionada pela diversidade de sítios arqueológicos, locais históricos e paisagens naturais, embora seja pouco explorada principalmente devido à falta de infraestrutura (ANA; GGES, 2016). Já as atividades pesqueiras basicamente restringem-se ao tipo artesanal ou de subsistência, destacando-se alguns polos de aquicultura, classificado como uso consuntivo (CBHSF, 2015).

Por se tratar de uma bacia com importância significativa para diversas regiões, em situações de escassez pode-se identificar alguns conflitos entre os usuários, principalmente nas sub-bacias do rio das Velhas, Paraopeba, Alto Preto, Alto Grande, Verde Grande e Salitre. Em geral, os setores envolvidos em conflitos são: agricultura irrigada, geração de energia, navegação, abastecimento humano, diluição de efluentes, mineração e a manutenção de vazão ambiental (BRAGA; LOTUFO, 2008).

Figura 25 - Trechos Navegáveis da Bacia Hidrográfica do rio São Francisco



Fonte: CBHSF (2015)

2.5.3 Projetos de Integração de Bacias

Por ser um bem essencial para o desenvolvimento humano, econômico e social, o uso e distribuição da água geram vários conflitos dentre os diversos usuários, principalmente em situações de escassez. Os conflitos podem ser evidenciados em regiões com alta disponibilidade hídrica que nem sempre condizem com as regiões com altas demandas. Uma das maneiras de resolver o impasse da alocação de água reside na transferência de águas tanto dentro de uma bacia quanto entre bacias distintas. Projetos deste tipo já foram executados no Antigo Egito, Austrália, África do Sul, China, Espanha, EUA, Peru e no até Império Romano. Além disso, também existem sistemas em funcionamento, de menor porte, no território brasileiro (CGEE; ANA, 2012).

Atualmente, os projetos de integração têm como objetivo a garantia de segurança hídrica, ou seja, a garantia de suprimentos por meio da operação otimizada, tanto dos sistemas fornecedores quanto dos sistemas receptores de água, condições ainda mais difíceis de

otimizar diante dos processos de mudanças climáticas e aumento de eventos extremos evidenciados nas últimas décadas (CGEE; ANA, 2012). Diante do exposto, e levando em consideração que o NEB concentra 28% da população do país e dispõe apenas de 3% dos recursos hídricos, em que 70% pertence à BHSF, evidencia-se a possibilidade da transferência de águas de bacias adjacentes (CGEE; ANA, 2012; MDR, 2019b).

O semiárido nordestino tem médias de pluviosidade anuais que não superam 800 mm e, aliado à má distribuição das chuvas em alguns meses, faz com que se construam açudes para o acúmulo de água, tanto por iniciativa pública quanto privada. Porém, a evaporação acentuada e a geologia cristalina da região não favorecem o acúmulo de água, seja sobre ou sob a superfície (CGEE; ANA, 2012).

Diante deste contexto, o Projeto de Integração do Rio São Francisco com as Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF) se enquadra como projeto que visa garantir a segurança hídrica para cerca de 12 milhões de habitantes, distribuídos entre 390 municípios nos Estados de Pernambuco, Ceará, Paraíba e Rio Grande do Norte (ROMAN, 2017). Quando a complementariedade entre os regimes hidrológicos do norte de Minas Gerais, de onde parte a maior parte da vazão básica do São Francisco, e do NEB foi avaliada, verificou-se que, em 31% dos casos, os efeitos causadores de secas em ambas regiões coincidiram, demonstrando que os regimes hidrológicos são parcialmente complementares (BRASIL, 2000b).

A obra de infraestrutura hídrica é constituída por dois eixos formados por um conjunto de canais, túneis, barragens, hidrelétricas, linhas de transmissão e estações de bombeamento, orçada em R\$ 4,5 bilhões – valores para 2005. O Eixo Norte pode destinar a vazão máxima de 99 m³/s para as bacias dos rios Apodi, Brígida, Jaguaribe, Piranhas-Açu e Terra-Nova e tem cerca de 500 km de extensão, captando água na altura da cidade de Cabrobó – PE e conduzindo-a até o Riacho dos Porcos – CE (CGEE; ANA, 2012).

Já o Eixo Leste pode destinar até 28 m³/s, estendendo-se por 225 km. Neste caso a captação se dá no reservatório da UHE de Itaparica e a água é conduzida até o Açude Poções – PB (CGEE; ANA, 2012). Em termos gerais, a vazão total de projeto para retirada é de 127 m³/s. No entanto, a ANA concedeu a outorga de 26,4 m³/s durante o ano e, somente nos casos em que a UHE de Sobradinho verter ou estiver com seu volume útil superior ao volume de espera para cheias, é autorizado retirar uma vazão de até 114,3 m³/s (ANA, 2005). O PISF é apresentado na Figura 26.

3 METODOLOGIA

Diante do possível cenário de mudanças climáticas e consequente impacto nas variáveis associadas ao ciclo hidrológico, torna-se necessária uma avaliação robusta das séries históricas disponíveis, para que se reduza o grau de incerteza no planejamento dos recursos hídricos. O modo de abordar as mudanças de tendência nas séries históricas é visto como um desafio pela Agência Nacional de Águas e pela Gerência Geral de Estratégia (ANA; GGES, 2016).

As mudanças nas séries de afluência também podem impactar o rateio de garantia física feito pelo ONS. O rateio é feito considerando a energia firme de cada UHE, entretanto a energia firme é definida como a média de produção elétrica no período crítico definido pelo ONS, que atualmente vai de junho de 1949 a novembro de 1955 (ONS, 2008; DETZEL et al., 2019).

De Jong et al. (2018) afirmam que a redução de precipitação e, consequentemente, de vazão pode desencadear mais conflitos entre os usuários das águas da bacia. Necessita-se então avaliar qual a relação dos períodos críticos com a sensibilidade das usinas no atendimento aos usos consuntivos e não consuntivos da BHSF.

Portanto, fazem-se necessárias avaliações acerca do Período Crítico (PC) da BHSF, já que, segundo Detzel et al. (2019), a abordagem atual pode ser questionada devido à diversidade hidrológica brasileira. Além disso, deve-se também avaliar os impactos do PC aos principais usos da bacia: geração hidrelétrica, usos consuntivos e vazão ecológica.

Assim, é relevante o levantamento das séries associadas à afluência da cascata de reservatórios, bem como das séries relacionadas com o período crítico, nomeadamente: série de Vazão Natural Afluyente (VNA), Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR).

3.1 VAZÃO NATURAL AFLUENTE

Define-se como Vazão Natural Afluyente (VNA) a vazão cujos efeitos de regularização, evaporação nos reservatórios, retiradas e despejos são retirados. O procedimento detalhado de reconstituição de vazões pode ser encontrado na publicação Qualificação de Dados Hidrológicos e Reconstituição de Vazões Naturais no País (ANA, 2011).

Mensalmente os dados utilizados no modelo NEWAVE são disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (2020), dentre esses os quais as VNA de todos aproveitamentos hidrelétricos cujo despacho elétrico está a cargo do ONS. Os dados mensais de VNA estão disponíveis de janeiro de 1931 a dezembro de 2019.

3.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE

O uso da ENA se dá, a priori, na aplicação do Método da Energia Natural, onde todo o sistema é substituído por um único reservatório, dito equivalente (NEIRA, 2005). Tal método foi originalmente proposto por CANAMBRA (1969) e leva em conta que as vazões naturais dos rios podem ser convertidas em unidades de energia, somando-se às energias naturais de cada UHE, obtendo-se assim a energia natural do sistema ou da bacia hidrográfica em questão.

Nos procedimentos de rede do ONS, Submódulo 23.5, está descrita a forma de calcular a ENA, que é feita considerando a produtibilidade das usinas com armazenamento a 65% do volume útil, diferindo-se do método original de CANAMBRA (1969), que adota um volume armazenado de 50%. A produtibilidade equivalente pode ser calculada conforme a Equação 9.

$$Prod_{r,t}^{eq} = Prod_r^{esp} \times H_{r,t}^{eq} \quad (9)$$

em que r é o reservatório considerado, t é o intervalo de tempo considerado, $Prod_r^{esp}$ é a produtibilidade específica do reservatório (MWs/m^4), obtida junto às saídas do NEWAVE e apresentados na Tabela 6 e $H_{r,t}^{eq}$ é a queda líquida equivalente (m), calculada por:

$$H_{r,t}^{eq} = CotaGeo_{r,t} - CotaFuga_r^{med} - Perdas_{r,t} \quad (10)$$

em que $CotaGeo_{r,t}$ é a cota geométrica equivalente do reservatório r , calculada pela Equação 11 (m), $CotaFuga_r^{med}$ é a cota média do canal de fuga (m) e $Perdas_{r,t}$ são as perdas no canal de adução (m), obtidas com as saídas do NEWAVE e apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Dados dos reservatórios da BHSF

Nome UHE	$Prod^{esp}$ (MW s/m ⁴)	V^{min} (hm ³)	V^{max} (hm ³)	Perdas	$CotaFuga^{med}$ (m)
Retiro Baixo	0,008755	200,72	241,59	3,0%	577,00
Três Marias	0,008564	4.250,00	19.528,00	0,6 m	515,70
Queimado	0,008829	95,25	577,00	5,8 m	637,50
Sobradinho	0,009023	5.447,00	34.116,00	0,5 m	362,50
Itaparica	0,008931	7.234,00	10.782,00	0,8 m	251,50
Complexo Paulo Afonso / Moxotó	0,009035	1.226,00	1.266,00	0,6 m	138,00
Xingó	0,009119	3.800,00	3.800,00	2,1 m	16,96

Fonte: CCEE (2020)

$$CotaGeo_{r,t} = \left(\frac{I}{V_{r,t} - Vmin_r} \right) \left[\frac{A4_r}{5} (V_{r,t}^5 - Vmin_r^5) + \frac{A3_r}{4} (V_{r,t}^4 - Vmin_r^4) + \frac{A2_r}{3} (V_{r,t}^3 - Vmin_r^3) + \frac{A1_r}{2} (V_{r,t}^2 - Vmin_r^2) + A0_r (V_{r,t} - Vmin_r) \right] \quad (11)$$

em que $V_{r,t}$ é o volume correspondente a 65% do volume útil do reservatório (hm^3), $Vmin_r$ é o volume mínimo operacional do reservatório (hm^3), apresentado na Tabela 6 e $A0_r$, $A1_r$, $A2_r$, $A3_r$, $A4_r$ são os coeficientes do polinômio $f(\text{Volume}) = \text{Cota}$ disponibilizados como saída do modelo NEWAVE e apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Coeficientes dos polinômios de cota do reservatório em função do volume armazenado

Nome da UHE	A0	A1	A2	A3	A4
Retiro Baixo	5,915352E+2	1,642508E-1	-2,607112E-4	-	-
Três Marias	5,303318E+2	6,075960E-3	-4,836150E-7	2,203479E-11	-3,846580E-16
Queimado	8,017885E+2	1,142334E-1	-1,979012E-4	1,441830E-7	-2,488779E-17
Sobradinho	3,741790E+2	1,396690E-3	-5,351590E-8	1,55989E-12	-9,545989E-18
Itaparica	2,758130E+2	6,764889E-3	-8,868370E-7	7,067909E-11	-2,239850E-15
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	2,515000E+2	-	-	-	-
Xingó	1,380000E+2	-	-	-	-

Fonte: CCEE (2020)

A ENA para um conjunto de reservatórios pode ser calculada por:

$$ENA_t^{bacia} = \sum_{r=1}^R Qnat_{r,t} Prod_{r,t}^{eq} \quad (12)$$

em que R é o número de reservatórios considerados e $Qnat_{r,t}$ é a vazão natural afluente (m^3/s).

3.3 ENERGIA ARMAZENADA

O Método da Energia Natural também leva em consideração a energia acumulada nos reservatórios (NEIRA, 2005). Para o ONS, o período crítico é definido como o período em que o sistema passa de 100% de armazenamento até o armazenamento mínimo sem reenchimentos intermediários (ONS, 2019c). Entretanto, o armazenamento considerado pelo setor elétrico é considerado em unidades de Energia Armazenada (EAR). Para a obtenção da série de EAR, Detzel et al. (2019) consideraram apenas o balanço hídrico do reservatório, fazendo:

$$\frac{dS}{dt} = (Qnat_{r,t} - Qreg_{r,t} - Qvert_{r,t}) \Delta t - E_{r,t} \quad (13)$$

em que r representa o reservatório considerado, t representa o intervalo de tempo, $Qnat_{r,t}$ é a VNA ao reservatório (m^3/s), $Qreg_{r,t}$ é a vazão máxima vazão regularizável considerando 100% de confiabilidade (m^3/s), $Qvert_{r,t}$ é a vazão vertida (m^3/s) e $E_{r,t}$ é a evaporação do

reservatório (m^3), calculada utilizando a Equação 3, na qual, para o cálculo da área do reservatório, foram utilizados polinômios $f(\text{volume}) = \text{cota}$, apresentados na Tabela 7, polinômios $f(\text{cota}) = \text{área}$, ambos de 4º grau na forma $y = A_0 + A_1 x + A_2 x^2 + A_3 x^3 + A_4 x^4$, com coeficientes apresentados na Tabela 8 e os dados de evaporação líquida dados na Tabela 9.

Tabela 8: Coeficientes dos polinômios de área em função da cota do reservatório

Nome da UHE	A0	A1	A2	A3	A4
Retiro Baixo	-7,237893E+5	2,350039E+3	-1,907499E+0	-	-
Três Marias	1,207500E+7	-8,934369E+4	2,479890E+2	-3,060890E-11	1,417750E-4
Queimado	-7,222561E+6	2,654824E+4	-3,252922E+1	1,328637E-2	-
Sobradinho	-5,037100E+5	4,913789E+3	-8,966889E+0	-1,891690E-2	4,653790E-5
Itaparica	-1,996950E+5	1,822240E+3	-4,435699E+0	-1,917610E-3	1,292100E-5
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	2,130000E+2	-	-	-	-
Xingó	6,000000E+1	-	-	-	-

Fonte: CCEE (2020)

Tabela 9 - Evaporação líquida (mm) da região dos principais reservatórios da BHSF

Nome da UHE	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Retiro Baixo	-21	-14	9	30	45	49	69	83	60	30	1	-12
Três Marias	-1	-2	28	47	61	61	58	49	49	35	21	22
Queimado	21	4	21	33	59	70	77	79	80	51	17	51
Sobradinho	171	109	61	56	108	104	165	203	234	267	245	223
Itaparica	163	88	47	35	55	41	81	138	190	227	235	202
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	163	88	47	35	55	41	81	138	190	227	235	202
Xingó	163	88	47	35	55	41	81	138	190	227	235	202

Fonte: CCEE (2020)

A EAR para uma UHE pode ser calculada pela Equação 14:

$$EAR_{r,t} = \left(\frac{V_{r,t} - Vmin_r}{2,6298} \right) \left(PROD_{r,t}^{eq} + \sum_{j=1}^J PROD_{j,t}^{eq} \right) \quad (14)$$

em que $V_{r,t}$ é o volume armazenado na usina r no tempo t (hm^3), $Vmin_r$ é o volume mínimo operacional da UHE considerada (hm^3), $PROD_{r,t}^{eq}$ é a produtibilidade equivalente da UHE considerada, calculada conforme descrito pelas Equações 9, 10 e 11, j representa cada usina a jusante do empreendimento considerado e J o número de usinas a jusante.

A EAR da bacia considerada é calculada por:

$$EAR_t^{bacia} = \sum_{r=1}^R EAR_{r,t} \quad (15)$$

A EAR da bacia é, na maioria das vezes, representada como uma fração da máxima EAR, ou seja, o cálculo da $EAR^{max\ bacia}$ é necessário. Consequentemente, necessita-se também do cálculo da produtibilidade equivalente máxima, queda líquida máxima e máxima cota geométrica equivalente, dados, respectivamente, pelas Equações 16, 17 e 18.

$$Prod_r^{eq\ max} = Prod_r^{esp} H_r^{eq\ max} \quad (16)$$

em que r é o reservatório considerado, $Prod_r^{esp}$ é a produtibilidade específica do reservatório (MWs/m^4) apresentado na Tabela 6.

$$H_r^{eq\ max} = CotaGeo_r^{max} - CotaFuga_r^{med} - Perdas_r \quad (17)$$

em que $CotaGeo_r^{max}$ é a máxima cota geométrica do reservatório, calculada pela Equação 18 (m), $CotaFuga_r^{med}$ é a cota média do canal de fuga (m) e $Perdas_r$ são as perdas no canal de adução (m).

$$CotaGeo_r^{max} = \left(\frac{I}{Vmax_r - Vmin_r} \right) \left[\frac{A4_r}{5} (Vmax_r^5 - Vmin_r^5) + \frac{A3_r}{4} (Vmax_r^4 - Vmin_r^4) + \frac{A2_r}{3} (Vmax_r^3 - Vmin_r^3) + \frac{A1_r}{2} (Vmax_r^2 - Vmin_r^2) + A0_r (Vmax_r - Vmin_r) \right] \quad (18)$$

em que $Vmax_r$ é o armazenamento máximo do reservatório (hm^3), $Vmin_r$ é o volume mínimo operacional do reservatório (hm^3) e $A0_r, A1_r, A2_r, A3_r, A4_r$ são os coeficientes do polinômio $f(\text{Volume}) = \text{Cota}$.

Assim, a EAR_r^{max} do reservatório r pode ser obtida por:

$$EAR_r^{max} = \left(\frac{Vmax_r - Vmin_r}{2,6298} \right) \left(PROD_r^{eq\ max} + \sum_{j=1}^J PROD_m^{eq\ max} \right) \quad (19)$$

Já a $EAR^{max\ bacia}$ pode ser obtida por:

$$EAR^{max\ bacia} = \sum_{r=1}^R EAR_r^{max} \quad (20)$$

E a proporção de EAR, no intervalo de tempo t , da bacia considerada, pode ser calculada pela relação:

$$EAR\%_t^{bacia} = \frac{EAR_t^{bacia}}{EAR^{max\ bacia}} \quad (21)$$

Além disso, o balanço hídrico dos reservatórios apresentada na Equação 13 tem como uma das variáveis de saída a vazão regularizada pelo reservatório r . O grau de regularização δ_r do barramento pode ser calculado por:

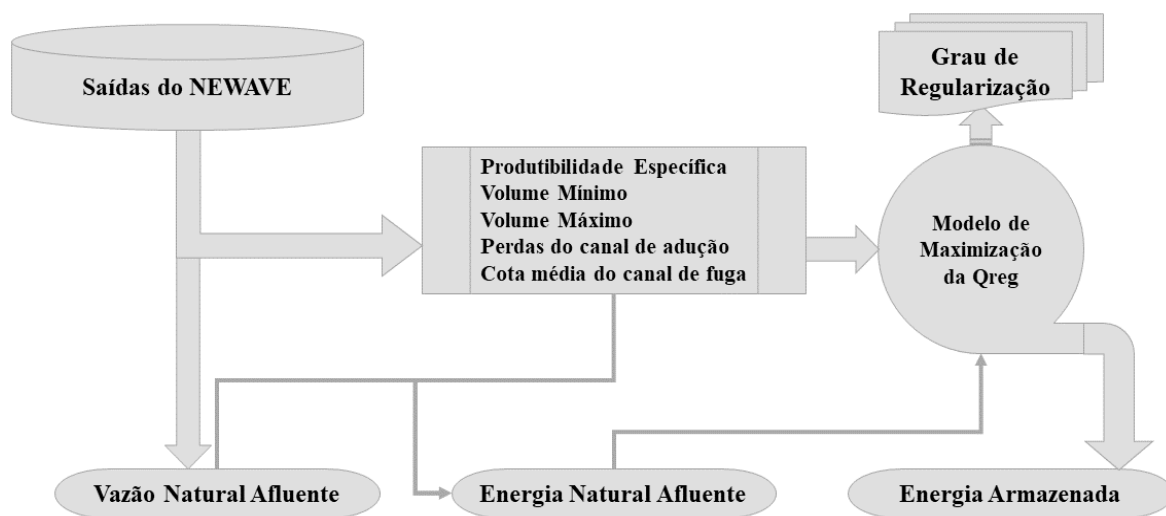
$$\delta_r = \frac{Qreg_r}{Qnat_{mlt, r}} \quad (22)$$

em que $Qnat_{mlt, r}$ é a média de longo termo das vazões naturais afluentes (m^3/s) ao reservatório r .

Com o coeficiente de regularização, é possível avaliar o desempenho da UHE em regularizar vazões. Segundo Detzel et al. (2019), um grau de regularização de 100% significa regularização total, valor não atingido na prática por diversos fatores: exigência de volumes úteis muito elevados, perdas por evaporação e infiltração, entre outros.

Um resumo da obtenção das séries relacionadas a afluência/operação está apresentado na Figura 27.

Figura 27 - Resumo da obtenção das séries de VNA, ENA e EAR.



Fonte: Autor

3.4 TESTES ESTATÍSTICOS

Como as premissas básicas das análises hidrológicas levam em consideração que as séries são aleatórias, seus dados são independentes, homogêneos e estacionários, decidiu-se por usar testes não paramétricos para testá-las quanto às hipóteses assumidas. Detzel et al. (2011) avaliaram a presença de tendência apenas nas séries de VNA, entretanto, Coelho et al. (2019), ao avaliarem séries históricas de VNA e parâmetros de qualidade da água, também aplicaram testes de aleatoriedade, independência e homogeneidade.

Neste trabalho, avaliaram-se as séries de VNA e ENA da BHSF tanto em intervalos mensais quanto anuais. Optou-se por utilizar as séries anuais nos testes de Mann-Kendall e Pettitt, já que, segundo Maidment (1993) e Detzel et al. (2011) a sazonalidade pode interferir na detecção da tendência.

3.4.1 Avaliação de Tendência

Para avaliar a presença de tendência foram aplicados os testes de Mann-Kendall, Spearman e de Pettitt.

3.4.1.1 Teste de Mann-Kendall

O teste de Mann-Kendall é um teste não paramétrico que explora a existência de tendências na série temporal sem especificar seu tipo, ou seja, sem levar em consideração que a tendência é linear ou não linear (MACHI WAL; JHA, 2012). Segundo McCuen (2003) e Machiwal e Jha (2012), considerando uma série temporal descrita por x_t ($t=1, 2, 3, \dots, N$), cada valor de x_t é comparado com seus valores subsequentes x_{t+k} dando origem a uma nova série z_k em que:

$$\begin{aligned} z_k &= 1 & \text{para } x_t > x_{t+k} \\ z_k &= 0 & \text{para } x_t = x_{t+k} \\ z_k &= -1 & \text{para } x_t < x_{t+k} \end{aligned} \quad (23)$$

em que $t' = t - 1$ e k é dado por:

$$k = \frac{(t' - 1)(2N - t')}{2} + (t - t') \quad (24)$$

A estatística de Mann-Kendall, que representa o número de diferenças positivas menos o número de diferenças negativas, é definida por:

$$S = \sum_{t'=1}^{N-1} \sum_{t=t'+1}^N z_k \quad (25)$$

Para uma amostra maior que 40 elementos, pode-se utilizar a estatística u_c , definida por:

$$u_c = \frac{S+m}{\sqrt{V(S)}} \quad (26)$$

em que:

$$\begin{aligned} \text{se } S < 0 & \text{ então } m = 1 \\ \text{se } S > 0 & \text{ então } m = -1 \\ \text{se } S = 0 & \text{ então } m = S \end{aligned} \quad (27)$$

e:

$$V(S) = \frac{I}{18} \left[N(N-1)(2N+5) - \sum_{i=1}^g e_i(e_i-1)(2e_i+5) \right] \quad (28)$$

em que g é o número de valores repetidos e e_i é o número de vezes que cada valor i se repete.

O teste supõe uma hipótese nula, ou H_0 , de existência de tendência de crescimento ou decrescimento. A hipótese alternativa, ou H_1 , é de que não existe tendência nos valores. Para validar a hipótese H_0 , sob nível de significância α , compara-se o valor de u_c com o valor de uma distribuição normal padrão bicaudal; se a estatística u_c for menor que o quantil $1-\alpha/2$ da distribuição normal padrão, ou seja, $|u_c| \geq Z_{\alpha/2}$, H_0 pode ser rejeitada com significância α .

3.4.1.2 Teste de Spearman

Conforme Naghettini e Pinto (2007), as tendências temporais se dão de forma gradual nas bacias hidrográficas e uma forma de detectá-las é por meio do teste não paramétrico de Spearman.

Ao considerar a série temporal descrita por x_t ($t=1, 2, 3, \dots, N$), a ideia central do teste é correlacionar as ordens de classificação m_t de cada elemento x_t organizados em ordem decrescente, com a ordem temporal t . No caso de valores repetidos, Machiwal e Jha (2012) recomendam fazer a média dos valores m_t dos elementos repetidos. A estatística do teste pode ser calculada por:

$$r_s = 1 - \frac{6 \sum_{t=1}^N (m_t - t)^2}{N^3 - N} \quad (29)$$

Para um $N \geq 10$ pode-se calcular a variância de r_s por:

$$Var[r_s] = \frac{1}{N-1} \quad (30)$$

e a estatística de teste por:

$$T_s = \frac{r_s}{\sqrt{Var[r_s]}} \quad (31)$$

O teste de Spearman tem como hipótese nula, ou H_0 , que a amostra não apresenta tendência temporal, ou seja, não há correlação entre m_t e t . Por se tratar de um teste bilateral, então, sob nível de significância α , a hipótese nula é rejeitada se $|T_s| > Z_{1-\alpha/2}$.

3.4.1.3 Teste de Pettitt

Quando há necessidade de se identificar um possível ponto de mudança abrupta ou um salto no padrão de uma série temporal, o teste não paramétrico de Pettitt-Mann-Whitney (1979) teste é recomendado (BASISTHA; ARYA; GOEL, 2009).

Considerando-se uma série descrita por x_t ($t=1, 2, 3, \dots, N$) calcula-se:

$$D_{i,j} = \text{sgn}(x_i - x_j) \quad (32)$$

onde:

$$\text{sgn}(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } x > 0 \\ 0 & \text{se } x = 0 \\ -1 & \text{se } x < 0 \end{cases} \quad (33)$$

A estatística $U_{t,T}$, equivalente à estatística de Mann-Whitney, testa se duas amostras $(x_1, x_2, x_3, \dots, x_t)$ e $(x_{t+1}, x_{t+2}, x_{t+3}, \dots, x_N)$ advêm da mesma população e pode ser calculada por:

$$U_{t,T} = \sum_{i=1}^t \sum_{j=t+1}^N D_{i,j} \quad (34)$$

Ao se plotarem os valores de $U_{t,T}$ por t , culminaria em uma série com valor de $|U_{t,T}|$ crescente. Entretanto, se há uma mudança na tendência o valor de $|U_{t,T}|$ aumentaria até o ponto de mudança de tendência e depois começaria a diminuir. O ponto com maior valor de $|U_{t,T}|$ então pode ser o ponto com mudança mais significativa. Então:

$$K_T = \max_{1 \leq t \leq N} |U_{t,T}| \quad (35)$$

O valor-p do intervalo de tempo identificado pelo teste de Pettitt (1979) pode ser aproximado por:

$$p = 2 \exp \left[\frac{-6 K_T^2}{T^3 + T^2} \right] \quad (36)$$

que, ao comparar com o nível de significância α pode-se validar ou não a hipótese H_0 de que a mudança não é estatisticamente significativa, contra a hipótese H_1 de mudança significativa. Como resultado do teste, pode-se obter tanto o valor de t , onde há a maior mudança de tendência, quanto o valor máximo de $|U_{t,T}|$.

3.4.2 Avaliação de Aleatoriedade

A aleatoriedade presente em uma série hidrológica não pode ser demonstrada, mas pode ser detectada através do teste não paramétrico do número de inflexões (NAGHETTINI; PINTO, 2007). Sheskin (2004) descreve esse teste como *the single-sample runs test*. O teste baseia-se na ideia de que o número de inflexões deve ser proporcional ao tamanho da amostra, ou seja, se há um número excessivamente grande ou pequeno de inflexões provavelmente trata-se de uma amostra não aleatória (SHESKIN, 2004; NAGHETTINI; PINTO, 2007).

De acordo com Siegel (1956), dada uma amostra $x_t, t = (1, 2, 3, \dots, N)$, o número de inflexões pode ser calculado atribuindo-se sinais de:

$$\begin{aligned} - & \text{ se } x_t > \text{mediana} \\ + & \text{ se } x_t < \text{mediana} \\ 0 & \text{ se } x_t = \text{mediana} \end{aligned} \quad (37)$$

Obtendo-se uma série s , com N elementos. Considera-se então r como a soma do número de vezes em que se a série s muda de sinal, m o número de sinais positivos e n o número de sinais negativos da série, em que $n+m=N$. Para dados com $N > 10$, podem-se usar as seguintes aproximações para média, desvio padrão e variável de teste, respectivamente:

$$\begin{aligned} \mu_r &= \frac{2mn}{N} + 1 \\ \sigma_r &= \sqrt{\frac{2mn(2mn - N)}{N^2(N-1)}} \\ Z_r &= \frac{r - \mu_r}{\sigma_r} \end{aligned} \quad (38)$$

O teste avalia a hipótese nula H_0 de que a amostra é aleatória contra a hipótese alternativa H_1 de que a amostra não é aleatória. A avaliação é feita comparando-se a estatística de teste bilateral com o valor da distribuição normal padrão. A hipótese nula deve ser rejeitada se $|Z_r| \geq Z_{1-\alpha/2}$.

3.4.3 Avaliação de Independência

Na maioria das séries hidrológicas, observa-se certo grau de dependência entre os valores das variáveis monitoradas. Segundo Naghettini e Pinto (2007), a dependência varia com o intervalo de tempo, visto que, em séries de vazões médias diárias, a dependência é forte e fraca para vazões médias anuais.

Uma forma de identificar a dependência entre as observações é por meio do teste não paramétrico de Wald e Wolfowitz (1940). Ao se avaliar uma amostra $x_t, (t = 1, 2, 3, \dots, N)$

e as diferenças entre as observações x_t e a média amostral $\bar{x}$ dadas por x'_t , a estatística R é dada por:

$$R = \sum_{t=1}^{N-1} x'_t x'_{t+1} + x'_1 x'_N \quad (39)$$

Pode-se demonstrar que R segue uma distribuição normal de média:

$$E[R] = -\frac{s_2}{N-1} \quad (40)$$

e variância:

$$Var[R] = \frac{s_2^2 - s_4}{N-1} + \frac{s_2^2 - 2s_4}{(N-1)(N-2)} - \frac{s_2^2}{(N-1)^2} \quad (41)$$

em que s_r é dado por:

$$s_r = N m'_r \quad (42)$$

e m'_r pode ser calculado por:

$$m'_r = \frac{\sum_{t=1}^N (x'_t)^r}{N} \quad (43)$$

Então, a estatística do teste de Wald e Wolfowitz pode ser calculada por:

$$T_{ww} = \frac{R - E[R]}{\sqrt{Var[R]}} \quad (44)$$

Sob a hipótese H_0 de que as observações são independentes e H_1 de que há algum grau de dependência entre os valores observados, avalia-se a hipótese nula. Trata-se de um teste bilateral associado a um nível de significância α . Rejeita-se H_0 se $|T_{ww}| > Z_{1-\alpha/2}$.

3.4.4 Avaliação de Homogeneidade

Uma forma de testar a homogeneidade entre duas séries se dá pela aplicação do teste não paramétrico de Mann-Whitney (NAGHETTINI; PINTO, 2007). O teste pressupõe uma subdivisão nas amostras, de modo que uma amostra dada por $x_t, t = (1, 2, 3, \dots, N)$, dividida em duas subamostras de tamanho aproximadamente iguais da forma $x_t^1, t = (1, 2, 3, \dots, n_1)$ e $x_t^2, t = (n_1+1, n_1+2, n_1+3, \dots, n_2)$ de forma que $n_1+n_2=N$. Na aplicação desse teste, optou-se por escolher o ponto n_1 como o intervalo de tempo para provável mudança de tendência dado pelo teste de Pettitt.

Posteriormente, classificam-se as duas subamostras em ordem crescente, é importante ressaltar que a classificação deve ser feita com base na amostra completa. Cria-se então um conjunto de classificações $m_t, t = (1, 2, 3, \dots, N)$. A ideia do teste é que, se as duas

subamostras não forem homogêneas, os elementos das subamostras apresentarão ordem de classificação estatisticamente diferentes. A estatística V do teste é dada pelo menor valor entre:

$$\begin{aligned} V_1 &= n_1 n_2 + \frac{n_1(n_1+1)}{2} - R_1 \\ V_2 &= n_1 n_2 - V_1 \end{aligned} \quad (45)$$

em que R_1 é a soma das ordens de classificação m_i da subamostra x_i^I . Se as subamostras possuírem mais de 20 elementos, demonstra-se que V segue uma distribuição normal de média dada por:

$$E[V] = \frac{n_1 n_2}{2} \quad (46)$$

e variância por:

$$Var[V] = \frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 + 1)}{12} \quad (47)$$

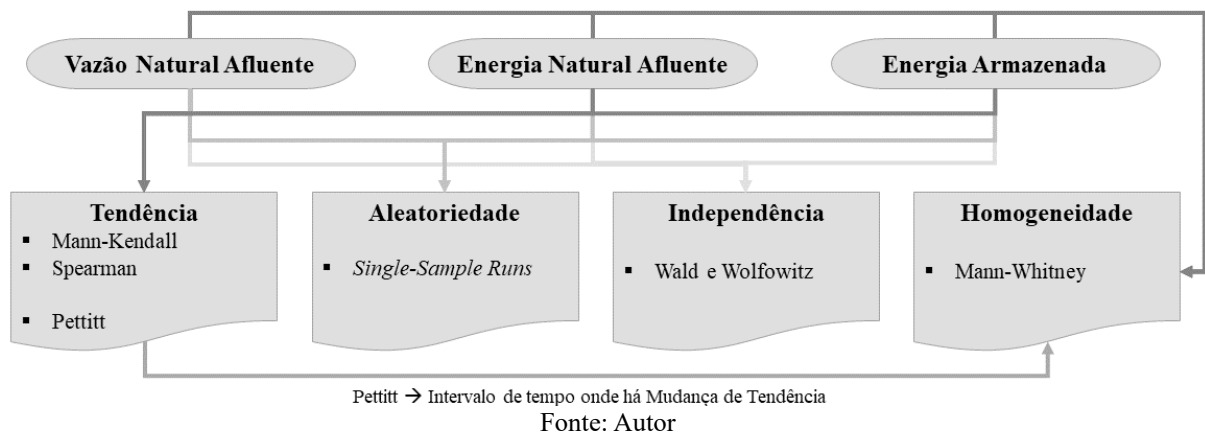
A estatística de teste pode ser calculada por:

$$T_{mw} = \frac{V - E[V]}{\sqrt{Var[V]}} \quad (48)$$

O teste tem como hipótese H_0 que a amostra é homogênea, ou seja, a média das subamostras são estatisticamente iguais. Como trata-se de um teste bilateral, a hipótese nula pode ser rejeitada caso $|T_{mw}| > Z_{1-\alpha/2}$.

Um resumo dos procedimentos estatísticos é apresentado na Figura 28.

Figura 28 - Resumo dos procedimentos estatísticos executados



3.5 PERÍODO CRÍTICO DA BHSF

3.5.1 Método da Energia Natural Afluente

Uma adaptação do Método da Energia Natural, proposto originalmente por CANAMBRA (1969), foi utilizada por Detzel et al. (2019). Estes autores fizeram simplesmente o balanço hídrico do reservatório considerando apenas as retiradas por evaporação e uma regularização da máxima vazão com 100% de confiabilidade, ou seja, sem falhas. Determinaram o período crítico para usinas expressivas no cenário energético brasileiro.

Como complementação, a metodologia utilizada no presente trabalho utilizou não apenas o balanço hídrico de VNA, mas também o cálculo da entrada de energia nos reservatórios através da ENA, calculando também a EAR como apresentado no item 3.3. O setor elétrico brasileiro define um período crítico para todo território nacional, maneira também contestada por Detzel et al. (2019), diante da diversidade hidrológica e que pode ser uma limitação para o rateio da energia assegurada do sistema.

Assim, a definição de período crítico foi feita seguindo a metodologia utilizada pelo ONS (2019c), que considera o período crítico para todo o SIN do intervalo de tempo que o sistema passa de 100% de EAR para o menor valor, sem reenchimentos totais intermediários. Entretanto, a avaliação foi feita apenas para a bacia hidrográfica do rio São Francisco.

Além disso, a operação dos reservatórios visando a determinação da maior vazão regularizada possível também possibilitou o cálculo do índice de regularização para diferentes períodos, o que possibilitou a análise da perda/ganho na capacidade de regularização das usinas. Salienta-se que a operação nesta etapa do trabalho fora feita de maneira individualizada.

3.5.2 Método das Diferenças Acumuladas

Mendes (2012) avaliou o período crítico calculando as diferenças entre a média anual e a mediana da série histórica de ENA para cada UHE e acumulando apenas as diferenças negativas. No trabalho, detectou que o período de maior escassez para a BHSF não condizia com o que o setor elétrico considera para o SIN.

Um procedimento semelhante foi aplicado neste trabalho. Entretanto calculou-se a média de ENA e, para cada mês, caso a diferença entre a MLT da ENA e o valor médio mensal eram negativos, foram acumulados, caso contrário foram zerados. Portanto, o período crítico provavelmente estaria correlacionado com o maior deficit acumulado. Diante das duas definições de período crítico, os resultados puderam ser comparados.

3.5.3 Comparação entre períodos críticos definidos

Os períodos críticos usando as metodologias definidas nos itens 3.5.1 e 3.5.2 foram então comparados. Avaliaram-se as diferenças entre intensidade, duração e possíveis passos metodológicos que poderiam interferir na possível discrepância. Foram analisadas as diferenças entre mês inicial, mês final, duração e intensidade da escassez definida.

Como o setor elétrico utiliza a definição de período crítico descrita no item 3.5.1, os cinco maiores períodos foram apresentados. O desempenho do modelo de operação em PNL considerando os diferentes setores usuários foi testado para aplicação nos diferentes períodos críticos: definido pelo ONS para todo o SIN; definido pelo método da energia natural afluente com afluências até o ponto de mudança de tendência da série de ENA e definido pelo método da ENA para toda série de ENA. Também foi avaliada a energia firme de cada UHE, calculando-a com série histórica, diferentemente do ONS. Os valores de energia firme foram também comparados.

3.6 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE RESERVATÓRIOS

Para a elaboração do modelo de operação do sistema necessita-se primeiramente levantar os dados acerca das informações operativas das usinas, abordados a seguir.

3.6.1 Levantamento de dados

3.6.1.1 Polinômio de cota em função do volume

As curvas $f(\text{volume (hm}^3)) = \text{cota(m)}$ foram coletadas junto à saída do modelo NEWAVE, como apresentadas na Tabela 7. Ressalta-se que os coeficientes dos polinômios estão dispostos na forma $y = A_0 + A_1 x + A_2 x^2 + A_3 x^3 + A_4 x^4$.

Como alternativa à utilização dos polinômios de quarto grau, elaboraram-se também polinômios de graus 1 a 3, de maneira semelhante a Silva e Zambon (2013). Variou-se a variável independente entre seu valor mínimo e máximo e foram calculados os correspondentes valores da variável dependente.

Com os pares ordenados de valores, foi possível calibrar polinômios de graus inferiores (de 1 a 3), calculando-se também o coeficiente de Nash-Sutcliffe (1970). Este índice mostra-se eficiente no cálculo de aderência entre curvas não lineares, variando entre $-\infty$ a 1, e pode ser calculado por:

$$NSE = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (Mod_i - Obs_i)^2}{\sum_{i=1}^N (Obs_i - \bar{Obs})^2} \quad (49)$$

em que N é o número total de intervalos de tempo, Mod_i são os valores das aproximações de grau 1 a 3, Obs_i é o valor da equação $f(\text{volume}) = \text{cota}$ de fornecida pelo ONS e $\bar{Obs}$ é a média dos valores da equação $f(\text{volume}) = \text{cota}$. Calculou-se também o erro quadrático médio por:

$$EQM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Mod_i - Obs_i)^2 \quad (50)$$

Decidiu-se por utilizar, no modelo de operação, polinômios de segundo grau, mantendo a não linearidade da relação cota do reservatório e volume armazenado, mas reduzindo o grau da equação, o que pode trazer vantagens no tempo de processamento do modelo. Os coeficientes dos polinômios estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Polinômios de cota do reservatório em função do volume armazenado

Nome da UHE	A0	A1	A2	NSE	EQM
Retiro Baixo	5,91535200E+2	1,64250800E-1	-2,60711200E-4	1,000000	0,000000
Três Marias	5,40140232E+2	2,49207012E-3	-4,31657989E-8	0,998265	0,750286
Queimado	8,05285698E+2	7,28400242E-2	-5,66361744E-5	0,996974	0,446539
Sobradinho	3,77141499E+2	7,46700864E-4	-9,00816274E-9	0,996957	0,285840
Itaparica	2,82913817E+2	2,74691713E-3	-7,33507842E-8	0,999965	0,000232
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	2,51500000E+2	-	-	1,000000	0,000000
Xingó	1,38000000E+2	-	-	1,000000	0,000000

Fonte: Autor

3.6.1.2 Polinômio de área em função da cota

As curvas $f(\text{cota (m)}) = \text{área (km}^2\text{)}$ foram coletadas junto à saída do modelo NEWAVE, como apresentadas na Tabela 8.

3.6.1.3 Polinômio da área em função do volume armazenado

Como forma de simplificação, optou-se também por fazer o cálculo dos polinômios $f(\text{volume (hm}^3\text{)}) = \text{área (km}^2\text{)}$. Para a elaboração foram utilizados os polinômios $f(\text{volume}) = \text{cota}$ e $f(\text{cota}) = \text{área}$, ambos de quarto grau. Assim ajustaram-se polinômios da forma $y = A0 + A1x + A2x^2$, ou seja, de segundo grau, apresentados na Tabela 11.

Ressalta-se também que foram calculados o erro quadrático médio e o coeficiente de Nash-Sutcliffe.

Tabela 11 - Polinômios de área em função do volume armazenado no reservatório

Nome da UHE	A0	A1	A2	NSE	EQM
Retiro Baixo	-2,87203022E+2	2,61104684E+0	-5,49939603E-3	0,999192	0,003974
Três Marias	1,95664317E+2	4,34144083E-2	6,60259540E-8	0,999300	27,569012
Queimado	1,62644412E+1	1,53742901E-2	1,20395469E-4	0,997814	0,530856
Sobradinho	4,43520237E+2	1,30981562E-1	-6,47778340E-7	0,999683	241,795390
Itaparica	8,47827772E+1	8,15600911E-2	-1,26380405E-6	0,999935	0,272306
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	2,13000000E+2	-	-	1,000000	0,000000
Xingó	6,00000000E+1	-	-	1,000000	0,000000

Fonte: Autor

3.6.1.4 Polinômio da cota do canal de jusante em função da vazão liberada

Como simplificação, optou-se por fazer o cálculo dos polinômios $f(\text{vazão liberada (m}^3\text{)}) = \text{cota jusante (m)}$. Para a elaboração foram utilizados os polinômios de quarto grau disponibilizados pela CCEE (2020). Assim ajustaram-se polinômios da forma $y = A0 + A1x + A2x^2$, de segundo grau, apresentados na Tabela 12.

A Tabela 12 também informa se o canal de jusante tem influência do vertimento.

Tabela 12 - Polinômios de cota do canal de jusante em função da vazão liberada

Nome da UHE	A0	A1	A2	Influência vertimento	NSE	EQM
Retiro Baixo	5,77000238E+2	6,86512756E-3	-1,97213215E-6	SIM	1,000000	0,000000
Três Marias	5,14657000E+2	1,59594000E-3	-2,21332000E-7	SIM	0,999997	0,000001
Queimado	6,36204895E+2	2,97411860E-2	-1,13081966E-4	NÃO	0,999980	0,000004
Sobradinho	3,59717661E+2	1,76727320E-3	-1,67185056E-7	SIM	0,999678	0,001796
Itaparica	2,51500000E+2	-	-	SIM	1,000000	0,000000
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	1,38000000E+2	-	-	NÃO	1,000000	0,000000
Xingó	1,03905719E+1	5,10317912E-3	-9,40932709E-7	SIM	0,984018	0,073959

Fonte: Autor

3.6.1.5 Outros dados relevantes

Além dos polinômios, necessita-se de outros dados, a exemplo da produtividade específica, volume armazenado mínimo, volume armazenado máximo, já apresentados na Tabela 6. Os dados de vazão turbinada máxima, cotas mínima e máxima do reservatório são mostrados na Tabela 13.

Tabela 13 - Vazão turbinada máxima, cotas máxima e mínima das UHE da BHSF

Nome da UHE	$h_{\max}$ (m)	$h_{\min}$ (m)	$Q_{\text{turb max}}$ (m^3/s)
Retiro Baixo	616,0	614,0	123,12
Três Marias	572,5	549,2	815,26
Queimado	829,0	811,0	60,36
Sobradinho	392,5	380,5	4.011,60
Itaparica	304,0	299,0	3.091,95
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	251,5	251,5	3.741,28
Xingó	138,0	138,0	2.856,80

Fonte: CCEE (2020)

3.6.1.6 Restrições operativas

A maioria das usinas hidrelétricas têm restrições operativas que garantem a minimização dos impactos de sua operação para a bacia hidrográfica a jusante (GULLIVER; ARNDT, 1991). O ONS disponibiliza atualizações periódicas para cada UHE (ONS, 2016; ANA, 2017b) as quais encontram-se resumidas na Tabela 14.

Tabela 14 - Restrições operativas das usinas hidrelétricas usadas nos modelos de operação

Nome da UHE	Sigla	Vazão Mínima (m³/s)		Vazão Máxima (m³/s)
Retiro Baixo	RTB	27,67	**	-
Três Marias	TMA	150,00	*	2.500,00
Queimado	QUE	17,00	**	204,00
Sobradinho	SOB	800,00	*	7.000,00
Itaparica	ITA	-		-
Comp. Paulo Afonso / Moxotó	PAM	-		-
Xingó	XIN	800,00	*	8.000,00

* vazão para o período de atenção, dado na Resolução n. 2.081/2017 (ANA, 2017b)

** referente à vazão ecológica

Fonte: ONS (2016)

3.6.1.7 Demandas de uso consuntivo

As demandas de uso consuntivo foram obtidas na página de *metadados* da Agência Nacional de Águas (ANA, 2019f). Esses dados foram utilizados na elaboração do Manual de Usos Consuntivos de Água no Brasil (ANA, 2019b). Nos arquivos são disponibilizadas, as demandas anuais médias dos diferentes usos consuntivos para cada *ottobacia* do país. Através do programa QGIS 3.4.5 (QGIS, 2020), foram reunidas as demandas a montante de cada UHE da BHSF considerada nesse estudo, ou seja, Retiro Baixo, Três Marias, Queimado, Sobradinho, Itaparica, Complexo Paulo Afonso-Moxotó e Xingó.

Como o modelo de operação terá intervalo temporal mensal, foram utilizadas as demandas disponibilizadas no documento base para subsidiar a revisão do Plano Decenal de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (2004-2013) (ANA, 2013), que disponibiliza as demandas organizadas a montante dos aproveitamentos hidrelétricos e em intervalos mensais. Com isso, foi possível calcular a porcentagem mensal de demanda em comparação com a média anual.

É importante ressaltar que o ano-base das demandas é 2017. Além disso, a montante da UHE de Itaparica também foi considerada a demanda do PISF, adotada como constante de 26,4 m³/s. As demandas a montante de cada empreendimento considerado são apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15 - Demandas a montante de cada UHE da BHSF (m³/s) – dados ANA

Código UHE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
RTB	2,16	2,89	2,95	6,18	6,06	5,70	5,88	6,90	6,45	5,61	2,17	2,12	4,59
TMA	2,94	3,69	4,17	9,95	10,62	10,46	11,07	13,31	11,88	8,46	3,03	2,98	7,71
QUE	0,65	0,66	0,66	4,04	10,47	10,51	11,27	13,29	11,13	3,34	0,68	0,65	5,61
SOB	31,04	56,66	51,28	150,96	215,67	211,89	220,01	246,59	234,07	159,80	42,66	25,66	137,19
ITA	76,26	79,91	57,59	78,33	94,13	93,00	97,01	111,49	132,27	144,19	123,56	97,13	72,34
PAM	1,97	1,79	1,01	1,40	1,74	1,47	1,46	1,51	2,66	3,54	3,53	2,55	2,05
XIN	2,52	1,81	0,84	1,36	1,78	1,41	1,34	0,80	2,35	3,44	4,23	3,13	2,08

Fonte: Adaptado de ANA (2013) e ANA(2019f)

Como via de comparação, levantaram-se também as demandas de uso consuntivos usados como restrição no modelo NEWAVE. As demandas são disponibilizadas como saída do modelo e têm previsão para 4 anos. Como base de comparação, consideraram-se apenas as demandas de 2017. Os dados estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Demandas a montante de cada UHE da BHSF (m³/s) – dados ONS

Código UHE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
RTB	1,25	2,52	1,62	2,91	1,93	2,52	2,43	2,15	2,44	1,48	1,09	1,06	1,95
TMA	3,20	6,40	4,13	7,42	4,92	6,41	6,19	5,48	6,22	3,77	2,77	2,69	4,97
QUE	0,19	0,19	0,58	1,23	1,33	1,04	1,86	2,16	2,27	0,55	0,16	0,16	0,98
SOB	54,10	66,48	32,78	77,39	80,61	86,63	80,17	95,75	100,85	53,21	19,11	18,20	63,77
ITA	61,30	49,03	19,21	52,35	53,68	43,80	50,85	62,91	74,91	75,76	76,94	44,62	55,45
PAM	2,74	2,37	1,04	2,43	2,28	1,46	1,42	2,06	2,93	2,78	3,12	1,95	2,22
XIN	0,36	0,35	0,24	0,33	0,30	0,19	0,21	0,19	0,30	0,33	0,42	0,29	0,29

Fonte: CCEE (2020)

3.6.1.8 Volumes de Espera

O cálculo dos volumes de espera utilizados nos modelos foi feito considerando os períodos úmidos de 2018-2019 e 2019-2020, estabelecidos nas Diretrizes para Regras de Operação de Controle de Cheias – bacia do rio São Francisco (Ciclo 2018-2019) (ONS, 2018) e Regras para Operação de Controle de Cheias – bacia do rio São Francisco (Ciclo 2019-2020) (ONS, 2019d).

Os volumes de espera para as ondas de cheia são calculados para os reservatórios com capacidade de regularização, ou seja, localizados nas UHE Três Marias, Sobradinho, Itaparica e Queimado. Como o modelo realiza processamento em intervalos mensais, optou-se por calcular a média mensal entre os dois relatórios. Os dados são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Porcentagem do volume útil devido às restrições para controle de cheias

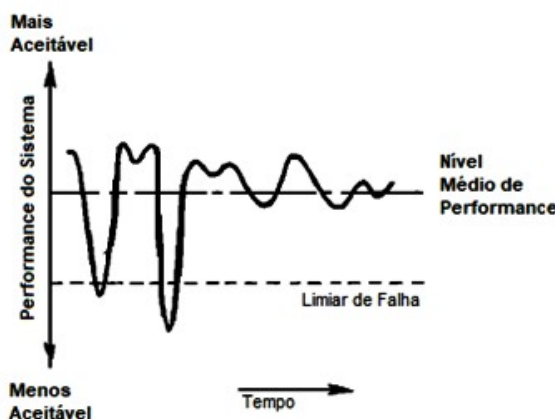
UHE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Três Marias	80,35	89,16	97,71	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,54	92,93	76,67
Queimado	73,74	80,03	86,79	93,71	99,83	100,00	100,00	100,00	100,00	96,07	66,96	66,91
Sobradinho	77,80	77,80	78,39	79,14	96,03	100,00	100,00	100,00	100,00	99,58	85,67	77,80
Itaparica	58,70	56,81	57,01	81,81	99,62	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	93,74	65,21

Fonte: Adaptado de ONS (2018) e ONS (2019d)

3.6.2 Índices de Desempenho

A avaliação do desempenho de alguns sistemas de recursos hídricos geralmente se baseia na média e variância das saídas do sistema. Contudo, estas estatísticas básicas descrevem muito vagamente o comportamento do sistema, já que se tratam apenas do comportamento médio ou desvio médio quadrático dos parâmetros, sem abordar adequadamente o limiar de falha, como mostrado na Figura 29. Além disso, estes parâmetros não conseguem estimar o quão severo foi o evento crítico, nem sua duração (HASHIMOTO; STEDINGER; LOUCKS, 1982).

Figura 29 - Parâmetros Usuais de Comportamento do Sistema



Fonte: Adaptado de Hashimoto, Stedinger e Loucks (1982)

O desempenho do sistema pode ser descrito com base nos critérios de Confiabilidade, Vulnerabilidade, Resiliência, como introduzidos por Hashimoto et al. (1982).

3.6.2.1 Confiabilidade

O índice de confiabilidade leva em conta a frequência de falhas do sistema. Considera-se $V_{r,t}$ como a variável de saída do modelo no tempo $t=(1, 2, \dots, N)$ do reservatório $r=(1, 2, \dots, R)$. O valor da variável pode ser dividido em dois grupos, o grupo S , que agrupa o número de resultados satisfatórios, e o grupo F , que representa o número de vezes que o sistema apresentou falhas. A confiabilidade do sistema é definida pela Equação 51.

$$\alpha_r = \text{Prob}[V_{r,t} \in S] \quad (51)$$

em que α_r representa o valor da confiabilidade.

Alternativamente, Loucks (1997) apresenta o índice de confiabilidade como:

$$\alpha_r = \frac{n^\circ \text{ de intervalos com eventos satisfatórios}}{n^\circ \text{ total de intervalos de tempo}} \quad (52)$$

3.6.2.2 Resiliência

O índice de resiliência descreve o quão rápido o sistema consegue se recuperar de períodos de falhas. Nas situações em que o sistema leva muito tempo para sair de situações críticas, os valores de resiliência são mínimos. Porém, se o sistema se recuperar rapidamente, ou seja, sair da zona crítica com rapidez, o valor do índice eleva-se (HASHIMOTO; STEDINGER; LOUCKS, 1982).

Considerando-se ρ_r como a probabilidade de falha do reservatório r , ou seja, de passar de um período satisfatório para um não satisfatório, a Equação 53 fornece um modo de cálculo.

$$\rho_r = \text{Prob}[V_{r,t} \in S \wedge V_{r,t+l} \in F] \quad (53)$$

Tem-se γ_r como a medida de resiliência dada pela Equação 54.

$$\gamma_r = \frac{\text{Prob}[V_{r,t} \in F \wedge V_{r,t+l} \in S]}{\text{Prob}[V_{r,t} \in F]} = \frac{\rho_r}{(1 - \alpha_r)} \quad (54)$$

Alternativamente, Loucks (1997) apresenta o cálculo do índice de resiliência como mostrado pela Equação 55.

$$\gamma_r = \frac{n^\circ \text{ de valores na zona insatisfatória e em seguida na zona satisfatória}}{n^\circ \text{ de valores na zona insatisfatória}} \quad (55)$$

3.6.2.3 Vulnerabilidade

Este índice se refere à magnitude da falha, quando esta ocorre. Considerando-se que cada valor $V_{r,t}$ é destinado para atendimento da demanda $D_{r,t}$, a vulnerabilidade é dada pelo índice v_r , apresentado pela Equação 56. Ressalta-se que o índice pode variar entre $0 \leq v_r \leq 1$.

$$v_r = \frac{1}{n^\circ \text{ de falhas}_{r,t=1}} \sum_{t=1}^N \left| \frac{D_{r,t} - V_{r,t}}{D_{r,t}} \right| \quad (56)$$

3.6.3 Política de Operação Padrão (SOP)

Como forma de avaliar o desempenho do modelo de operação das UHE da BHSF de forma integrada, decidiu-se por comparar o modelo em PNL com a política de operação padrão. A SOP é a regra de operação mais simples e prioriza a liberação imediata de água até atender totalmente a demanda. Nesta regra, não ocorre *hedging*, ou seja, o armazenamento prévio de água para mitigar períodos de escassez futura (CELESTE; VENTURA, 2017).

Para formulação da SOP, pode-se calcular a Disponibilidade de Água (Dag) por:

$$Dag_{r,t} = V_{r,t-1} - Vmin_r + Qnat_{r,t} - E_{r,t} \quad (57)$$

em que a evaporação foi calculada utilizando-se da Equação 3, os dados de evaporação da Tabela 9 e os polinômios $f(\text{volume}) = \text{área}$, com coeficientes apresentados na Tabela 12.

- Em situações que a *Dag* for menor que a demanda total, destina-se toda a *Dag* para o atendimento às demandas;
- Em situações que a *Dag* for igual ou maior que o demandado, atende-se toda a demanda e destina-se o restante para o reservatório. Caso o reservatório ultrapasse seu volume máximo, o vertedor é acionado para escoar o excesso.

É importante ressaltar que as restrições de volume mínimo e máximo devem ser estritamente respeitadas. A demanda adotada no modelo foi a regularização de 100% da Média de Longo Termo (MLT) da série de VNA e a série de afluência sobre o período de janeiro de 1931 a dezembro de 2019. Foram calculados também os índices de desempenho.

3.6.4 Modelo de Operação em PNL

Um modelo de operação em programação não linear foi desenvolvido para fazer a minimização do déficit de regularização, como via de comparação com a SOP, a 100% da MLT de VNA. Sua função objetivo é dada por:

$$\min Z = \sum_{t=1}^N \sum_{r=1}^R \left\{ \left[10R \left(\frac{MLT_r - Qreg_{r,t}}{MLT_r} \right)^2 \right] + \left(\frac{\delta_r + Qvert_{r,t}}{\xi_r} \right) \right\} \quad (58)$$

em que $Qreg_{r,t}$ é a vazão (m^3/s) regularizada pelo reservatório e a parcela $10R$ tem como objetivo ajustar a dimensão da FO.

As vazões afluentes aos reservatórios foram levantadas de acordo com o item 3.1, as evaporações mensais calculadas utilizando-se da Equação 3, os dados de evaporação da Tabela 9 e os polinômios $f(\text{volume}) = \text{área}$, com coeficientes apresentados na Tabela 12.

A minimização da função objetivo (Equação 58) foi sujeita às seguintes restrições, que definem a região viável (factível) de busca da solução ótima:

- Balanço hídrico do reservatório:

$$V_{r,t} = V_{r,t-1} - V_{evap_{r,t}} + \left[Q_{nat_{r,t}} - Q_{reg_{r,t}} + \sum_{i=1}^m (Q_{reg_{i,t}} - Q_{nat_{i,t}}) \right] \Delta t \quad (59)$$

em que m é o número de UHE imediatamente a montante do empreendimento r , e i é o índice que corresponde ao reservatório em questão.

- O valor de ξ_r definido por:

$$\xi_r = 10^{\text{trunc}(\log 10(\text{maximo}(Q_{nat_{r,t}})))} \quad (60)$$

em que a função $\text{trunc}()$ arredonda o valor real para um número inteiro mais próximo.

- O valor de δ definido conforme Celeste e Billib (2010), por:

$$V_{max_{r,t}} = V_{r,t-1} - V_{evap_{r,t}} + \left[Q_{nat_{r,t}} - MLT_r - Q_{vert_{r,t}} + \delta_r + \sum_{i=1}^m (Q_{reg_{i,t}} + Q_{vert_{i,t}} - Q_{nat_{i,t}}) \right] \Delta t \quad (61)$$

nota-se que essa restrição só deverá existir para os reservatórios de regularização. Nos reservatórios a fio d'água, o valor de δ_r é nulo.

- Armazenamento mínimo e máximo, sem considerar os volumes de espera:

$$V_{min_r} \leq V_r \leq V_{max_r} \quad (62)$$

A série de afluência compreende o período de janeiro de 1931 a dezembro de 2019. Foram calculados também os índices de desempenho.

3.6.5 Modelo de Operação em PNL com garantia aos múltiplos usuários

Definidos os períodos críticos, foi construído um modelo que pudesse verificar a eficiência dos reservatórios no atendimento aos diversos usuários: geração de energia, usos consuntivos e permanência de vazão mínima a jusante. A função objetivo do modelo desenvolvido considera, de forma discretizada, cada uso consuntivo, além disso, as UHEs foram representadas de forma individualizada e utilizado intervalo mensal de operação.

A FO tenta minimizar o deficit energético, entretanto, quando houver possibilidade, a UHE pode produzir mais que a garantia física até seu limite de turbinamento. Na função objetivo levou-se em consideração apenas o deficit, não penalizando quando houver superavit, mesma consideração aplicada para a vazão de jusante.

Considerou-se como demanda energética a garantia física de cada UHE, cujos valores são apresentados na Tabela 18, como demanda de usos consuntivos os valores apresentados na Tabela 15 e, como demanda de vazão ecológica, as imposições de liberação mínima apresentadas na Tabela 14.

Tabela 18 - Potência instalada e garantia física das usinas hidrelétricas da BHSF

UHE	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MWmed)
Retiro Baixo	83,66	36,60
Três Marias	396,00	239,00
Queimado	105,00	67,90
Sobradinho	1.050,30	504,50
Itaparica	1.479,60	911,10
Paulo Afonso / Moxotó	4.279,40	2.225,04
Xingó	3.162,00	2.042,40
Total	10.555,96	6.026,54

Fonte: ANEEL (2020)

Celeste e Bilib (2010) recomendam também a implantação de um artifício matemático na FO para que a UHE não faça uso de seu vertedor sem que haja plena necessidade. Os autores sugerem a ponderação das funções de minimização da vulnerabilidade por um coeficiente ξ_r , que tem como intuito ajustar a dimensão das outras parcelas da FO, podendo ser calculado por:

$$\xi_r = \frac{\max(Qnat_{r,t})}{2} \quad (63)$$

A função objetivo do modelo foi então representada por:

$$\min Z = \sum_{t=1}^N \sum_{r=1}^R \left\{ 10 R \left[\left(\frac{D_{r,t}^{uc} - UC_{r,t}}{D_{r,t}^{uc}} \right)^2 + \left(\frac{\Psi_{r,t}^{en}}{D_r^{en}} \right)^2 + \left(\frac{\Psi_{r,t}^{jus}}{D_r^{jus}} \right)^2 \right] + \left(\frac{Qvert_{r,t} + \delta_{r,t}}{\xi_r} \right) \right\} \quad (64)$$

em que $D_{r,t}^{uc}$ é a demanda de uso consuntivo (m^3/s), $UC_{r,t}$ é a liberação do modelo (m^3/s) para atendimento aos usos consuntivos, D_r^{en} é a energia garantida (MWmed), D_r^{jus} é a liberação mínima a jusante (m^3/s), $Qvert_{r,t}$ é a vazão vertida (m^3/s), e $\Psi_{r,t}^{en}$ e $\Psi_{r,t}^{jus}$ são os deficits de energia e de liberação a jusante, respectivamente (apresentados a seguir, na Equação 74), e $\delta_{r,t}$ é o valor de complementação de vertimento, proposto por Celeste e Bilib (2010).

O modelo está sujeito às seguintes restrições:

- O balanço hídrico para o reservatório de uma UHE pode ser escrito como:

$$V_{r,t} = V_{r,t-1} - Vevap_{r,t} + \left[Qnat_{r,t} - Qturb_{r,t} - UC_{r,t} - Qvert_{r,t} + \sum_{i=1}^m (Qjus_{i,t} - Qnat_{i,t}) \right] \quad (65)$$

em que $V_{r,t}$ é o volume armazenado (m^3); $Vevap_{r,t}$ é o volume evaporado (m^3); $Qturb_{r,t}$ é a vazão turbinada (m^3/s); $UC_{r,t}$ é a vazão liberada pelo modelo para atendimento aos usos consuntivos; $Qvert_{r,t}$ é a vazão vertida (m^3/s); m é o número de usinas a montante da UHE considerada; i é o índice da usina a montante considerada e Δt é o número de segundos do

mês t . Ressalta-se que o modelo começa a operar com os reservatórios cheios, ou seja, $V_{r,l} = Vmax_{r,l}$.

- Celeste e Bilib (2010) recomendam também que, para que se evite o vertimento desnecessário, seja considerada a seguinte restrição:

$$Vmax_{r,t} - V_{r,t-l} + Vevap_{r,t} = \left[Qnat_{r,t} - D_{r,t}^{uc} - Qvert_{r,t} - Qturb_{r,t} + \delta_{r,t} + \sum_{i=l}^m (Qjus_{i,t} - Qnat_{i,t}) \right] \Delta t \quad (66)$$

em que $Vmax_{r,t}$ é o armazenamento máximo (m^3) da UHE r no mês t .

- As relações entre volume armazenado e área do reservatório são dadas por:

$$Area_{r,t} = A0_r + A1_r V_{r,t} + A2_r V_{r,t}^2 \quad (67)$$

em que $Area_{r,t}$ é a área (km^2) do reservatório r no mês t , $A0_r$, $A1_r$, $A2_r$ são os coeficientes dos polinômios $f(\text{volume}) = \text{área}$, dispostos na Tabela 11 e $V_{r,t}^2$ é o volume do reservatório (hm^3).

- Para o cálculo do volume evaporado (m^3), considera-se a relação:

$$Vevap_{r,t} = 1000 \left(\frac{Area_{r,t-l} + Area_{r,t}}{2} \right) Ev_{r,t}^{liq} \quad (68)$$

em que $Ev_{r,t}^{liq}$ é a evaporação líquida (mm) do reservatório r no mês t .

- A cota do reservatório (m) é calculada pela relação:

$$cota_{r,t} = A0_r + A1_r V_{r,t} + A2_r V_{r,t}^2 \quad (69)$$

em que $A0_r$, $A1_r$, $A2_r$ são os coeficientes do polinômio $f(\text{volume}) = \text{cota}$ dados na Tabela 10.

- A cota a jusante (m) da UHE é calculada por:

$$cota_{r,t}^{jus} = A0_r + A1_r Qjus_{r,t} + A2_r Qjus_{r,t}^2 \quad (70)$$

em que $cota_{r,t}^{jus}$ é a cota a jusante (m) do reservatório, $Qjus_{r,t}$ é a vazão (m^3/s) a jusante do empreendimento e $A0_r$, $A1_r$, $A2_r$ são os coeficientes do polinômio $f(\text{vazão liberada}) = \text{cota}$ jusante dados na Tabela 12.

- A energia gerada (MWmed) pode ser calculada pela relação:

$$GM_{r,t} = g Prod_r^{esp} Qturb_{r,t} (cota_{r,t} - cota_{r,t}^{jus} - perdas_{r,t}^{adução}) \quad (71)$$

em que g é o valor da aceleração da gravidade (m/s^2) e $perdas_{r,t}^{adução}$ são as perdas (m) no duto de adução.

- A restrição de vazão a jusante (m^3/s) é dada por:

$$Q_{jus\,r,t} = Q_{turb\,r,t} + Q_{vert\,r,t} \quad (72)$$

- O volume armazenado é dado por:

$$V_{min\,r} \leq V_{r,t} \leq V_{max\,r,t} \quad (73)$$

- Os deficits de energia e de vertimento são dados por:

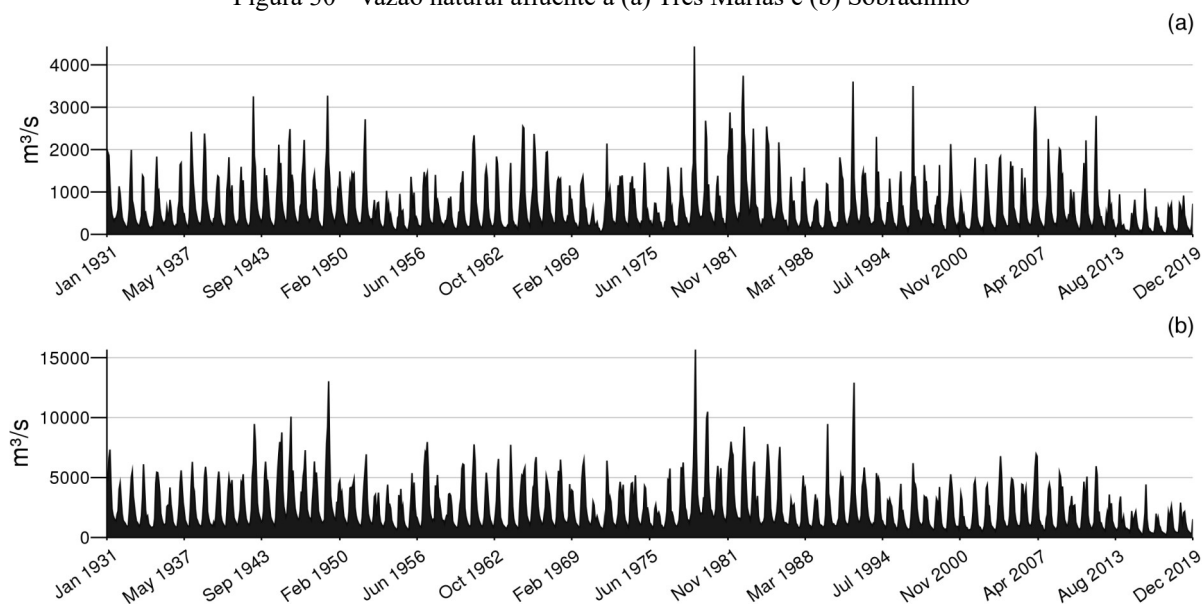
$$\begin{aligned} \Psi_{r,t}^{en} &= D_r^{en} + \gamma_{r,t}^{en} - GM_{r,t} \\ \Psi_{r,t}^{jus} &= D_r^{jus} + \gamma_{r,t}^{jus} - Q_{r,t}^{jus} \end{aligned} \quad (74)$$

em que $\gamma_{r,t}^{en}$ é a geração acima da demanda (MWmed); $\gamma_{r,t}^{jus}$ é a liberação (m³/s) acima da vazão mínima e $GM_{r,t}$ é a geração elétrica (MWmed).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apresentados nessa seção foram referentes às UHE de Três Marias e de Sobradinho, já que esses reservatórios têm importante participação na regularização de vazões da BHSF. Os resultados referentes aos outros empreendimentos estão disponíveis nos Apêndices deste trabalho. As séries de vazão natural afluente para Sobradinho e Três Marias estão dispostas na Figura 30, já as séries de VNA das outras UHE, no Apêndice A.

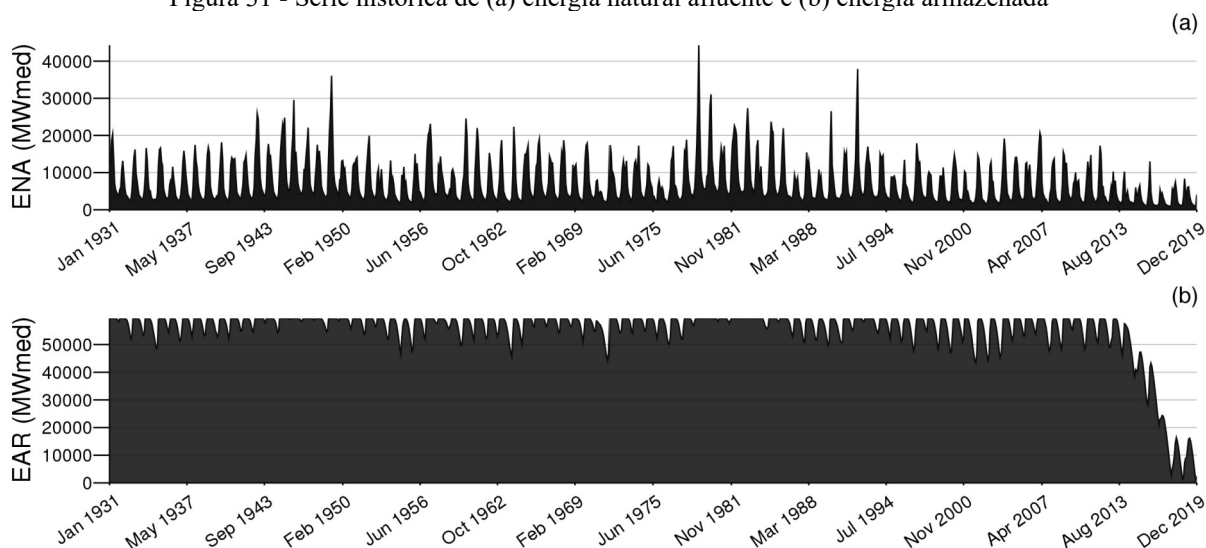
Figura 30 - Vazão natural afluente a (a) Três Marias e (b) Sobradinho



Fonte: CCEE (2020)

A série de ENA e de EAR, calculadas conforme descrito nos itens 3.2 e 3.3, para a BHSF, são apresentadas na Figura 31.

Figura 31 - Série histórica de (a) energia natural afluente e (b) energia armazenada



Fonte: Autor

4.1 TESTES ESTATÍSTICOS

Para verificar a premissa básica de aleatoriedade, foi aplicado o *single sample runs test* como descrito no item 3.4.2 nas séries de vazão naturais afluentes, utilizando médias mensais e anuais, e na série mensal de energia natural afluente. Os resultados do teste para as VNA médias mensais, para as VNA médias anuais e para ENA média mensal são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Estatísticas do *single sample runs test*

UHE	VNA _{mensal}		VNA _{anual}		ENA _{mensal}	
	T _{test}	valor-p (%)	T _{test}	valor-p (%)	T _{test}	valor-p (%)
RTB	0,6467	2,59E+1	0,3586	3,60E+1		
TMA	0,6501	2,58E+1	0,2892	3,86E+1		
QUE	0,6438	2,60E+1	0,4279	3,34E+1		
SOB	0,6520	2,57E+1	0,3123	3,77E+1	0,6482	2,58E+01
ITA	0,6482	2,58E+1	0,3123	3,77E+1		
PAM	0,6482	2,58E+1	0,3123	3,77E+1		
XIN	0,6482	2,58E+1	0,3123	3,77E+1		

T_{tab} = 1,96, $\alpha = 5\%$

Fonte: Autor

Nas séries de VNA média, mensais e anuais, e na série de ENA, foi detectado que todas as séries são aleatórias, ou seja, que a hipótese nula de aleatoriedade das séries não pode ser rejeitada, já que $T_{test} < T_{tab}$ e os valores-p foram superiores a 5%. Coelho et al. (2019) inferiram que, quando os valores-p estão suficientemente afastados da significância adotada, menor a chance do resultado sofrer influência dos erros associados ao teste. A causa da aleatoriedade está intimamente relacionada com a variabilidade, mesmo que na escala mensal, intrínseca aos dados de vazão e, consequentemente, à energia natural afluente, já que $ENA \propto Q^{nat}$.

Outra premissa adotada nos testes não paramétricos é que os valores são estatisticamente independentes. Entretanto, Naghettini e Pinto (2007) afirmam que, a depender do nível de discretização dos dados hidrológicos, o efeito da aleatoriedade pode ser detectado. O teste de Wald e Wolfowitz foi aplicado nas séries de VNA média mensal, VNA média anual de cada UHE e na série de ENA média mensal da BHSF. Os resultados estão apresentados na Tabela 20.

Notou-se que a hipótese nula de independência entre os valores das séries temporais foi rejeitada, como esperado para séries hidrológicas, já que $T_{test} > T_{tab}$ e os valores-p maiores que 5%. Portanto, pode-se inferir que há razoável dependência entre os valores, em que cada

distribuição de probabilidade do valor x_i tem influência nos próximos valores $x_{i+1}, x_{i+2}, \dots$, o que, de fato, está associado ao comportamento estocástico da série.

Tabela 20 - Estatísticas do teste de Wald e Wolfowitz

UHE	VNA _{mensal}		VNA _{anual}		ENA _{mensal}	
	T _{test}	valor-p (%)	T _{test}	valor-p (%)	T _{test}	valor-p (%)
RTB	22,2191	2,24E-107	4,2512	2,13E-3		
TMA	22,7576	1,21E-112	3,5164	4,37E-2		
QUE	22,6408	1,72E-111	5,2522	1,50E-5		
SOB	25,0782	8,60E-137	4,9776	6,44E-5	25,5044	1,76E-141
ITA	25,1784	6,91E-138	4,9093	9,14E-5		
PAM	25,2487	1,17E-138	4,9127	8,98E-5		
XIN	25,2469	1,23E-138	4,9137	8,94E-5		

T_{tab} = 1,96, $\alpha = 5\%$

Fonte: Autor

Evidencia-se que, ao se comparar a série de VNA médias mensais com a série de valores anuais, o grau de independência se elevou, provavelmente devido à maior discretização temporal, fato notado pela redução nos valores-p. A série de ENA mensal também apresentou elevado grau de dependência, já que $ENA \propto Q^{nat}$, então o comportamento estatístico entre as séries se mostrou semelhante.

Entretanto, mesmo que os testes de verificação de tendência pressuponham que a série seja independentes, Müller et al. (1998) aplicaram simulações através do Método de Monte Carlo para séries fluviométricas e concluíram que, desde que as correlações sejam baixas, ou seja, que sejam comparáveis aos limites de significância considerados, os resultados podem ser considerados válidos.

Com intuito de avaliar a presença de tendência, os testes de Mann-Kendall e Spearman foram aplicados na série anual de VNA e de ENA, e os resultados estão dispostos na Tabela 21 e Tabela 22, respectivamente.

Tabela 21 - Estatísticas do teste de Mann-Kendall

UHE	VNA _{anual}		ENA _{anual}	
	T _{test}	valor-p (%)	T _{test}	valor-p (%)
RTB	1,3644	1,72E+1		
TMA	1,9881	4,68E+0		
QUE	3,9550	7,65E-3		
SOB	4,1782	2,94E-3	4,0790	4,52E-3
ITA	4,2774	1,89E-3		
PAM	4,0861	4,39E-3		
XIN	4,0861	4,39E-3		

T_{tab} = 1,96, $\alpha = 5\%$

Fonte: Autor

Observou-se que na usina de Retiro Baixo (RTB) a hipótese nula do teste de Spearman, ou seja, a ausência de tendência para a série de médias anuais de VNA não pode ser rejeitada. Observa-se também que a série anual de VNA apresentou a mesma dedução para o teste de Mann-Kendall, que rejeita a hipótese nula que considera presença de tendência.

Já os resultados para as séries anuais de VNA das UHE Três Marias (TMA), Queimado (QUE), Sobradinho (SOB), Itaparica (ITA), Complexo Paulo Afonso / Moxotó (PAM) e Xingó (XIN), além da série de ENA, mostraram-se com tendência, rejeitando a hipótese nula de Spearman e não rejeitando a H_0 do teste de MK. Tal fato pode estar associado as mudanças da precipitação detectados por Melo et al. (2018) para a região de Sobradinho e por Oliveira, Silva e Lima (2014) para o NEB.

Tabela 22 - Estatísticas do teste de Spearman

UHE	VNA _{anual}		ENA _{anual}	
	T_{test}	valor-p (%)	T_{test}	valor-p (%)
RTB	1,4485	1,47E+1		
TMA	2,0601	3,94E+0		
QUE	3,7274	1,93E-2		
SOB	4,1088	3,98E-3	3,9726	7,1E-3
ITA	4,1457	3,39E-3		
PAM	3,9615	7,45E-3		
XIN	3,9615	7,45E-3		

$T_{\text{tab}} = 1,96, \alpha = 5\%$

Fonte: Autor

Entretanto, as conclusões a respeito de TMA podem ser questionáveis, já que o valor da estatística de teste se aproximou do valor crítico em ambos os testes. Nesse caso, Coelho et al. (2019) recomendam uma análise aprofundada, seja utilizando métodos paramétricos ou simulações de Monte Carlo para melhor lidar com as incertezas.

Com intuito de avaliar o ponto em que a série muda de tendência, o teste de Pettitt foi aplicado nas séries de médias mensais e anuais de VNA e ENA. Os resultados estão dispostos na Tabela 24 e Tabela 23, respectivamente.

Tabela 23 - Estatísticas do teste de Pettitt para energia natural afluyente

ENA _{mensal}				ENA _{anual}			
valor-p (%)	Data de Mudança	Média P1 (MWmed)	Média P2 (MWmed)	valor-p (%)	Data de Mudança	Média P1 (MWmed)	Média P2 (MWmed)
7,76E-13	Mai/1994	8245,03	5397,30	9,42E-3	1994	8175,04	5405,02

$\alpha = 5\%$

Fonte: Autor

Tabela 24 - Estatísticas do teste de Pettitt para vazão natural afluente

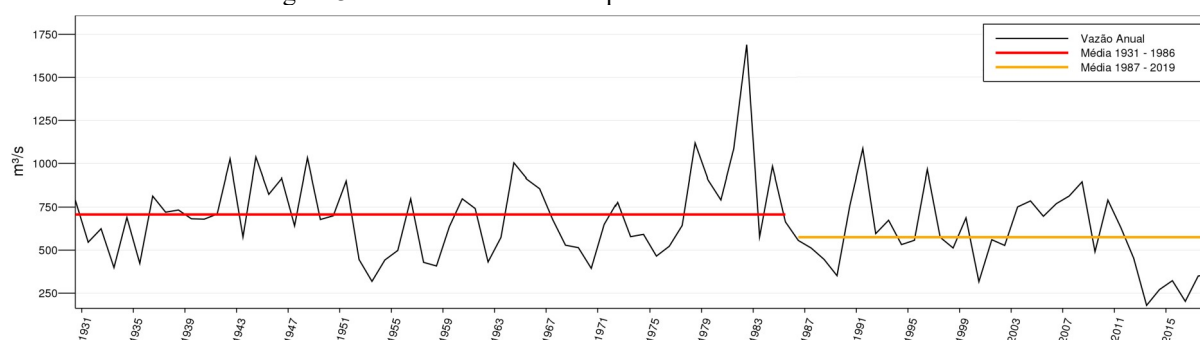
UHE	VNA _{mensal}				VNA _{anual}			
	valor-p (%)	Data de Mudança	Média P1 (m³/s)	Média P2 (m³/s)	valor-p (%)	Data de Mudança	Média P1 (m³/s)	Média P2 (m³/s)
RTB	1,60E-9	Abr/98	161,77	111,20	2,26E+0	1997	160,96	112,66
TMA	7,90E-4	Mai/86	714,02	572,95	1,30E+1	1986	707,05	575,17
QUE	3,84E-12	Mai/95	58,68	39,01	2,65E-2	1994	58,53	39,33
SOB	2,46E-13	Abr/86	2860,88	2006,78	8,44E-3	1986	2830,56	2013,74
ITA	4,12E-13	Mai/94	2904,23	1888,90	6,04E-3	1986	2915,32	2070,05
PAM	3,12E-13	Mai/94	2922,86	1895,59	6,04E-3	1994	2898,01	1897,78
XIN	3,02E-13	Mai/94	2922,86	1895,02	6,04E-3	1994	2898,01	1897,20

 $\alpha = 5\%$

Fonte: Autor

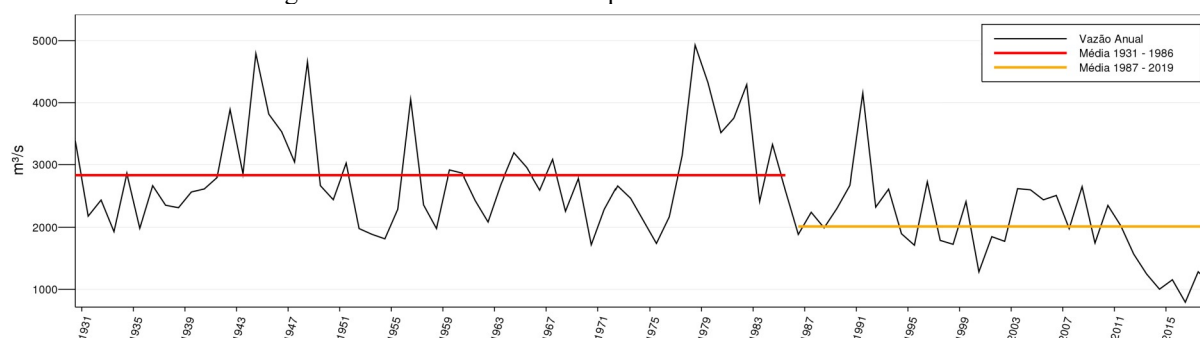
Para as séries de VNA, o teste de Pettitt obteve o ponto de mudança de tendência entre as décadas de 1980 e 1990, tanto nas séries de médias mensais quanto nas séries de médias anuais. A mudança de tendência na década de 1980 também foi evidenciado por Assis et al. (2015) para o SFM. Como a BHSF localiza-se em uma região de transição entre os efeitos do ENOS, além de estar sujeita à influência da variação espacial da ZCIT, as flutuações espaciais da precipitação podem ser o motivo da disparidade entre os resultados. A diferença no comportamento da média de cada intervalo das séries é apresentada na Figura 32 e Figura 33 para a série de médias anuais e na Figura 34 e Figura 35 para a série de médias mensais de TMA e SOB, e no Apêndice B e Apêndice C para os demais reservatórios.

Figura 32 - Série anual de VNA para o reservatório de Três Marias



Fonte: Autor

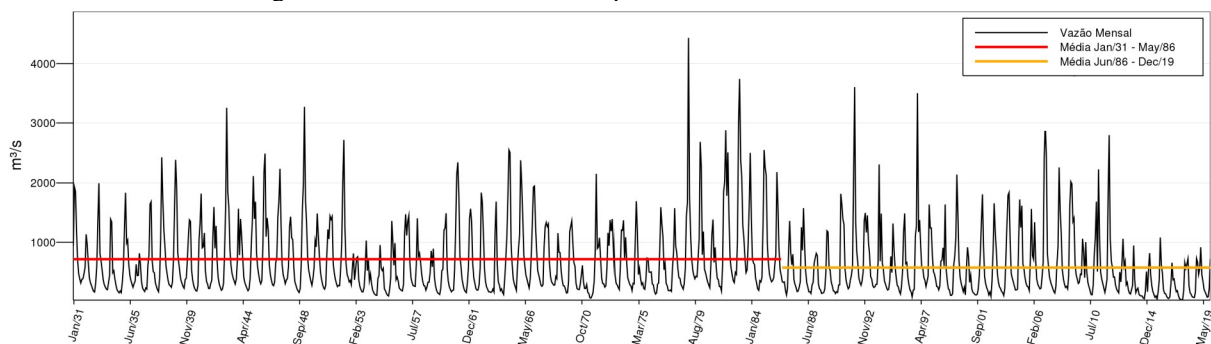
Figura 33 - Série anual de VNA para o reservatório de Sobradinho



Fonte: Autor

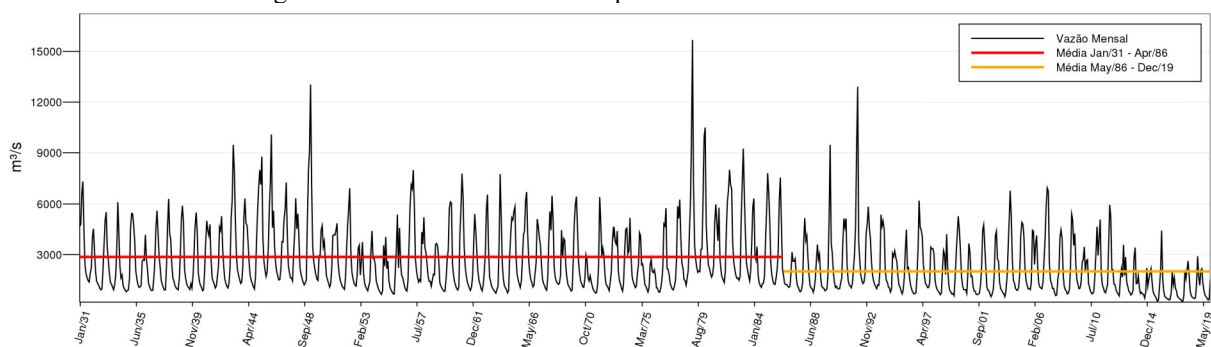
A partir dos elementos gráficos, percebeu-se que a média de VNA, tanto mensal quanto anual, tendem a decrescer, entretanto o decréscimo só foi estatisticamente significativo para as UHEs de TMA, QUE, SOB, ITA, PAM e XIN nas séries médias anuais e para todas UHEs nas séries de médias mensais.

Figura 34 - Série mensal de VNA para o reservatório de Três Marias



Fonte: Autor

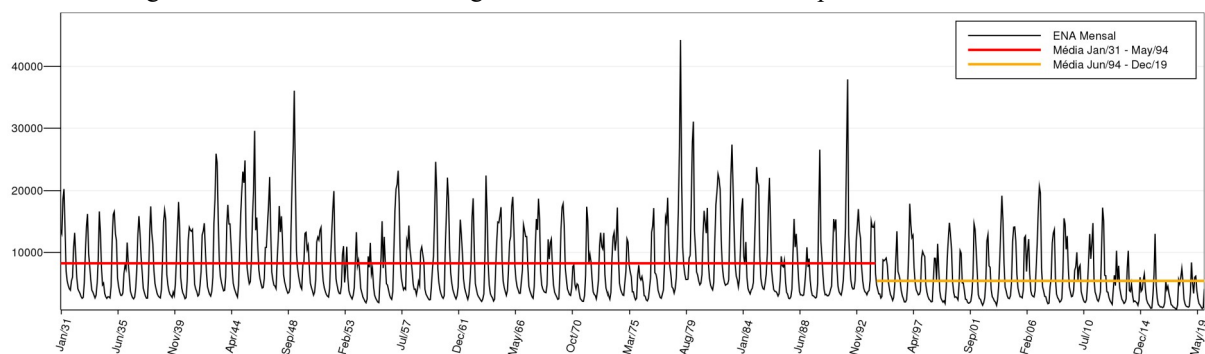
Figura 35 - Série mensal de VNA para o reservatório de Sobradinho



Fonte: Autor

Ao se avaliar as séries de ENA da BHSF, percebeu-se que o ponto de mudança se dá no mesmo ano para ambas as séries, e que a mudança de tendência tem significância estatística. As médias de ENA mensal e anual para a BHSF são apresentadas na Figura 36 e Figura 37, respectivamente.

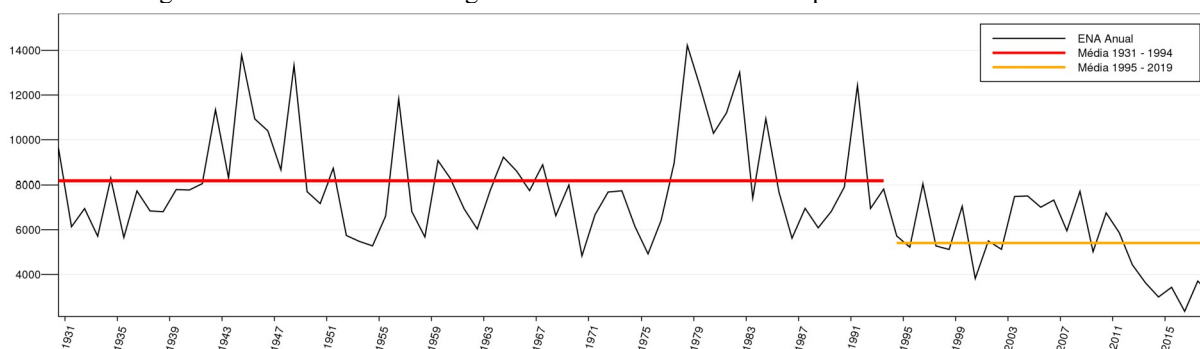
Figura 36 - Série mensal de energia natural afluente com médias para subamostras - BHSF



Fonte: Autor

Assim, o regime hidrológico, especialmente a VNA, tem uma alteração significativa de comportamento nas décadas de 1980 e 1990, como mostrado na Tabela 24. Essa alteração pode ter sido a causa da mudança de tendência entre 1931-1994 e 1994-2019 na série de ENA da BHSF. Notou-se também que, como as UHEs de SOB e TMA são de suma importância para o processo de regularização de vazões da BHSF, as VNA dessas usinas tiveram seus comportamentos alterados na década de 1980, diferentemente das outras UHEs. Tal fato pode estar associando à variabilidade espacial de precipitação e às diferentes influências de diferentes fenômenos hidrometeorológicos.

Figura 37 - Série anual de energia natural afluyente com médias para subamostras - BHSF



Fonte: Autor

Para avaliar a hipótese de que a média das subamostras, definidas no teste de Pettitt, pertencerem à mesma população, o teste de Mann-Whitney foi aplicado. Os resultados das estatísticas do teste de Mann-Whitney para média mensal e anual de VNA e da ENA da BHSF são resumidos na Tabela 25. Também elaboraram-se elementos gráficos com o box-plot das subamostras: VNA mensais apresentados na Figura 38 para TMA e SOB e no Apêndice D para as demais UHEs; VNA anuais apresentados na Figura 39 para TMA e SOB e no Apêndice E para as demais UHEs, e ENA mensais apresentados na Figura 40.

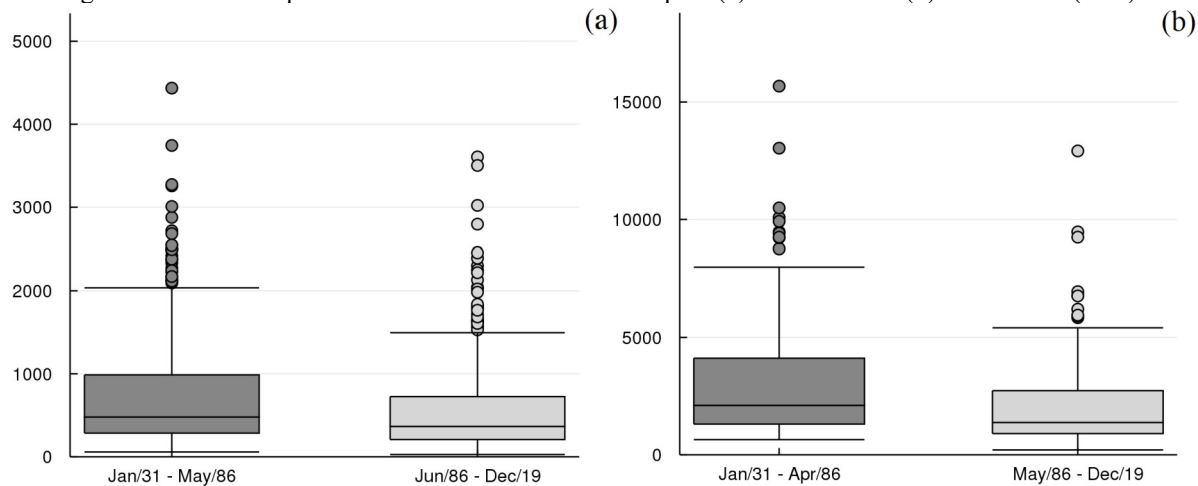
Além disso, foram ajustadas linhas de tendência lineares para cada subamostra, com intuito de ilustrar se as subamostras apresentavam tendência de decréscimo ou de acréscimo. As regressões das séries mensais de VNA para TMA e SOB são apresentadas na Figura 41 e Figura 43, respectivamente, e para as demais UHEs no Apêndice F. As regressões das séries anuais estão apresentadas na Figura 42 para TMA, Figura 44 para SOB e Apêndice G para as demais UHEs. Na Figura 45 e na Figura 46 são apresentadas as regressões lineares da ENA média mensal e anual respectivamente.

Tabela 25 - Estatísticas do teste de Mann-Whitney para vazão natural afluyente e energia natural afluyente

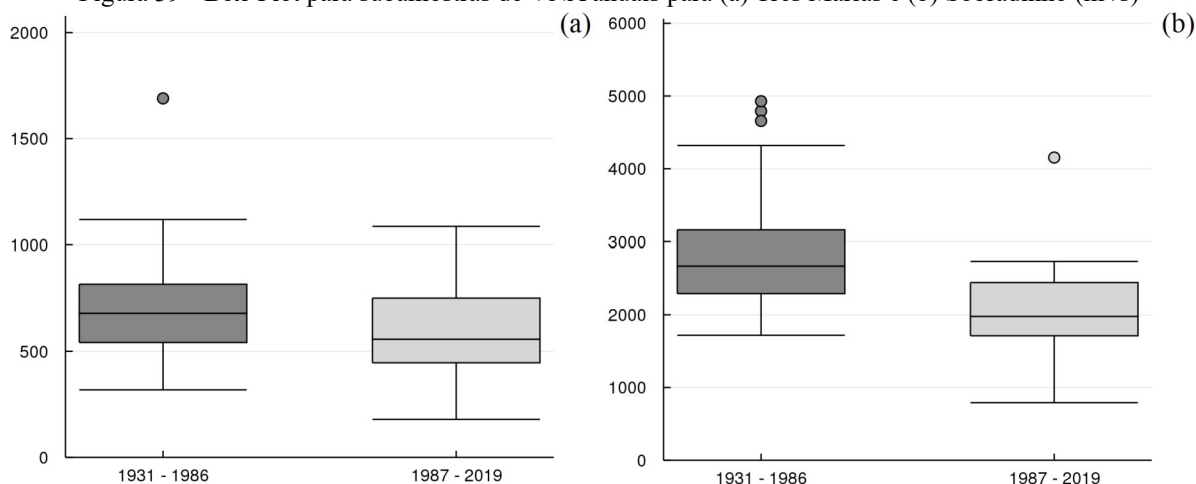
UHE	VNA _{mensal}		VNA _{anual}		ENA _{mensal}	
	T _{test}	valor-p (%)	T _{test}	valor-p (%)	T _{test}	valor-p (%)
RTB	8,3286	8,18E-15	3,4715	5,18E-2		
TMA	5,1455	2,67E-5	2,4208	1,55E-0		
QUE	8,8876	6,24E-17	4,7013	2,59E-4		
SOB	8,5432	1,31E-15	4,6463	3,38E-4	9,0002	2,25E-17
ITA	9,0855	1,03E-17	4,7227	2,33E-4		
PAM	9,1228	7,32E-18	4,9051	9,34E-5		
XIN	9,1272	7,03E-18	4,9051	9,34E-5		

T_{tab} = 1,96, α = 5%

Fonte: Autor

Figura 38 - Box-Plot para subamostras de VNA mensais para (a) Três Marias e (b) Sobradinho (m³/s)

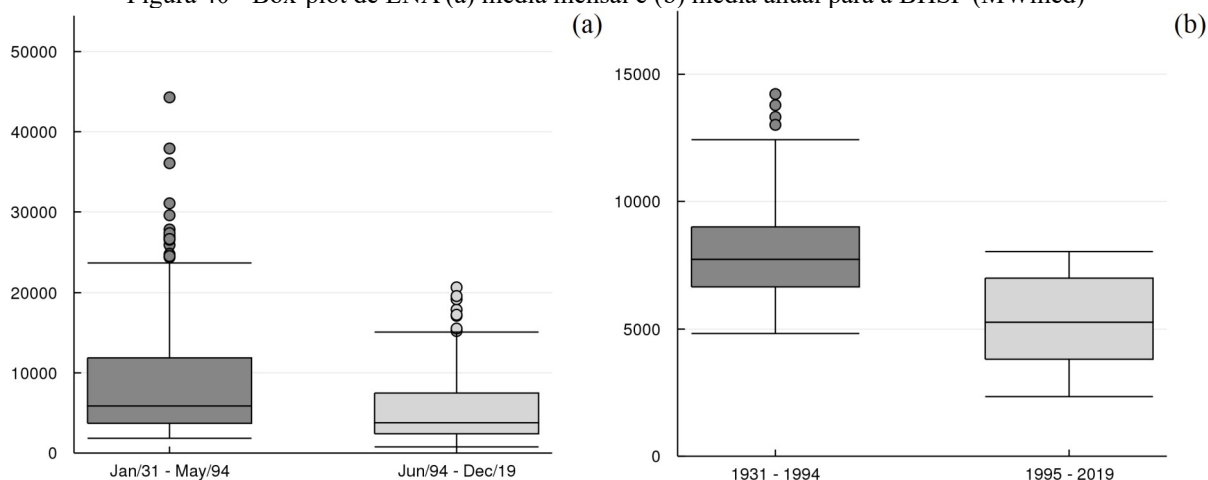
Fonte: Autor

Figura 39 - Box-Plot para subamostras de VNA anuais para (a) Três Marias e (b) Sobradinho (m³/s)

Fonte: Autor

Para melhor análise dos dados das subamostras, os resultados da aplicação dos testes de Spearman e Mann-Kendall nas séries de VNA média anual foram resumidos na Tabela 26.

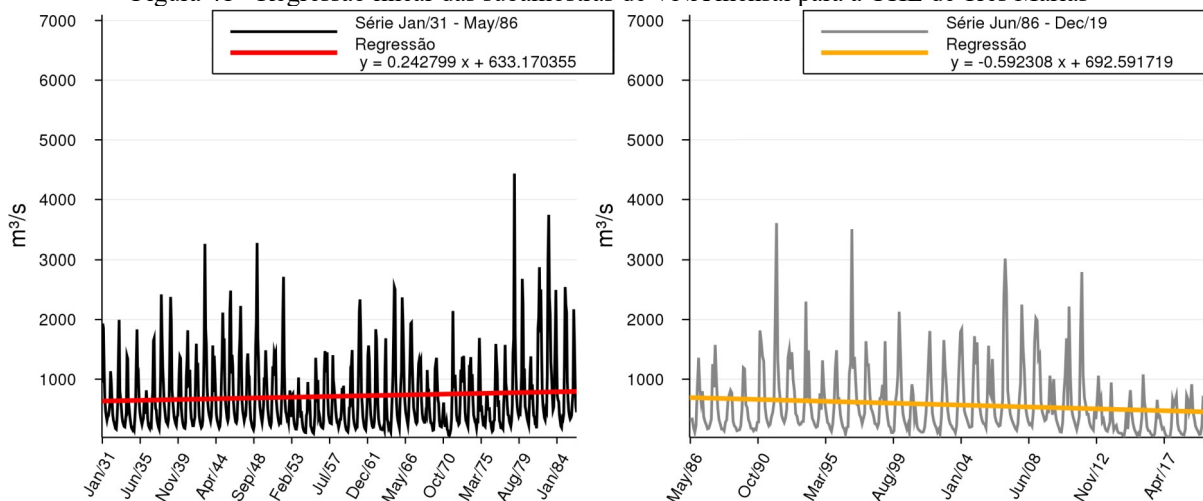
Figura 40 - Box-plot de ENA (a) média mensal e (b) média anual para a BHSF (MWmed)



Fonte: Autor

Os resultados para o teste de Mann-Whitney demonstraram que, tanto para as séries mensais quanto para as séries anuais de VNA, a média das subamostras são provenientes de populações diferentes ($\alpha = 5\%$). Adicionalmente, notou-se redução entre os valores das médias, medianas e do número de *outliers*. A dispersão, quando compararam-se as subamostras, também tendeu a reduzir-se, principalmente ao se avaliarem as séries mensais.

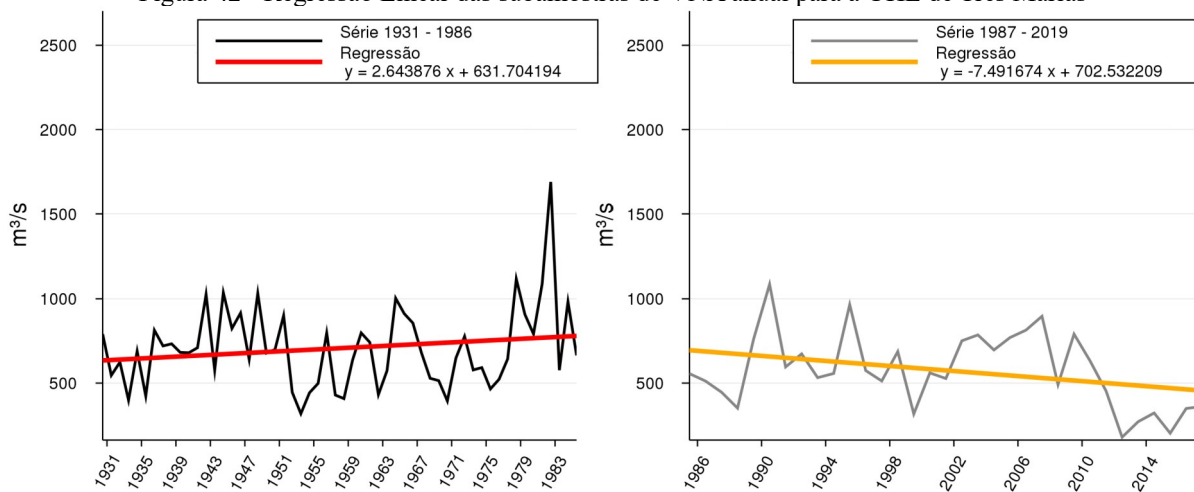
Figura 41 - Regressão linear das subamostras de VNA mensal para a UHE de Três Marias



Fonte: Autor

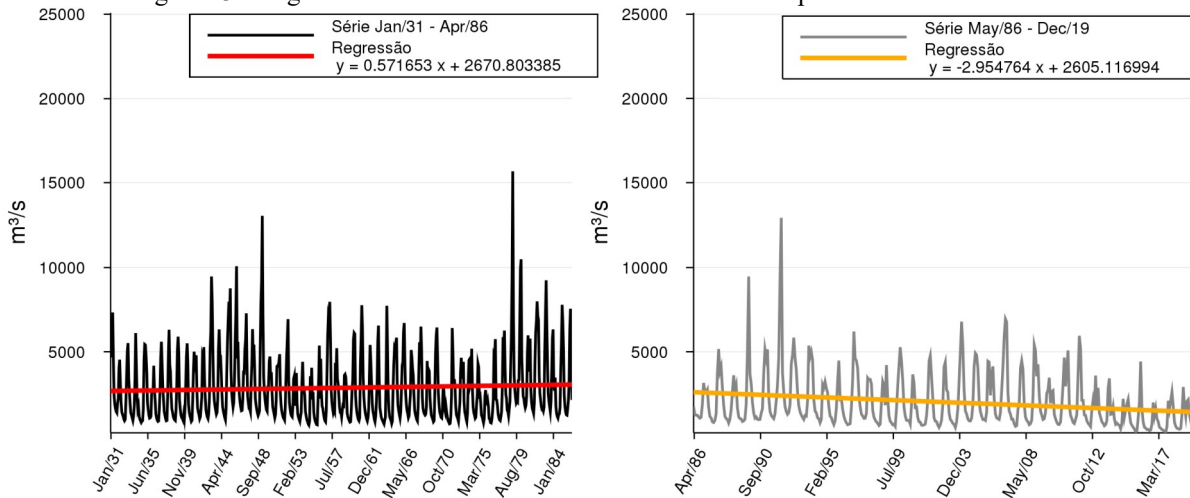
As regressões das subamostras de VNA média mensal da UHE de Três Marias mostram leve tendência de acréscimo até o ano de 1986. A partir desta data nota-se uma leve tendência de decréscimo até o ano de 2019. Já para a série anual, a tendência de acréscimo é mais acentuada, com coeficiente angular maior que dois, entretanto, os testes estatísticos mostram que as séries de VNA médias anuais à UHE de Três Marias não têm tendência significativamente relevante, já que a hipótese nula do teste de Spearman não pode ser rejeitada e a H_0 do teste de MK foi rejeitada.

Figura 42 - Regressão Linear das subamostras de VNA anual para a UHE de Três Marias



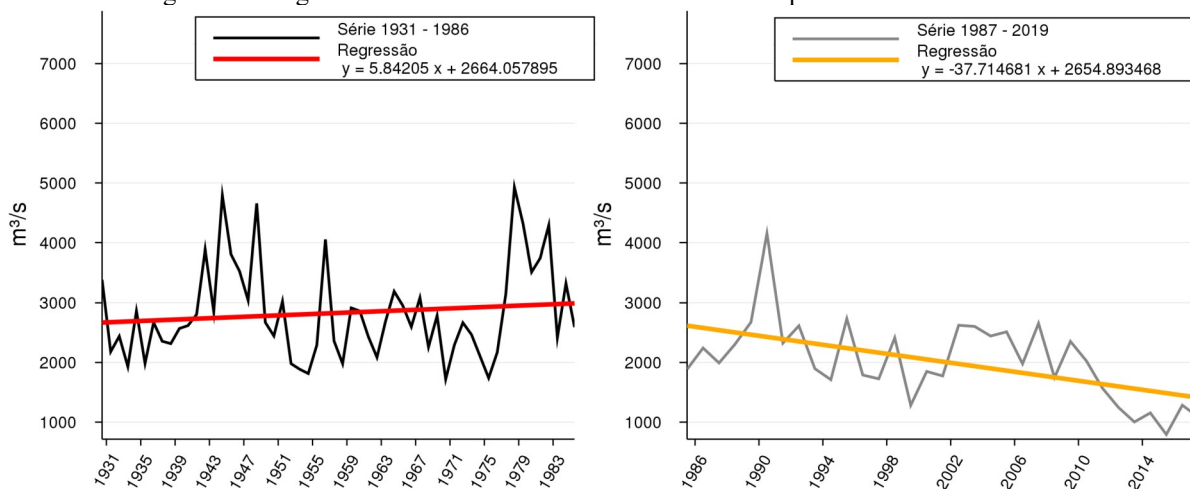
Fonte: Autor

Figura 43 - Regressão linear das subamostras de VNA mensal para a UHE de Sobradinho



Fonte: Autor

Figura 44 - Regressão linear das subamostras de VNA anual para a UHE de Sobradinho



Fonte: Autor

Para o reservatório de Sobradinho, nota-se leve tendência de acréscimo para a subamostra de VNA mensal e substancial acréscimo na subamostra anual entre 1931 e 1986.

Já na subamostra de 1987 a 2019 há expressiva tendência de redução, com maior destaque na subamostra anual. O resultado do teste de hipótese demonstrou que, para a subamostra de VNA média anual de 1931 a 1986, a tendência de acréscimo não teve significância estatística, porém tal tendência também foi notada por Zhang et al. (2007) e associada a fatores antrópicos. Entretanto, para a subamostra anual de 1987 a 2019, a tendência forte de decréscimo mostra-se estatisticamente significativa. Ao analisar dados de *Standard Precipitation Index* (SPI), Cunha et al. (2018) também identificou forte tendência de decréscimo para o índice.

Tabela 26 - Estatísticas do teste de Spearman e Mann-Kendall para a série de VNA média anual

UHE	Spearman				Mann-Kendall			
	Período 1		Período 2		Período 1		Período 2	
	T_{test}	valor-p (%)	T_{test}	valor-p (%)	T_{test}	valor-p (%)	T_{test}	valor-p (%)
RTB	2,3606	1,82E+0	2,7920	5,24E-1	2,3486	1,88E+0	2,5378	1,12E+0
TMA	0,6113	5,41E+1	1,5995	1,10E+1	0,6290	5,29E+1	1,2550	2,09E+1
QUE	0,2075	8,36E+1	1,9332	5,32E+0	0,0232	9,82E+1	2,1253	3,36E+0
SOB	0,7284	4,66E+1	2,8757	4,03E-1	0,7280	4,67E+1	2,9284	3,41E-01
ITA	0,8770	3,81E+1	3,1895	1,42E-1	0,8552	3,92E+1	3,3623	7,73E-02
PAM	0,4626	6,44E+1	2,6341	8,43E-1	0,4345	6,64E+1	2,7325	6,28E-01
XIN	0,4626	6,44E+1	2,6341	8,43E-1	0,4345	6,64E+1	2,7325	6,28E-01

$T_{tab} = 1,96$, $\alpha = 5\%$

Fonte: Autor

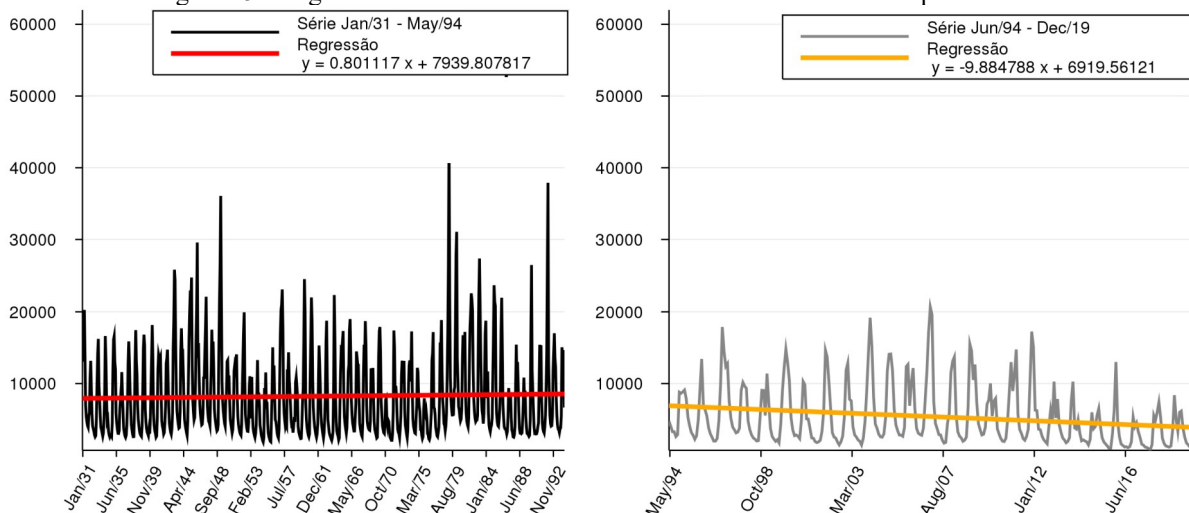
Tabela 27 - Estatísticas do teste de Spearman e Mann-Kendall para a série de ENA

	Teste de Spearman				Teste de Mann-Kendall			
	Jan/1931 - Mai/1994		Jun/1994 - Dez/2019		Jan/1931 - Mai/1994		Jun/1994 - Dez/2019	
	T_{test}	valor-p (%)	T_{test}	valor-p (%)	T_{test}	valor-p (%)	T_{test}	valor-p (%)
ENA _{mensal}	0,6181	5,37E+1	4,7206	2,35E-04	0,4998	6,17E+1	4,8293	1,37E-04
ENA _{anual}	0,2966	7,67E+1	2,6191	8,82E-01	0,2955	7,68E+1	2,6858	7,24E-01

$T_{tab} = 1,96$, $\alpha = 5\%$

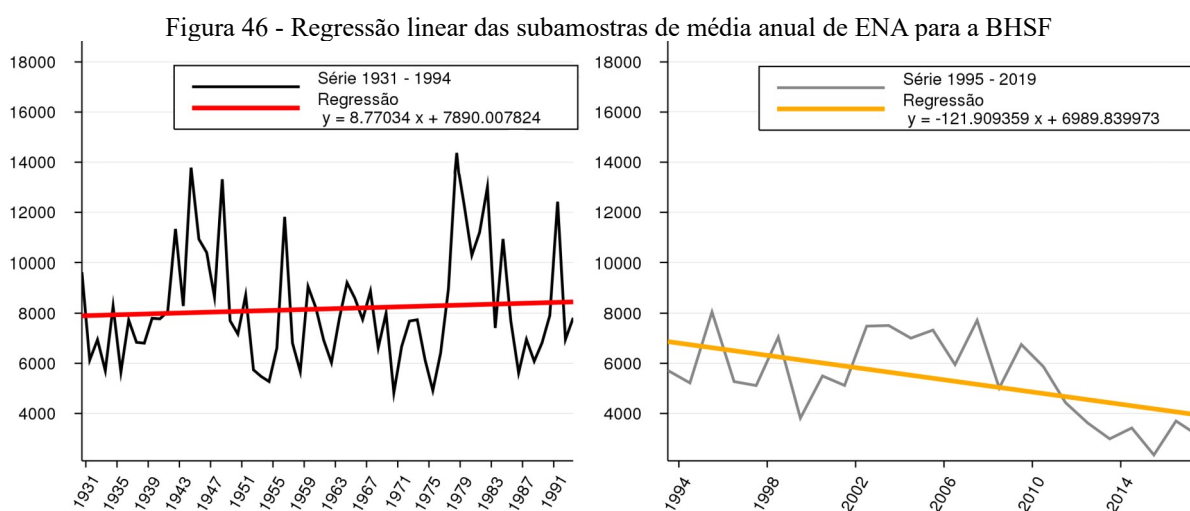
Fonte: Autor

Figura 45 - Regressão linear das subamostras de média mensal de ENA para a BHSF



Fonte: Autor

De forma análoga, as subamostras de ENA média mensal apresentam as mesmas tendências da discretização anual, entretanto, de maneira mais sutil. Notaram-se tendências de acréscimo entre os anos de 1931 a 1994 e de decréscimo acentuado, principalmente na subamostra anual, entre os anos de 1994 a 2019. No âmbito da BHSF, foram registrados dois períodos distintos de afluência energética: entre 1998 e 2003 e a partir de 2010 até 2019.



Fonte: Autor

O racionamento de julho de 2001 a fevereiro de 2002 o Brasil passou por um racionamento energético e entre 2010 e 2019 foram registradas elevadas participações da geração térmica. De certo modo, a diversificação da matriz energética nacional fez com que o país se afastasse da necessidade de um novo racionamento energético.

Contudo, a regularização das UHEs da BHSF pode ter sido afetada de alguma forma pela redução expressiva das VNA, principalmente a partir da década de 80, o que pode refletir em elevação do número de conflitos entre os diversos usuários da BHSF. Uma maneira de perceber alterações é pelo índice de regularização. Esse índice foi calculado considerando o grau de regularização até a mudança de tendência de ENA e com toda série histórica disponível, os resultados estão apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 - Evolução do grau de regularização das UHE da BHSF

UHE	$\delta_r \rightarrow 1931-1994$	$\delta_r \rightarrow 1931-2019$
RTB	21,16%	10,48%
TMA	73,11%	50,67%
QUE	60,69%	39,06%
SOB	70,58%	43,11%
ITA	69,00%	42,42%

Fonte: Autor

A partir dos resultados pode-se perceber que as três maiores usinas de regularização da bacia (TMA, SOB e ITA) perderam, em média, 25% da capacidade de regularização. A máxima vazão regularizável pelo reservatório, sem considerar as demandas de uso

consuntivo, decresceu 25% a partir de 1994, provavelmente devido à mudança de tendência já detectada para a subamostras pós década de 80. Essa alteração do grau de regularização dos reservatórios pode, também, interferir na determinação do Período Crítico (PC) para a BHSF.

4.2 DETERMINAÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO DA BHSF

4.2.1 Método da Energia Natural Afluente

A EAR da BHSF foi calculada levando-se em consideração duas séries de afluência: entre os anos de 1931 a 1994, em que havia uma tendência de crescimento sem significância estatística, e entre os anos de 1931 a 2019, em que, no período de 1995 – 2019 foi detectada forte tendência de decrescimento das VNA e, conseqüentemente, das ENA estatisticamente significativa. Os resultados são ilustrados nas Figura 47 e Figura 48.

Figura 47 - Porcentagem de Energia Armazenada na BHSF (1931-1994)

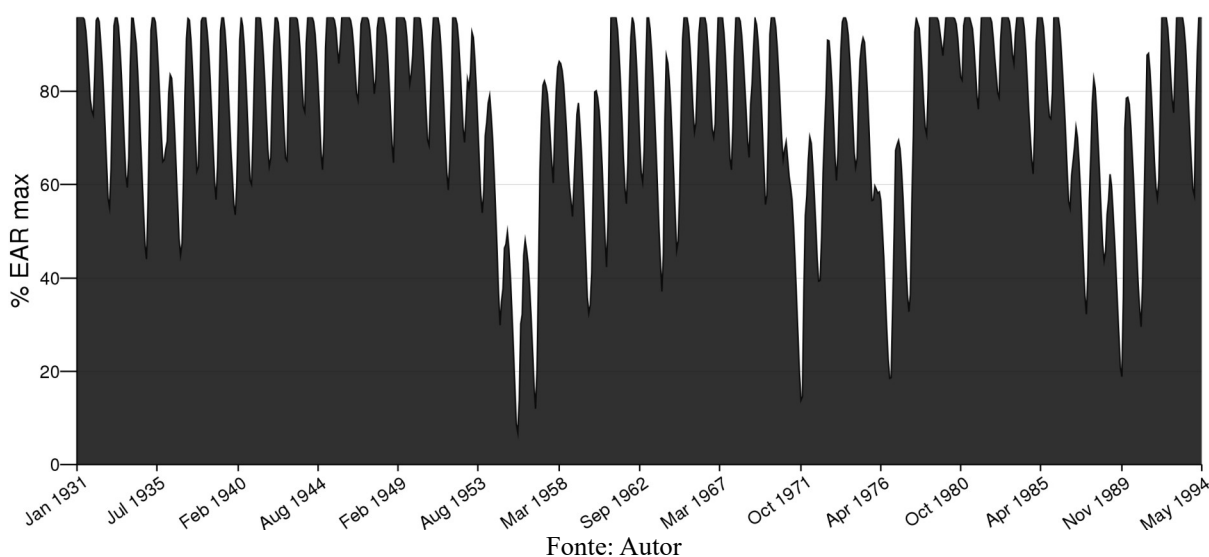
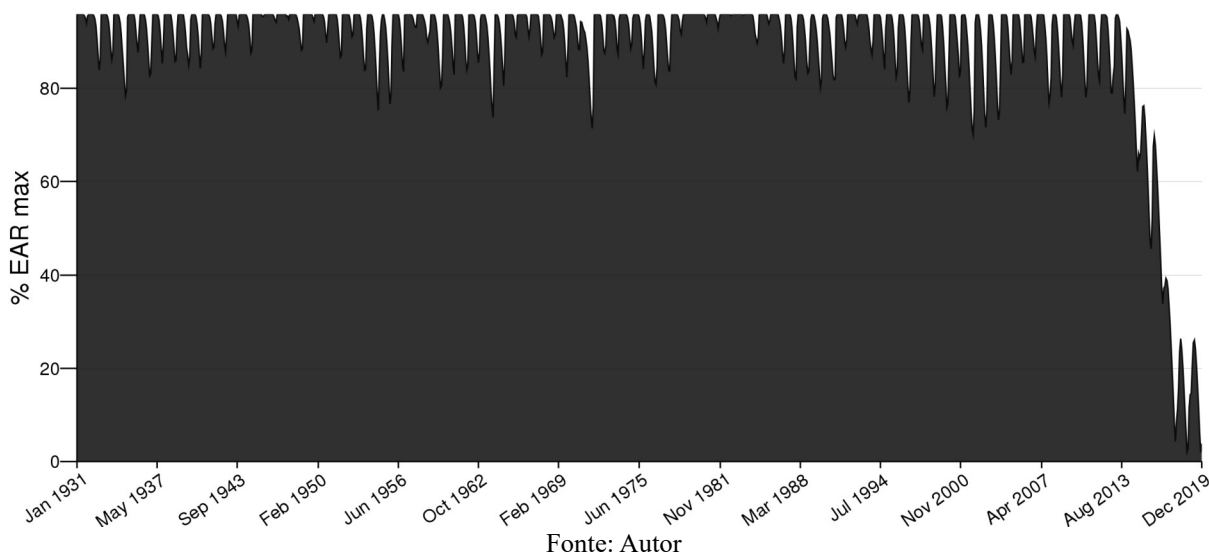


Figura 48 - Porcentagem de Energia Armazenada na BHSF (1931-2019)



Utilizando a definição de PC do ONS, a partir da Figura 47 e da Figura 48 é possível inferir que, até o ano 1994, o PC da BHSF está entre junho de 1949 e novembro de 1956, que concorda com o período crítico definido pelo ONS para o SIN. Entretanto, uma análise minuciosa determina que o período crítico definido pela metodologia do ONS para a BHSF

utilizando a série de EAR entre 1931 e 1994 está entre maio de 1952 e novembro de 1955. A Tabela 29 mostra os maiores períodos críticos para a BHSF entre 1931 e 1994.

Tabela 29 - Períodos Críticos para a BHSF – método da energia natural (1931-1994)

Posição	Início	Fim	Duração (meses)	% EAR _{min}
1º	Mai / 1952	Nov / 1955	42	6,87
2º	Fev / 1970	Out / 1971	20	13,8
3º	Abr / 1974	Nov / 1976	31	18,64
4º	Abr / 1986	Nov / 1989	43	18,86
5º	Mar / 1963	Dez / 1963	9	37,15

Fonte: Autor

Nota-se se que a duração do PC é indiretamente considerada na sua determinação, mas para uma análise minuciosa, o desempenho do sistema deve ser calculado através de um modelo de operação, mesmo que simplificado. Já que a definição de PC para ONS deveria levar em conta o impacto da escassez de aflúências para os outros usuários.

Entretanto, ao se fazer a comparação entre a Figura 47 e a Figura 48, nota-se que diante da perda de regularização causada pela tendência de queda, os PCs mudam para a série de 1931 a 2019. Os PC para a série de 1931 a 2019 são apresentados na Tabela 30.

Tabela 30 - Períodos Críticos para a BHSF – método da energia natural (1931-2019)

Posição	Início	Fim	Duração (meses)	% EAR _{min}
1º	Abr / 2013	Nov / 2019	79	1,91
2º	Mar / 2001	Nov / 2001	8	70,07
3º	Abr / 1970	Out / 1971	18	71,39
4º	Abr / 2002	Nov / 2002	7	71,59
5º	Jan / 1963	Dez / 1963	11	73,7

Fonte: Autor

O Período Crítico de abril de 2013 a novembro de 2019 provavelmente foi tão intenso e duradouro que comprometeu a capacidade de regularização das usinas da BHSF. Isso pôde ser percebido já que os PC para a série 1931 – 1994 não mais são retratados na Tabela 30. Além disso, como o método da energia natural indiretamente leva em consideração sua duração, os PCs pré 1994 podem ter sido causados pela forte associação entre ENA abaixo da média (alta intensidade) por um longo tempo, já que duração média do PC da série pré 1994 é de 26 meses e da série até 2019 é de 11 meses (sem considerar os maiores períodos). Entretanto, o maior período crítico evidenciado na série 1931-2019 pode ter sido influenciado pelo conjunto de efeitos climáticos mostrados por Cunha et al. (2018), em que destacaram a magnitude e duração do período com chuvas abaixo da média para o NEB.

4.2.2 Método das Diferenças Acumuladas

Um método que dispensa a consideração da operação dos reservatórios, e consequentemente, da regularização de vazões é o método das diferenças acumuladas, foi sugerido por Mendes (2012). Foram calculadas as diferenças entre o valor de ENA mensal e a MLT, acumulando-as quando negativas. As Figura 49 e Figura 50 ilustram os resultados para a série 1931 – 1994 e 1931 – 2019, respectivamente.

Figura 49 - Diferenças acumuladas ENA BHSF, em valores absolutos (1931-1994)

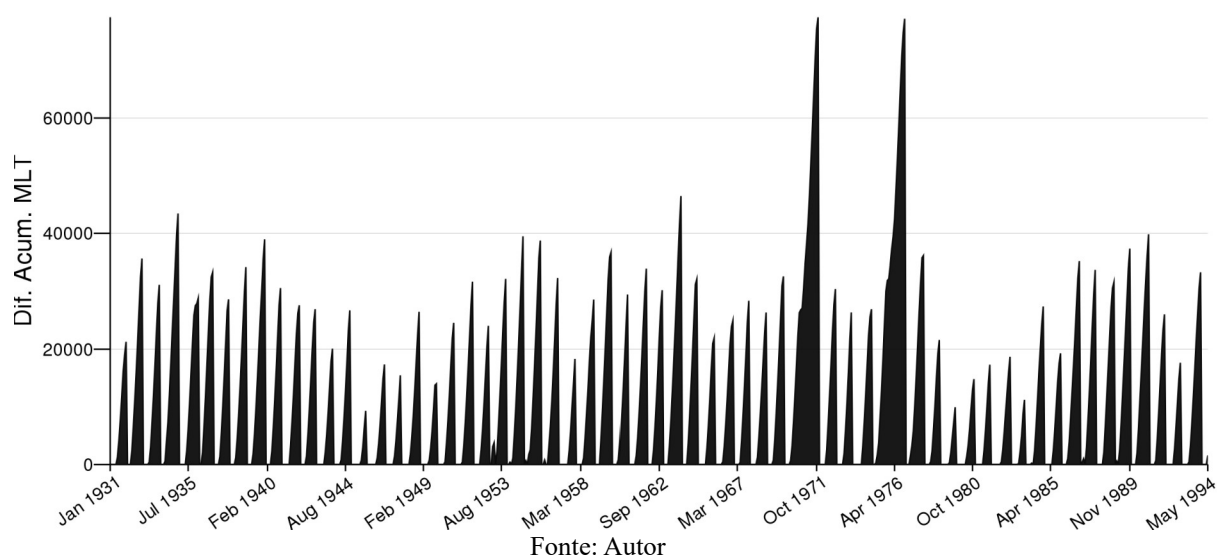
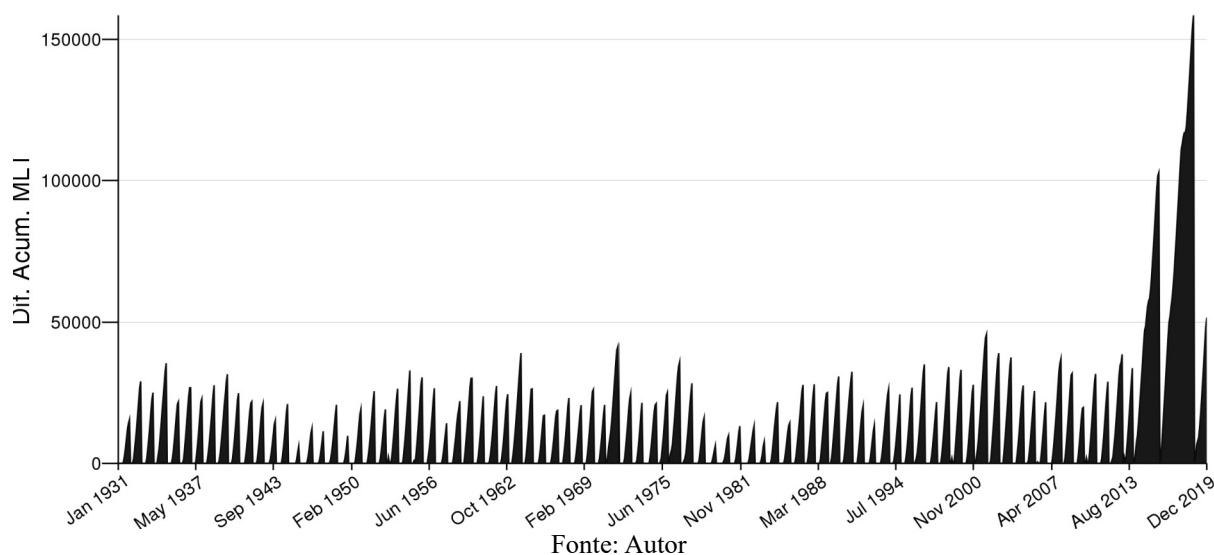


Figura 50 - Diferenças acumuladas ENA BHSF, em valores absolutos (1931-2019)



De maneira geral, notaram-se valores de deficits acumulados em relação à MLT menores, já que a MLT de ENA para 1931 – 1994 foi 8.245,03 MWmed e para 1931 – 2019 foi de 7.426,44 MWmed. Entretanto, a adoção desse método não sofre influência da mudança do grau de regularização dos reservatórios. Além disso, decidiu-se por considerar os piores

períodos críticos aqueles que possuísssem maiores deficits, mostrados na Tabela 31 para a série 1931-1994 e na Tabela 32 para 1931-2019.

Tabela 31 - Maiores deficits acumulados com relação a MLT de ENA (1931-1994)

Posição	Início	Fim	Duração (meses)	Def. Acm.
1º	Abr / 1970	Nov / 1971	19	77.486,1
2º	Mai / 1975	Nov / 1976	18	72.228,4
3º	Abr / 1963	Dez / 1963	8	46.468,7
4º	Mar / 1934	Dez / 1934	9	43.442,2
5º	Abr / 1990	Dez / 1990	8	39.832,7

Fonte: Autor

Nota-se, ao comparar os resultados dos métodos para a série de 1931 a 1994, que 60% dos cinco maiores PCs foram coincidentes nas duas metodologias. Entretanto, a intensidade do deficit de afluência também foi significativa nos anos de 1934 e 1990, mas não afetou com mesma intensidade a operação dos reservatórios. Já o deficit que se inicia em 1952 não foi de intensidade elevada, mas sua duração afetou o desempenho dos reservatórios.

Tabela 32 - Maiores deficits acumulados com relação a MLT de ENA (1931-2019)

Posição	Início	Fim	Duração (meses)	Def. Acm.
1º	Mar / 2016	Nov / 2018	32	158.537,3
2º	Fev / 2014	Jan / 2016	23	102.854,8
3º	Fev / 2001	Dez / 2001	10	45.773,3
4º	Jan / 1971	Nov / 1971	10	41.356,1
5º	Abr / 1963	Dez / 1963	8	39.101,4

Fonte: Autor

Como o método não considera a operação dos reservatórios, a duração do deficit pode não abordar de maneira eficaz os impactos para o setor de geração elétrica e, consequentemente, de operação dos reservatórios. Entretanto, nota-se que os períodos críticos são coincidentes para as séries de ENA entre 1931 e 2019, mesmo usando metodologias diferentes. Além disso, tanto a duração quanto a intensidade dos períodos críticos aumentam a partir do ponto de mudança de tendência, ou seja, 1994, possivelmente motivados pela tendência de decrescimento mostrada na Figura 46.

Ressalta-se que os dois maiores PC da Tabela 32 estão separados por apenas por 1 mês de afluência acima da MLT de ENA, qual seja, fevereiro de 2016. Tal fato pode ser um indício de continuidade do PC, o qual passaria a ser de fevereiro de 2014 a novembro de 2018, contabilizando 56 meses de duração.

4.2.3 Considerações a respeito do Período Crítico da BHSF

A definição do ONS para período crítico se mostrou mais interessante quando comparada ao método das diferenças acumuladas, já que essa metodologia considera a operação dos reservatórios, mesmo que de maneira simplificada. Contudo, observou-se que o período crítico para a BHSF não necessariamente concorda com o PC definido pelo ONS para

o SIN, isto é, de junho de 1949 a novembro de 1956. Segundo sua metodologia e considerando as diferenças inerentes a cada bacia hidrográfica aliadas à tendência de redução detectada, o PC da BHSF tende a estar entre abril de 2013 e novembro de 2019.

Detectou-se então a necessidade do setor elétrico de considerar os períodos críticos inerentes a cada bacia hidrográfica no rateio de energia a ser feito no planejamento do SIN, para que a energia garantida de cada UHE realmente retrate as condições de afluência inerentes à realidade do PC da bacia. A mudança na tendência de afluência aos grandes reservatórios da bacia também demonstra uma necessidade de revisão periódica das afluências e, conseqüentemente, do modelo operativo adotado para a UHE e do período crítico considerado.

Caso sejam adotadas curvas de operação nos reservatórios, estas devem ser revistas periodicamente, já que, além da variabilidade de outras variáveis inerentes à operação do reservatório (evaporação, volume morto, etc.), demonstrou-se que o comportamento estatístico das principais séries relacionadas com a operação (VNA e ENA) podem mudar.

4.3 OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA BHSF

Uma maneira de avaliar a intensidade dos PCs na operação dos reservatórios é através da aplicação de modelos de simulação/otimização. A SOP e o modelo de minimização da vulnerabilidade da regularização utilizando PNL (Seção 3.6.4) foram aplicados com intuito de avaliar o desempenho dos reservatórios da BHSF na regularização da MLT durante todo o período de VNA disponibilizado pelo ONS (1931-2019), a fim de comparação entre os modelos.

Os resultados para operação via SOP para TMA e SOB estão ilustrados na Figura 52 e Figura 53 e, para RTB, QUE, ITA, PAM e XIN nos Apêndices H-L, respectivamente. Os resultados para PNL para TMA e SOB estão ilustrados na Figura 54 e Figura 55 e, para o restante das UHE, nos Apêndices M-Q respectivamente. Os índices de desempenho de TMA e SOB são apresentados na Figura 51 para SOP e PNL.

Como o modelo de operação em PNL prioriza a minimização da vulnerabilidade do sistema, como apresentado pela Equação 58, ao analisar a Figura 51 nota-se melhor desempenho do sistema ao minimizar a vulnerabilidade. Entretanto, ressalta-se que, como a SOP prioriza o atendimento às demandas, o valor de confiabilidade utilizando SOP são preponderantemente maiores.

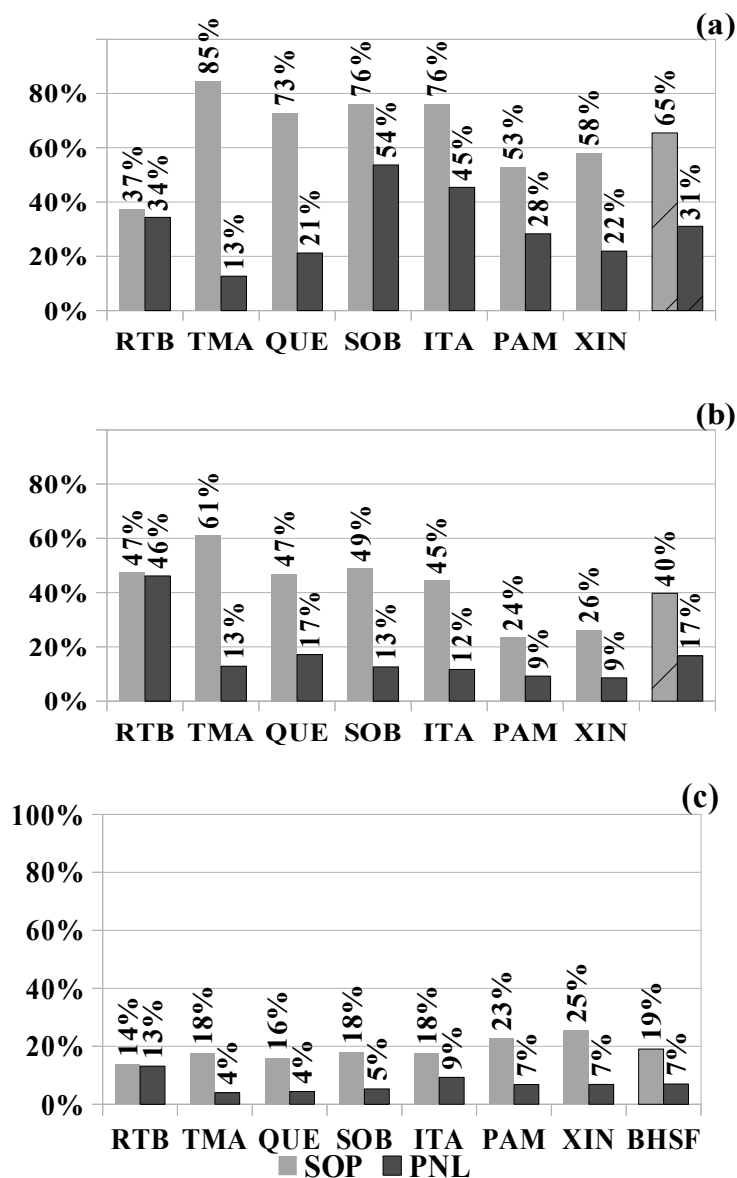
Em um sistema complexo de recursos hídricos, como é o caso do instalado na BHSF, em que há muitos usuários que dependem dos recursos hídricos para manutenção das atividades econômicas e sobrevivência, a priorização no aumento confiabilidade diante da redução da vulnerabilidade do sistema pode não ser razoável. Mendes et al. (2015) afirmam que pequenos racionamentos em curtos períodos de tempo são mais razoáveis.

Os curtos períodos de racionamento podem ser percebidos nas Figura 53 e Figura 55, principalmente após 1994, onde o teste de Pettitt determinou uma quebra na tendência das afluições das UHE e os resultados dos testes de Spearman e MK inferiram que a tendência provavelmente é de queda.

Como consequência dos reservatórios não atenderem 100% da demanda (neste caso, de vazão regularizada), a resiliência do sistema reduz de 19% com a SOP para 7% com a PNL. Entretanto, em média, o modelo SOP deixa de atender 40% da Q_{reg} enquanto que a operação via PNL deixa de atender apenas 17%. A SOP atende integralmente a demanda de Q_{reg} em 65% dos intervalos de tempo, enquanto que a PNL o faz durante 31% do tempo, ou seja, estas que representam a confiabilidade para cada modelo. Demonstra-se então que, diante da operação de sistemas hídricos de elevada complexidade, é preferível que seja

aplicado um modelo em PNL que vise a operação de uma FO multiobjetivo, garantindo a baixa vulnerabilidade evidenciada na comparação realizada (ALAH DIN; GHAFOURI; HAGHIGHI, 2019).

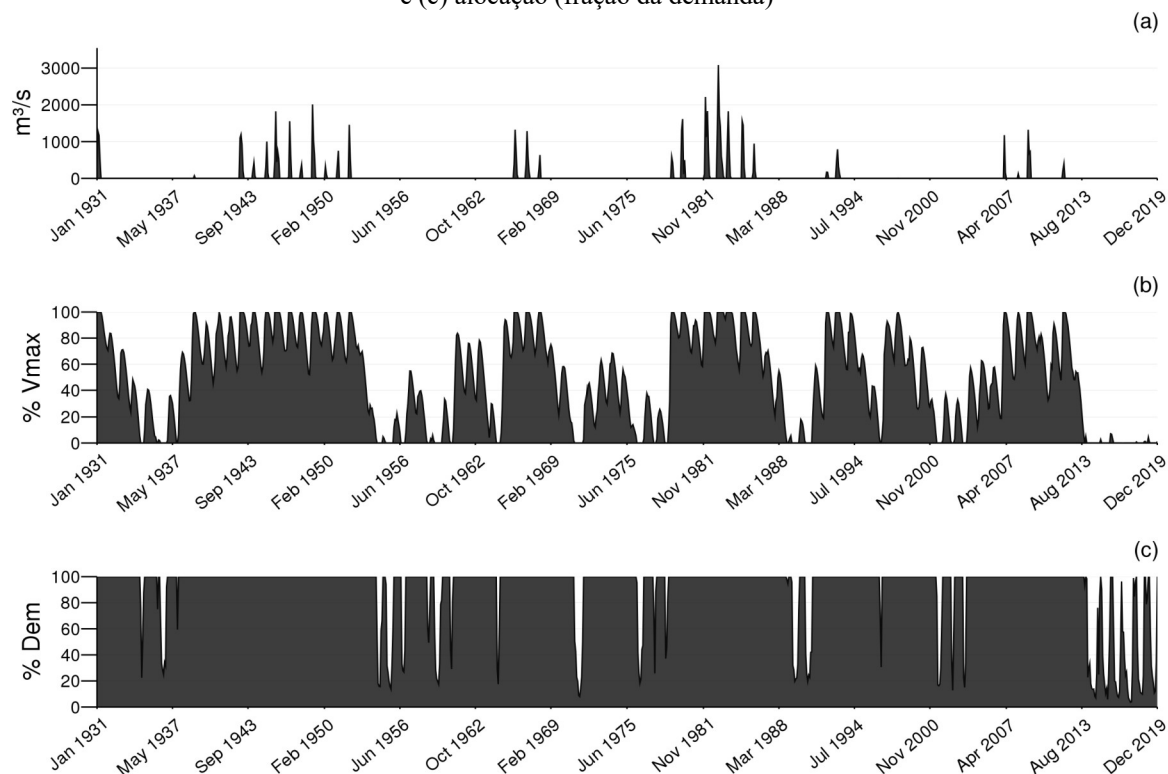
Figura 51 - Índices de desempenho para SOP e PNL: (a) confiabilidade, (b) vulnerabilidade e (c) resiliência



Fonte: Autor

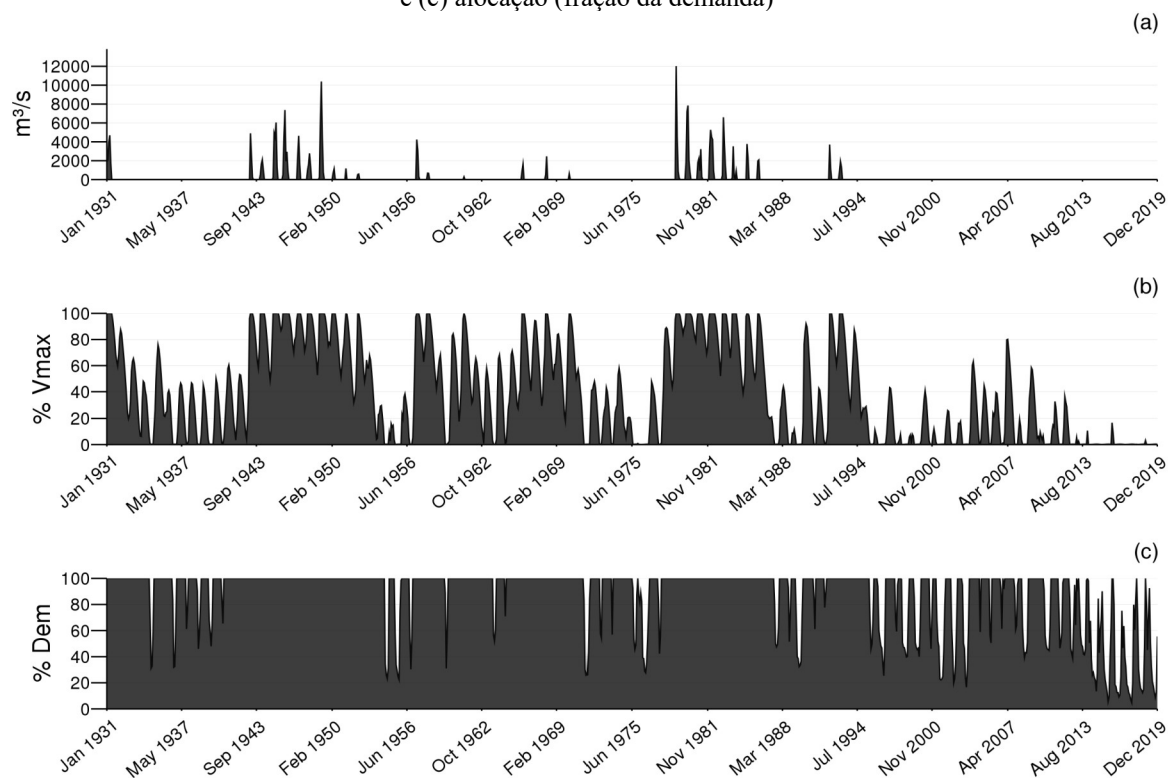
Nota-se também que a regularização de vazões é preponderantemente realizada até o reservatório de Itaparica, já que os reservatórios de PAM e XIN não dotam de volumes úteis suficientemente grandes para realizar regularização plurianual, tal fato é evidenciado pelo gráfico (c) dos Apêndices P e Q.

Figura 52 - Resultados da SOP para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



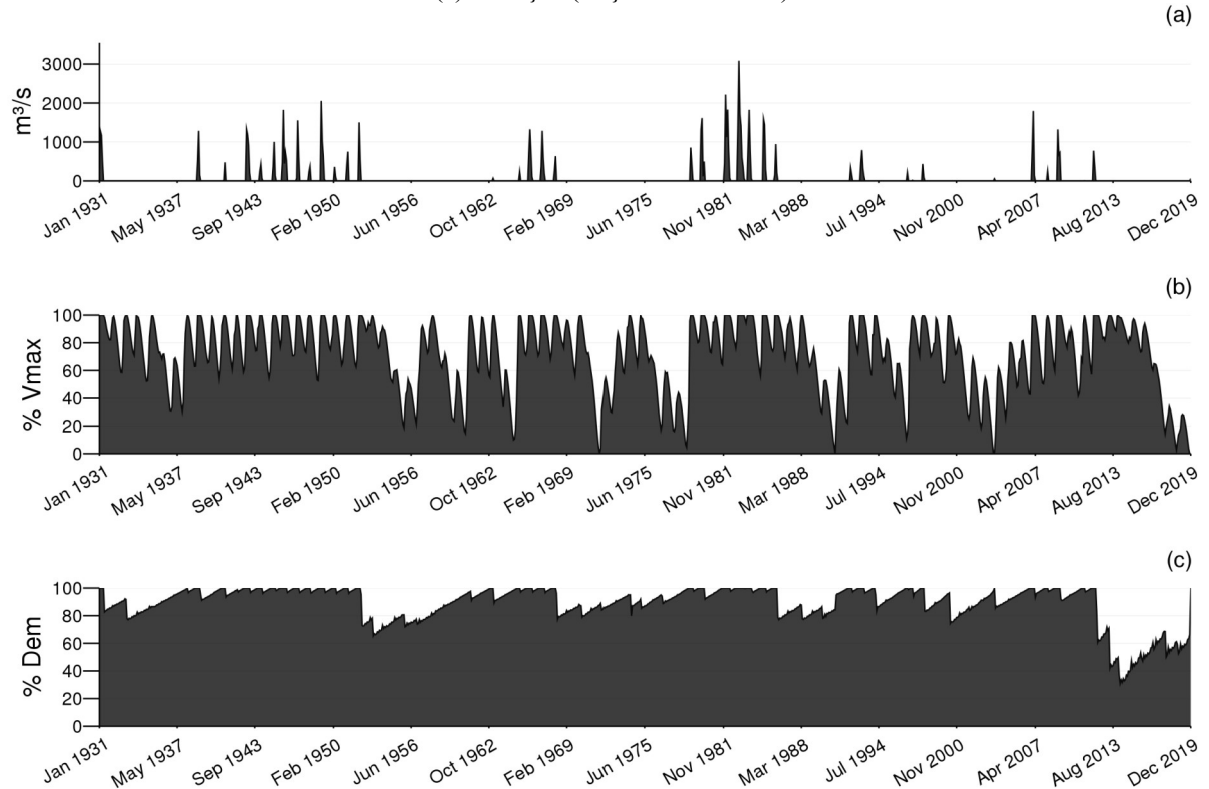
Fonte: Autor

Figura 53 - Resultados da SOP para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



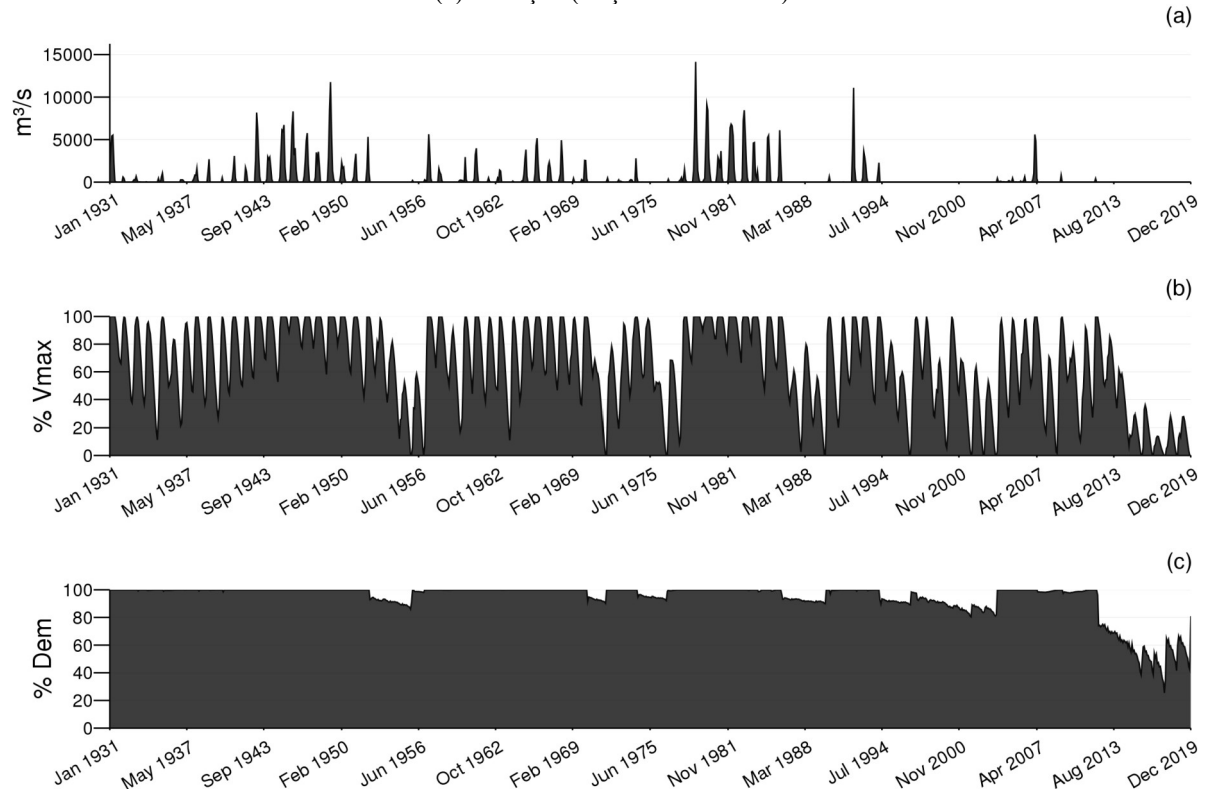
Fonte: Autor

Figura 54 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



Fonte: Autor

Figura 55 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



Fonte: Autor

4.3.1 Modelo de operação ótima multiobjetivo em PNL

Com intuito de avaliar a severidade dos períodos críticos para os setores de geração de energia, usos consuntivos e a liberação da jusante da UHE, dita vazão ecológica, aplicou-se um modelo de otimização em PNL, adotando como cenários de afluência os períodos críticos apresentados na Tabela 33. A definição dos períodos obedeceu aos seguintes critérios: Cenário I, que envolve o PC adotado pelo ONS; Cenário II, que envolve o PC da BHSF que mais se aproxima do adotado pelo ONS; Cenário III, que envolve o maior PC da BHSF; início dos três cenários em janeiro, período úmido da bacia.

Tabela 33 - Cenários de afluência utilizados no modelo

Cenário de Afluência	Início	Fim	Duração
Cenário I	Jan / 1949	Dez / 1956	7 anos
Cenário II	Jan / 1952	Dez / 1955	3 anos
Cenário III	Jan / 2013	Dez / 2019	6 anos

Fonte: Autor

Os índices de operação calculados para os usos consuntivos são apresentados na Tabela 34, para a geração de energia na Tabela 35 e para vazão ecológica na Tabela 36. São apresentados o vertimento, armazenamento (fração do máximo) e vazão turbinada (fração da máxima) para TMA na Figura 56 (Cenário I), na Figura 57 (Cenário II) e na Figura 58 (Cenário III). Para SOB, na Figura 59 (Cenário I), 60 (Cenário II) e 61 (Cenário III); para as demais usinas, do Apêndice R ao Apêndice AF. Também são apresentados a alocação (fração da demanda), geração (fração da garantia física da UHE) e liberação a jusante (destaque para a restrição de jusante) de TMA na Figura 62 (Cenário I), na Figura 63 (Cenário II) e na Figura 64 (Cenário III). Para SOB, na Figura 65 (Cenário I), 66 (Cenário II) e 67 (Cenário III); para as demais usinas, do Apêndice AG ao Apêndice AU.

Tabela 34 - Índices de desempenho do modelo em atendimento aos usos consuntivos da BHSF

Usos Consuntivos		RTB	TMA	QUE	SOB	ITA	PAM	XIN	BHSF
Cenário I	Confiabilidade	23,96%	18,75%	17,71%	10,42%	15,63%	38,54%	72,92%	28,27%
	Vulnerabilidade	1,76%	0,28%	1,24%	2,12%	1,04%	0,02%	0,01%	1,07%
	Resiliência	5,48%	5,13%	3,80%	2,33%	3,70%	11,86%	34,62%	7,05%
Cenário II	Confiabilidade	10,42%	8,33%	12,50%	8,33%	8,33%	8,33%	60,42%	16,67%
	Vulnerabilidade	1,83%	0,36%	0,88%	3,25%	1,51%	0,02%	0,01%	1,22%
	Resiliência	2,33%	2,27%	4,76%	0,00%	0,00%	4,55%	21,05%	4,29%
Cenário III	Confiabilidade	2,08%	2,08%	4,17%	2,08%	2,08%	1,04%	2,08%	2,23%
	Vulnerabilidade	5,08%	1,34%	8,59%	14,09%	7,81%	0,11%	0,06%	5,28%
	Resiliência	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,91%

Fonte: Autor

Observa-se que, em todos os cenários e todas parcelas da FO (usos consuntivos, geração elétrica e liberação mínima) o modelo em PNL obteve valores consideravelmente reduzidos de vulnerabilidade, mesmo no cenário mais crítico (Cenário III). Entretanto, a

redução da vulnerabilidade do sistema pode implicar em decréscimo na confiabilidade e resiliência, ou seja, o modelo pode reduzir o deficit de atendimento ao objetivo mas não atende o almejado durante mais intervalos de tempo e também leva mais tempo para voltar à situação de normalidade.

Tabela 35 - Índices de desempenho do modelo em atendimento à geração elétrica da BHSF

Geração Elétrica		RTB	TMA	QUE	SOB	ITA	PAM	XIN	BHSF
Cenário I	Confiabilidade	39,58%	28,13%	31,25%	39,58%	79,71%	29,17%	100,00%	36,16%
	Vulnerabilidade	39,92%	13,18%	8,96%	4,07%	5,93%	4,14%	-	15,67%
	Resiliência	17,24%	7,25%	9,09%	6,90%	10,00%	8,82%	-	7,69%
Cenário II	Confiabilidade	27,17%	16,67%	33,33%	10,42%	10,42%	8,33%	60,42%	24,11%
	Vulnerabilidade	40,22%	16,24%	5,02%	17,26%	13,02%	18,76%	4,30%	17,21%
	Resiliência	17,65%	25,00%	12,50%	2,33%	2,33%	0,00%	10,53%	7,06%
Cenário III	Confiabilidade	9,38%	2,08%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	3,42%
	Vulnerabilidade	60,44%	39,56%	45,98%	47,28%	51,63%	56,03%	43,46%	50,98%
	Resiliência	5,75%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,69%

Fonte: Autor

Tabela 36 - Índices de desempenho do modelo em atendimento à vazão ecológica da BHSF

Vazão Ecológica		RTB	TMA	QUE	SOB	ITA	PAM	XIN	BHSF
Cenário I	Confiabilidade	97,92%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,70%
	Vulnerabilidade	1,21%	-	-	-	-	-	-	1,21%
	Resiliência	100,00%	-	-	-	-	-	-	100,00%
Cenário II	Confiabilidade	95,83%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,40%
	Vulnerabilidade	1,22%	-	-	-	-	-	-	1,22%
	Resiliência	100,00%	-	-	-	-	-	-	100,00%
Cenário III	Confiabilidade	71,88%	56,25%	65,63%	84,38%	88,54%	82,29%	78,13%	81,25%
	Vulnerabilidade	28,09%	23,66%	15,41%	2,79%	1,61%	0,93%	1,27%	10,88%
	Resiliência	25,93%	7,14%	6,06%	33,33%	36,36%	29,41%	23,81%	23,02%

Fonte: Autor

Ao comparar os resultados da operação com a operação realizada por Mendes (2012), nota-se que o modelo utilizado no presente estudo distribuiu de maneira mais equalizada os deficits dentre as UHE da BHSF. Já no modelo proposto por Mendes (2012), os deficits são concentrados principalmente na UHE SOB. Tal fato pode demonstrar uma relevante característica do modelo ou do algoritmo de otimização, que busca um resultado (ótimo local) que tenta distribuir os deficits pelas UHE como um todo.

Da Figura 62 a Figura 67, gráfico de geração (fração da garantia física), nota-se que há períodos em que a geração ultrapassa 100% da garantia física. Entretanto, ao avaliar-se a Tabela 35 nota-se que todas as UHEs no Cenário III não atendem completamente a demanda em praticamente nenhum intervalo de tempo, o que demonstra a maior severidade do PC do Cenário III em relação aos Cenários I e II.

De maneira análoga, os índices de desempenho globais, ou seja, para a BHSF, mostram que o PC apresentado pelo Cenário III é, de fato, mais severo também para os

diversos usuários. Tal fato pode ser comprovado pelo aumento do deficit médio para os usos consuntivos, que no Cenário I é de 1,07% e no Cenário III é de 5,28%. Para a energia gerada, esse valor passa de 15,67% no Cenário I para 50,98% no Cenário III. O deficit na liberação mínima também sofre acréscimo, passando de 1,21% no Cenário I para 10,88% no Cenário III.

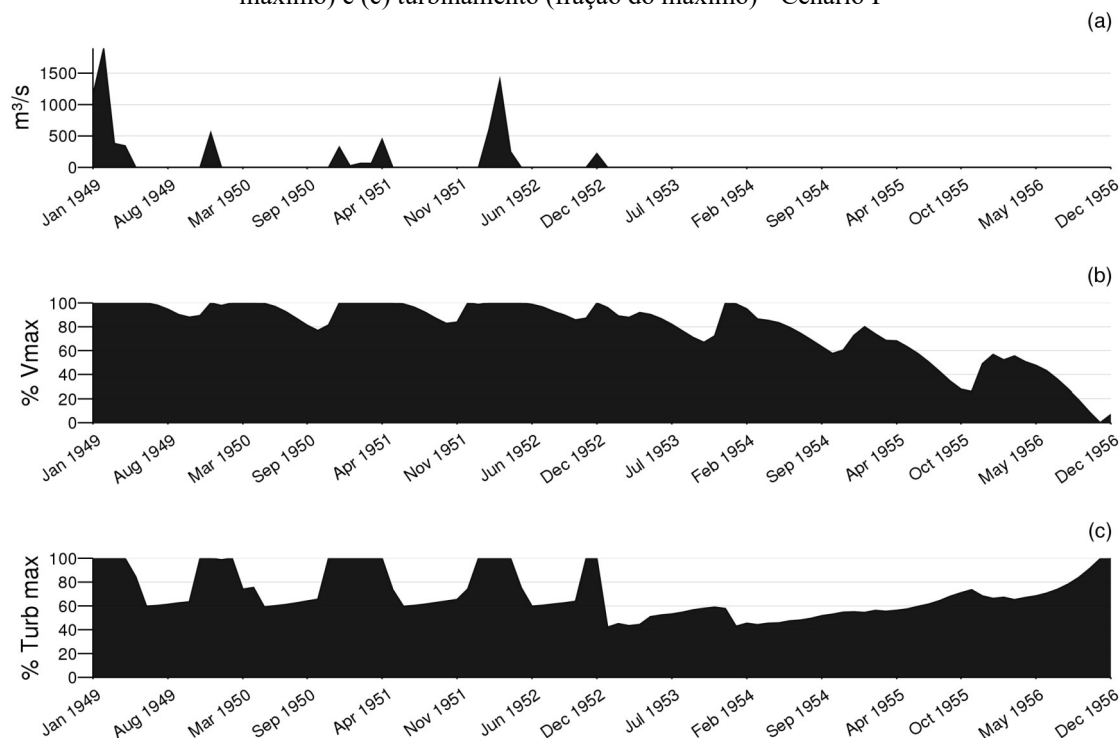
Portanto, a premissa de que o PC da BHSF é de 1949 a 1956 é razoável, apenas se a análise considerar a série temporal até 1994. Porém, diante da redução acentuada nas afluições, a queda expressiva dos índices de desempenho para o período entre 2013 e 2019 demonstra a maior severidade deste PC em relação ao anterior.

Nota-se também que, ao analisar o comportamento das UHEs desde a nascente até a foz, a regularização de vazões faz com que as usinas mais a jusante tenham melhor desempenho. Também é possível perceber que as vazões mínimas são respeitadas nos Cenários I e II, mas no Cenário III o modelo não consegue atender a exigência de liberação mínima.

Além disso, percebe-se também que as UHEs com volume útil considerável (TMA, QUE, SOB e ITA) fazem *hedging*, ou seja, mantêm o reservatório com volume acumulado nos períodos úmidos para atender as demandas no período seco, além disso, deixa de atender 100% da demanda em períodos críticos mas mantém a vulnerabilidade relativamente baixa.

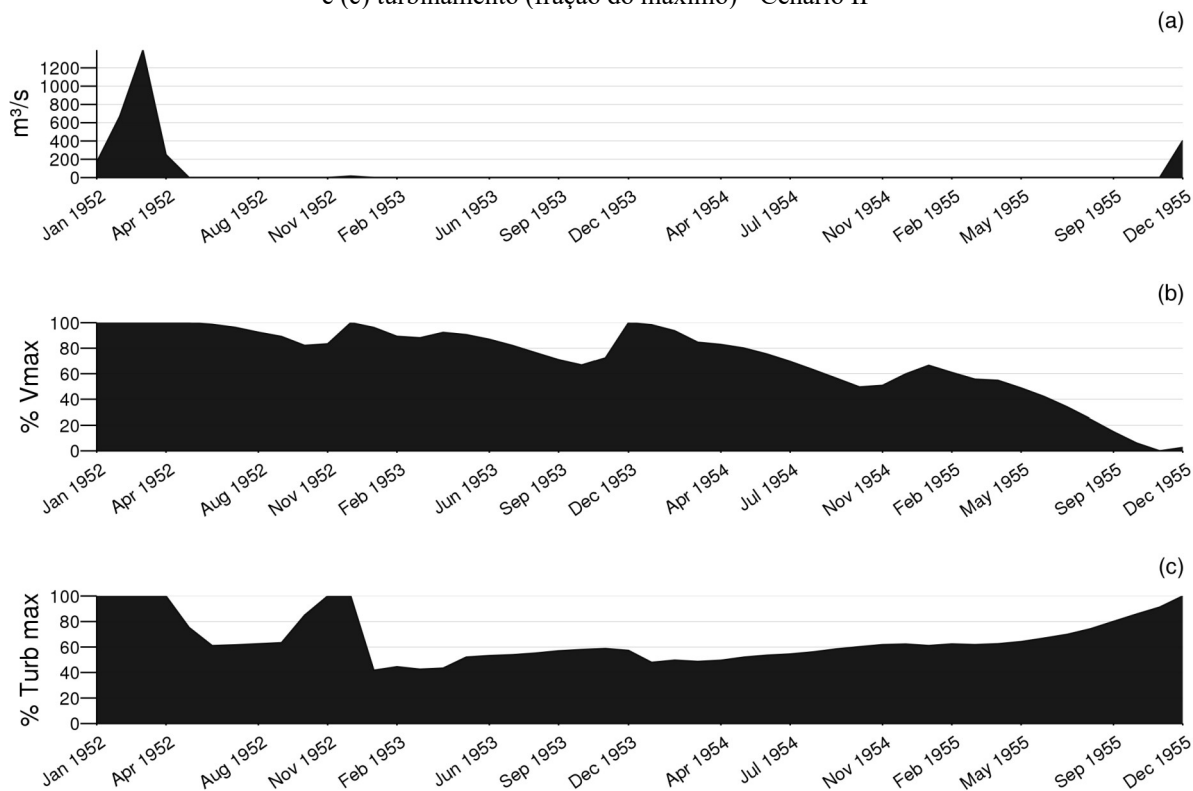
Como maneira complementar de demonstrar a relevância do PC do Cenário III em face aos demais, calculou-se a média de geração no PC, uma forma simplificada de determinar a energia garantida das UHE. A Figura 68 ilustra os resultados.

Figura 56 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I



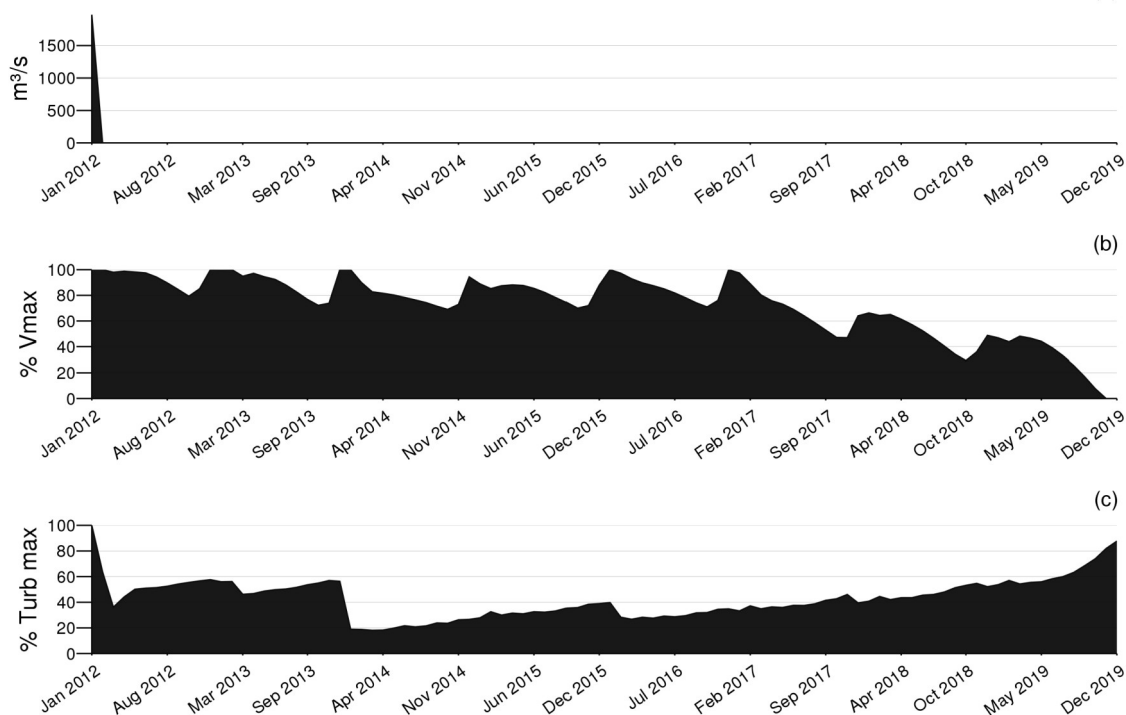
Fonte: Autor

Figura 57 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II



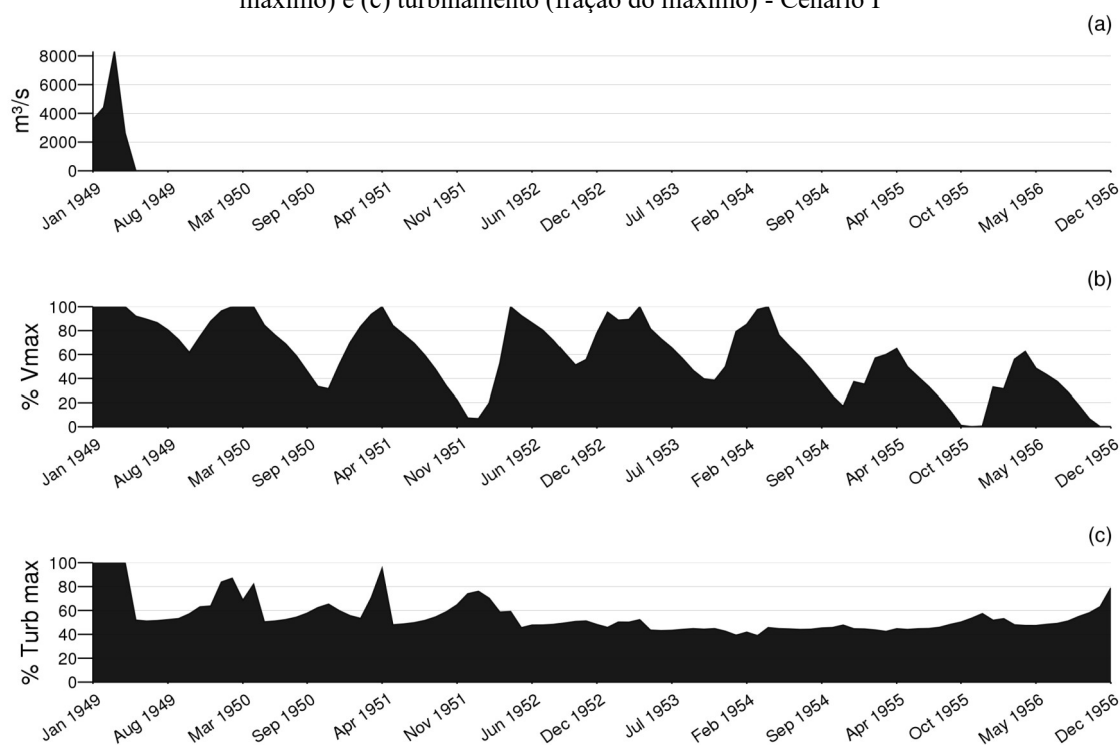
Fonte: Autor

Figura 58 - Resultados da PNL para a UHE Três Marias: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III



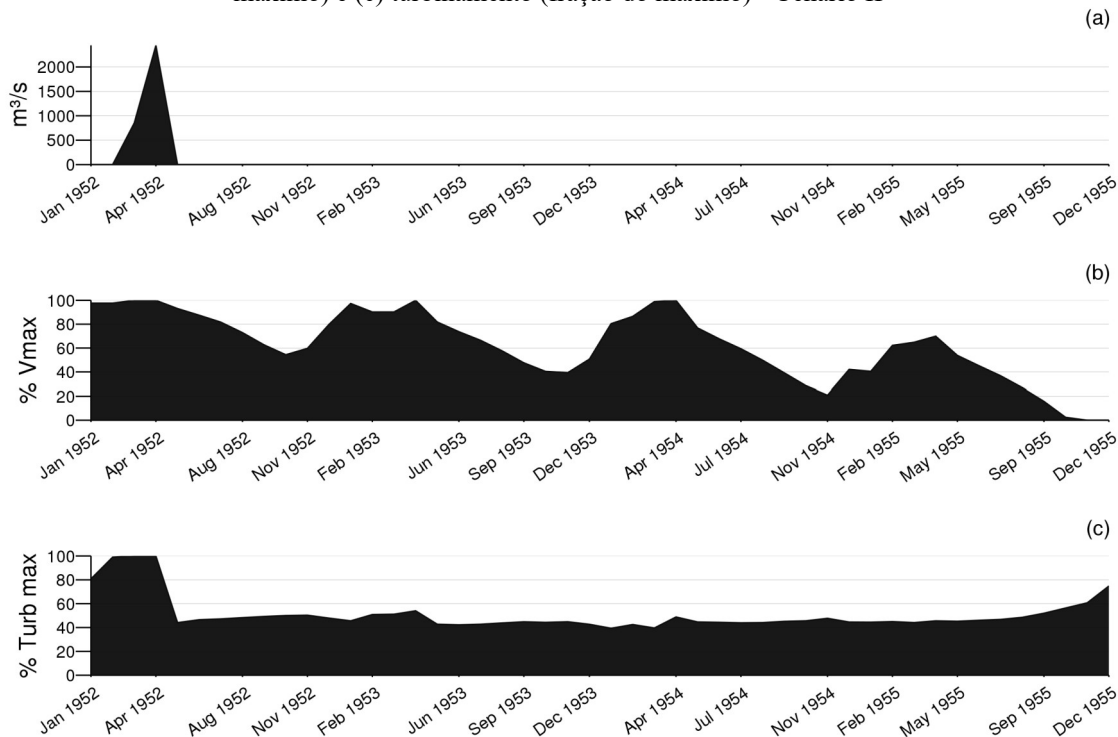
Fonte: Autor

Figura 59 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I



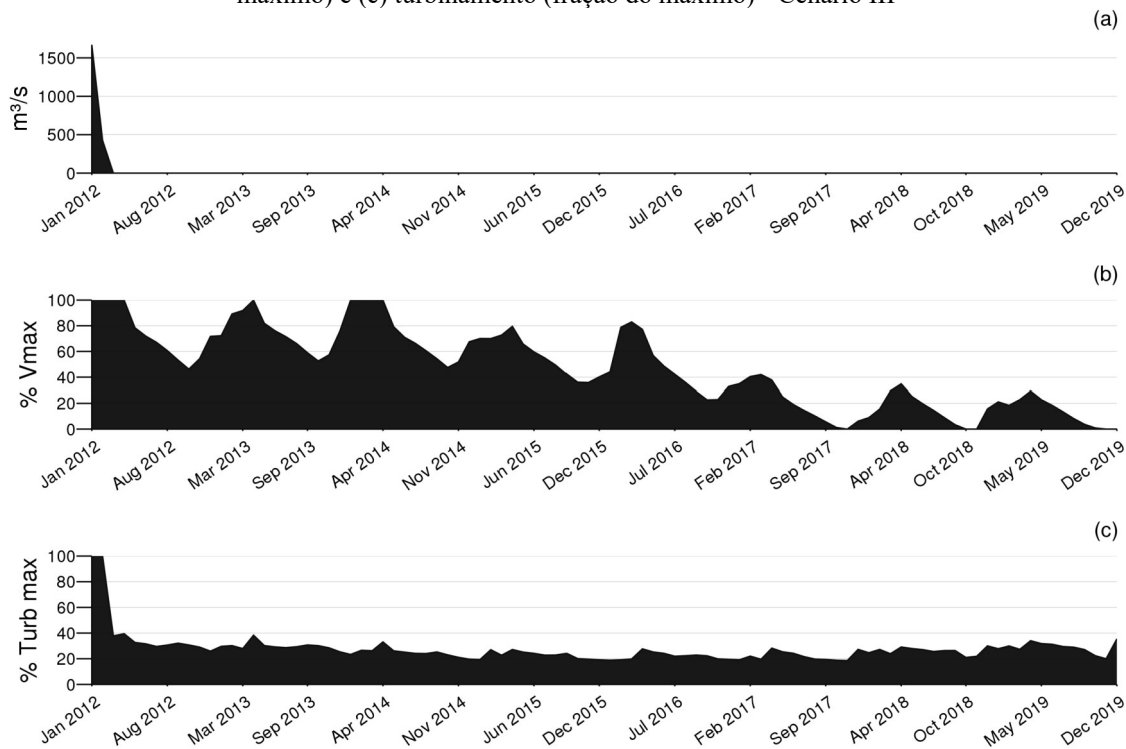
Fonte: Autor

Figura 60 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II



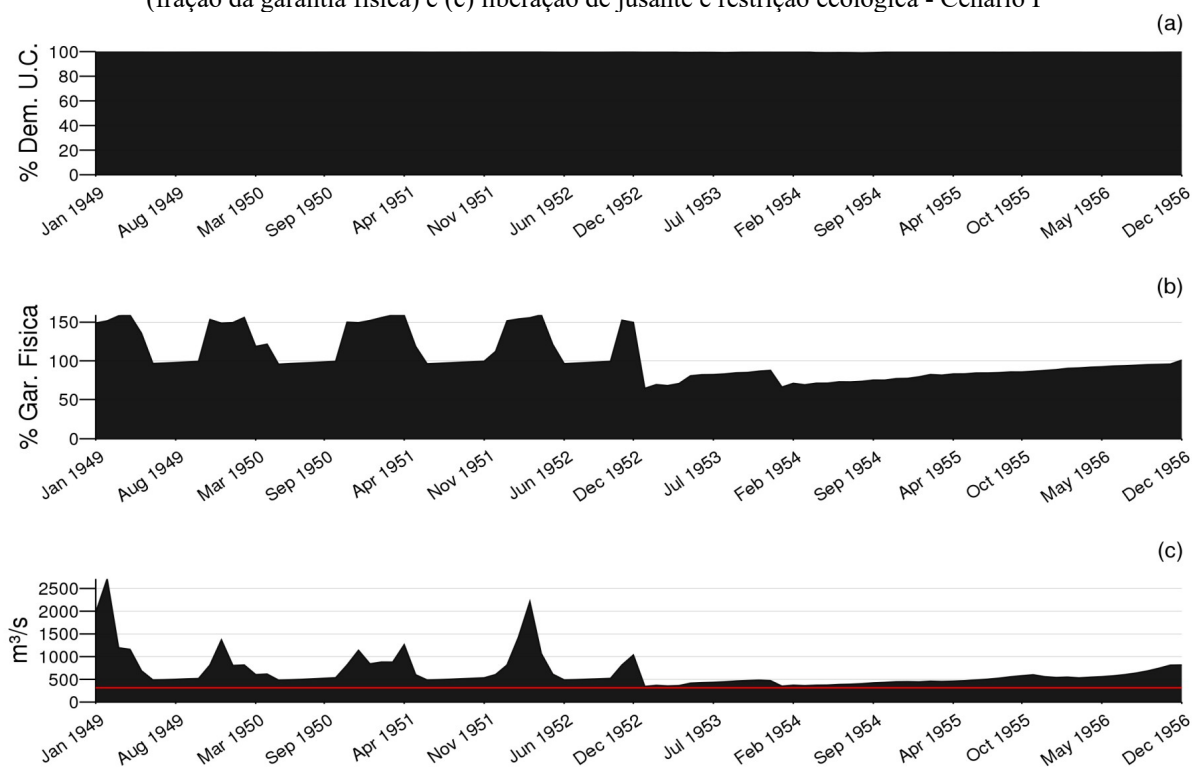
Fonte: Autor

Figura 61 - Resultados da PNL para a UHE Sobradinho: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III



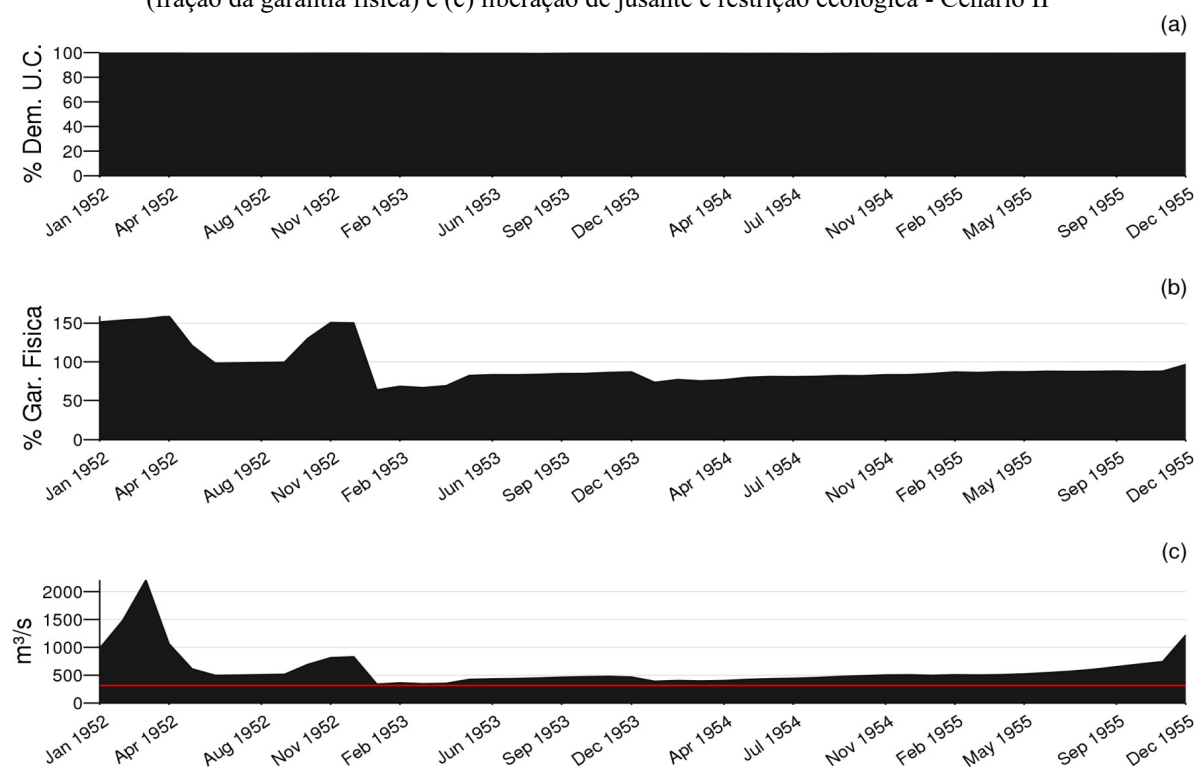
Fonte: Autor

Figura 62 - Operação em PNL da UHE Três Marias: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I



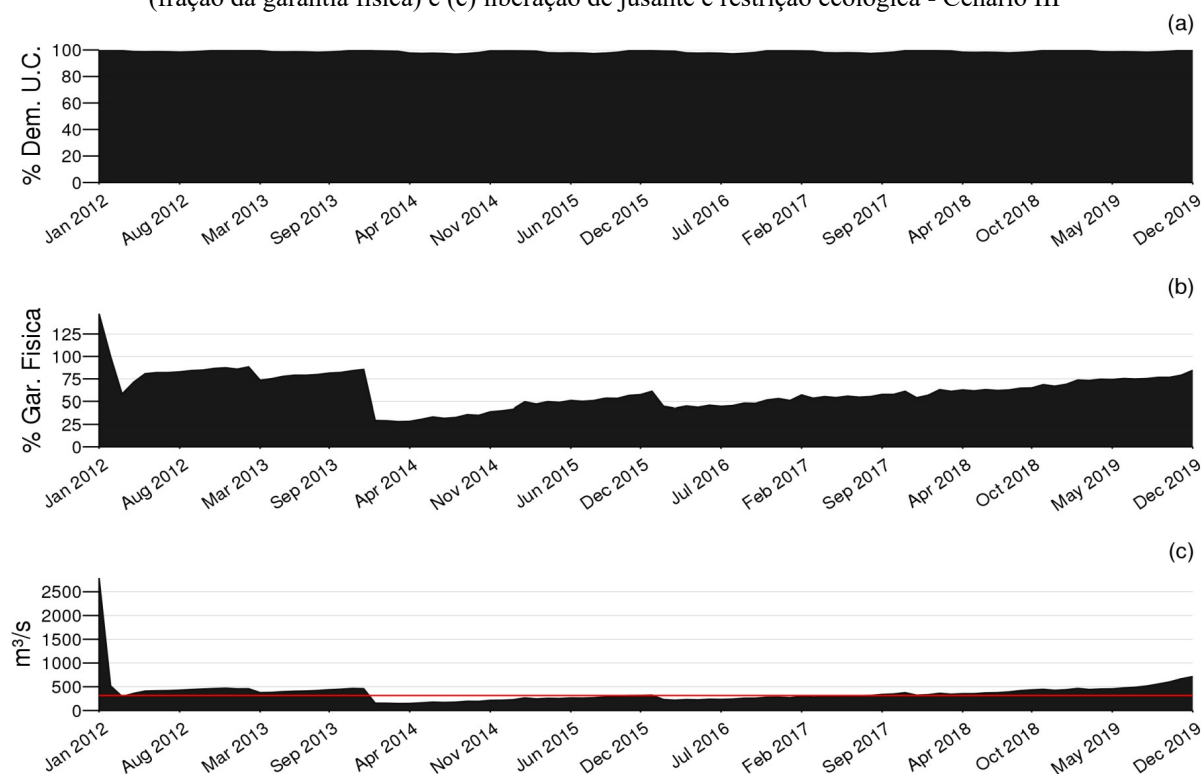
Fonte: Autor

Figura 63 - Operação em PNL da UHE Três Marias: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II



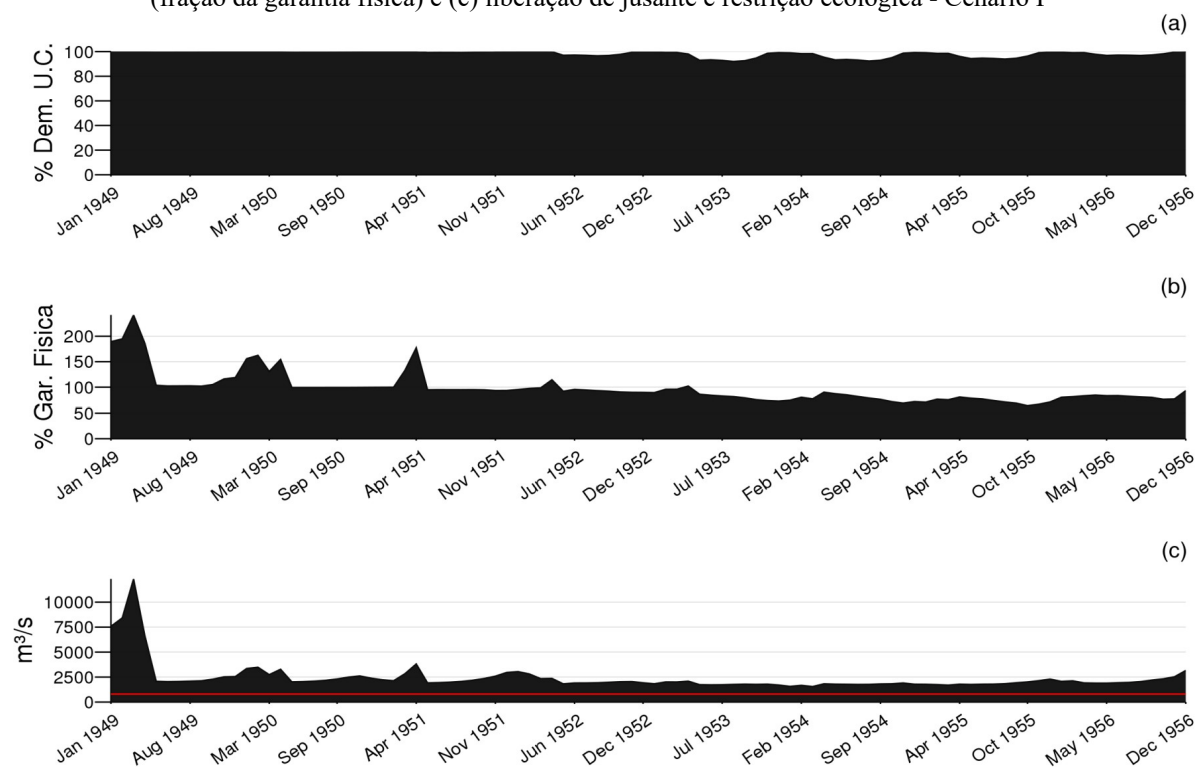
Fonte: Autor

Figura 64 - Operação em PNL da UHE Três Marias: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III



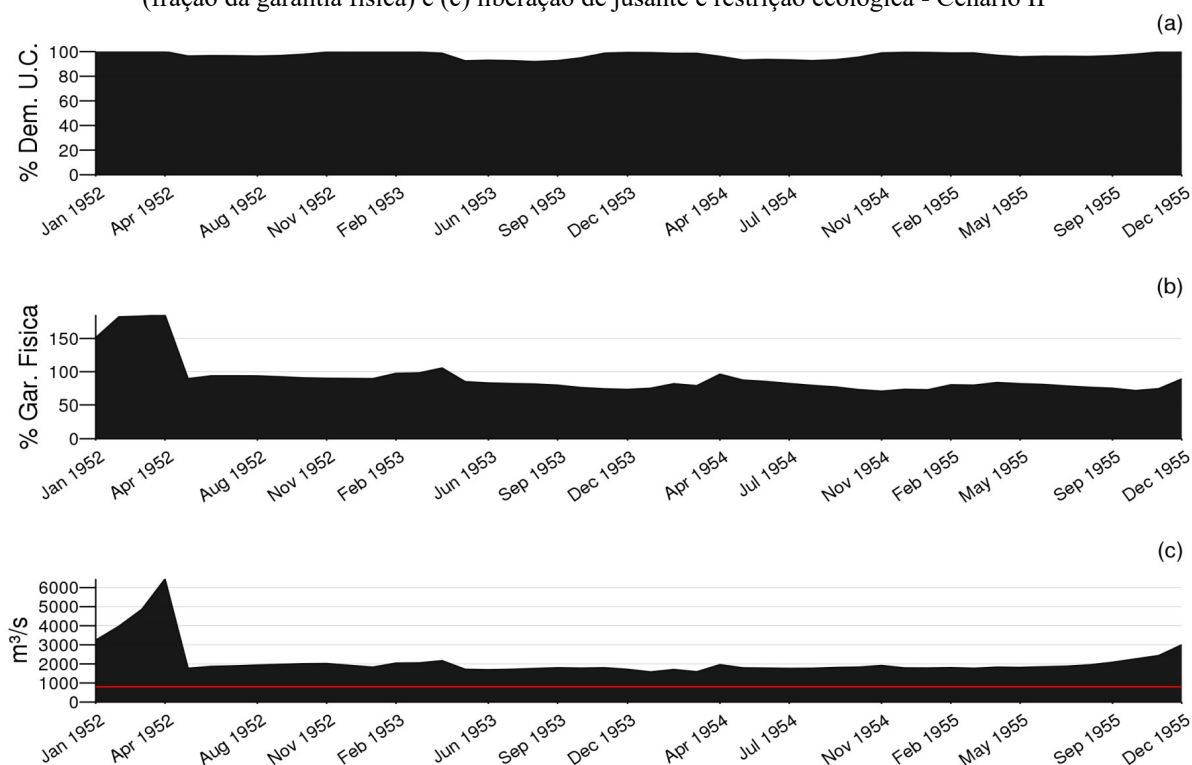
Fonte: Autor

Figura 65 - Operação em PNL da UHE Sobradinho: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I



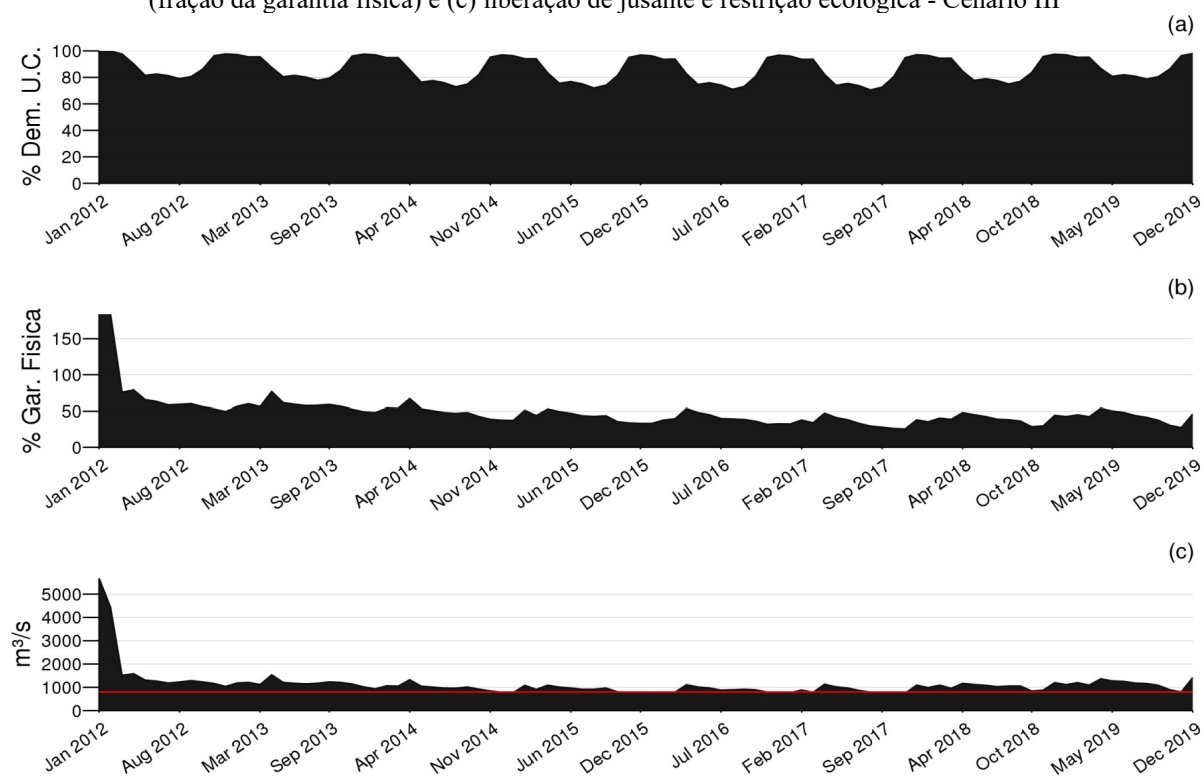
Fonte: Autor

Figura 66 - Operação em PNL da UHE Sobradinho: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II



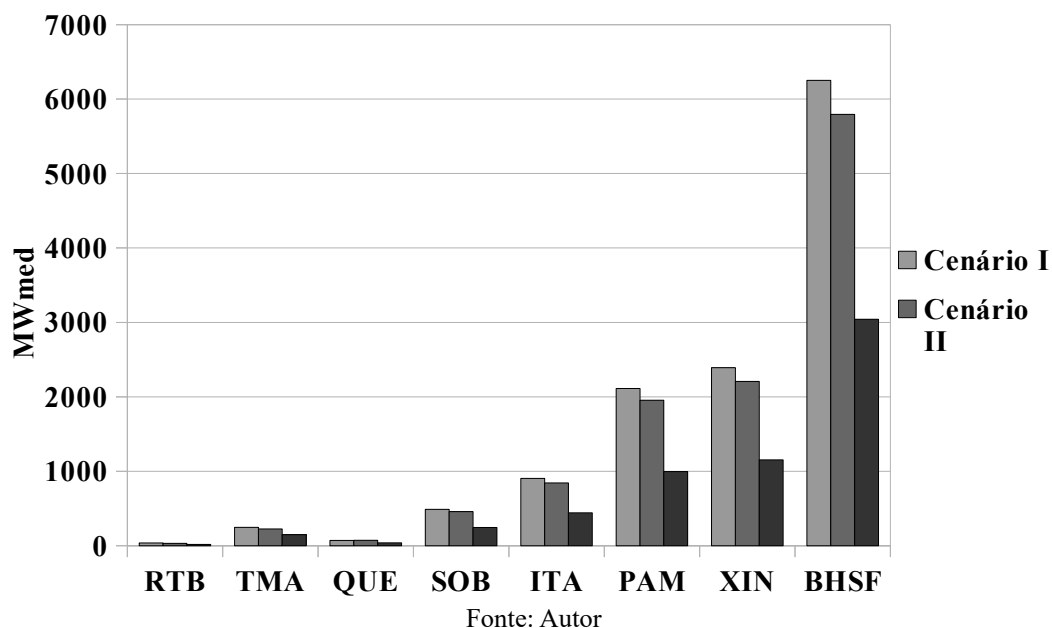
Fonte: Autor

Figura 67 - Operação em PNL da UHE Sobradinho: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III



Fonte: Autor

Figura 68 - Energia firme das UHE da BHSF para os diferentes cenários



Nota-se considerável redução da geração média, ou seja, na energia firme, em todas UHEs da BHSF, principalmente no Cenário III. Deduz-se então que a tendência de redução nas vazões naturais afluentes aos reservatórios impacta significativamente a operação dos reservatórios, principalmente a geração de energia, bem como o rateio de energia feito no planejamento da operação pelo SIN.

5 CONCLUSÃO

A avaliação das séries históricas de vazão natural afluyente e de energia natural afluyente aos reservatórios da BHSF mostrou que essas séries são predominantemente aleatórias e apresentam certo grau de dependência, principalmente as séries mensais. Notou-se, também, uma leve tendência de acréscimo de valores até a década de 1990, porém sem significância estatística.

Porém, a partir da década de 1990, notaram-se tendências estatisticamente significantes de redução nas VNAs e, consequentemente, nas ENAs. Essa redução possivelmente vem afetando o grau de regularização das UHEs, fazendo com que os reservatórios tenham sua capacidade de regularização interanual cada vez mais reduzidas.

O método da energia natural mostrou-se eficiente para determinar o período crítico da bacia, mas questiona-se a adequação da prática do ONS em adotar para todo o SIN o mesmo período crítico. Mostrou-se que, mesmo até a década de 1990, os PC eram aproximadamente coincidentes entre os dois métodos empregados. Porém, com a forte tendência de decréscimo detectada após a década de 90, o período crítico da BHSF não está mais na década de 1950.

Foi demonstrado que o período crítico da BHSF está entre 2013 e 2019, o que está em concordância com o apresentado por Detzel et al. (2019). Além disso, no ano de 2019, a Energia Armazenada na BHSF ainda não havia retornado ao valor máximo, ou seja, há risco de o período crítico se estender, como mostra o Plano da Operação Energética 2019-2023 (2019c).

Através de modelos de operação, a PNL mostrou-se mais eficiente na redução da vulnerabilidade do sistema, como é desejado pelos operadores de reservatórios. Ao se comparar o desempenho de um modelo que tenta atender os diversos usuários das águas da bacia, durante diferentes períodos críticos, foi verificado que, de longe, o PC entre 2013 e 2019 é o mais severo para a BHSF.

Os índices de desempenho obtidos na aplicação do modelo em PNL também demonstram a maior severidade do período crítico de 2013-2019 em comparação com o período 1949-1956. Houve redução em cerca de um terço na confiabilidade do sistema para atendimento às demandas hídricas e à demanda energética, e de quase metade no atendimento à vazão ecológica. A vulnerabilidade aumentou principalmente para o atendimento à demanda energética, e a resiliência reduziu significativamente para todos os setores usuários.

Também estimou-se a energia firme das UHEs da BHSF diante dos diferentes cenários de período crítico, detectando redução de 51,4% na geração média. A mudança de período

crítico já havia sido detectada em estudos anteriores, como Mendes et al. (2015) e Detzel et al. (2019), que identificaram novos períodos críticos para o SAB na década de 2010. Além disso, este trabalho demonstrou os impactos do PC sobre o atendimento aos diversos usuários da BHSF.

Recomenda-se em estudos futuros que a análise de período crítico do SIN seja estendida para todas as bacias hidrográficas do País, para garantir de forma apropriada a distribuição da geração hidrelétrica no Brasil, o que pode trazer, de maneira indireta, melhor planejamento operacional do SIN. Além disso, com relação ao modelo em PNL empregado neste trabalho, sugere-se também diferenciar os usos consuntivos em prioritários e não prioritários, de acordo com a Lei 9.433 (1997), garantindo confiabilidade plena para os usuários prioritários em períodos de crise hídrica.

Recomenda-se também um monitoramento mais robusto das tendências nas séries hidrológicas, já que esse comportamento pode impactar direta e indiretamente diversos setores. Os atores envolvidos na gestão de recursos hídricos do Brasil estão diante de um desafio, representado pelos cenários de redução/incremento das vazões em diversas regiões hidrográficas do país, tendências estas que podem se tornar ainda mais intensas a depender do impacto das mudanças climáticas sobre essas regiões nas próximas décadas.

REFERÊNCIAS

- AHMAD, A. et al. Reservoir Optimization in Water Resources: A Review. **Water Resources Management**, v. 28, n. 11, p. 3391–3405, 2014.
- AHMAD, I. et al. Precipitation Trends over Time Using Mann-Kendall and Spearman's Rho Tests in Swat River Basin, Pakistan. **Advances in Meteorology**, v. 2015, p. 1–15, 2015.
- AHMADIANFAR, I. et al. Developing Optimal Policies for Reservoir Systems Using a Multi-Strategy Optimization Algorithm. **Applied Soft Computing**, v. 80, p. 888–903, 2019.
- ALAH DIN, S.; GHAFOURI, H. R.; HAGHIGHI, A. Multi-Reservoir System Operation in Drought Periods with Balancing Multiple Groups of Objectives. **KSCE Journal of Civil Engineering**, v. 23, n. 2, p. 914–922, 2019.
- ALBUQUERQUE, J. P. T.; RÊGO, J. C. O semiárido brasileiro: aspectos gerais. In: **Recursos Hídricos para a Convivência com o Semiárido: abordagens por pesquisadores no Brasil, Portugal, Cabo Verde, Estados Unidos e Argentina**. 1. ed. Porto Alegre: ABRH; Editora Universitária da UFPE, 2013.
- ALVES, L. et al. Histórico de Secas na Amazônia. In: **Secas na Amazônia: Causas e Consequências**. São Paulo: Oficina de Textos Press, 2012.
- AMORIM, A. C. B.; CHAVES, R. R.; SILVA, C. M. S. e. Influence of the Tropical Atlantic Ocean's Sea Surface Temperature in the Eastern Northeast Brazil Precipitation. **Atmospheric and Climate Sciences**, v. 04, n. 05, p. 874–883, 2014.
- ANA. Agência Nacional de Águas. **A Evolução da Gestão dos Recursos Hídricos no Brasil**. Brasília: ANA, 2002.
- ANA. Agência Nacional de Águas. Resolução nº 411 de 22 de setembro de 2005. 2005.
- ANA. Agência Nacional de Águas. **Qualificação de Dados Hidrológicos e Reconstituição de Vazões Naturais no País**. Brasília: ANA, 2011.
- ANA. Agência Nacional de Águas. Nota Técnica nº 033/2013/SPR/ANA. Documento base para subsidiar a revisão do Plano Decenal de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (2004-2013). 2013.
- ANA. Agência Nacional de Águas. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: regiões hidrográficas brasileiras**. Brasília: Agência Nacional de Águas, 2015.
- ANA. Agência Nacional de Águas. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2017**. Brasília: Agência Nacional de Águas, Ministério do Meio Ambiente, 2017a.
- ANA. Agência Nacional de Águas. Resolução nº 2.081 de 04 de dezembro de 2017. **Dispõe sobre as condições para a operação do Sistema Hídrico do Rio São Francisco, que compreende os reservatórios de Três Marias, Sobradinho, Itaparica (Luiz Gonzaga), Moxotó, Paulo Afonso I, II, III, IV e Xingó**. 2017b.
- ANA. Agência Nacional de Águas. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2018**. Brasília: Agência Nacional de Águas, Ministério do Meio Ambiente, 2018a.
- ANA. Agência Nacional de Águas. Resolução nº 90 de 26 de novembro de 2018. **Dispõe sobre a redução temporária da descarga mínima dos reservatórios de Sobradinho e**

Xingó, no rio São Francisco, para até 31 de março de 2019, e dá outras providências. 2018b.

ANA. Agência Nacional de Águas. **São Francisco: Situação atual.** Disponível em: <<http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/sala-de-situacao/sao-francisco>>. Acesso em: 8 mar. 2019a.

ANA. Agência Nacional de Águas. **Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil.** Brasília: ANA, 2019b.

ANA. Agência Nacional de Águas. **O que é SINGREH — Agência Nacional de Águas.** Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/gestao-da-agua/sistema-de-gerenciamento-de-recursos-hidricos/o-que-e-o-singreh>>. Acesso em: 6 jun. 2019c.

ANA. Agência Nacional de Águas. **Boletim de Monitoramento dos Reservatórios do Sistema Cantareira.** Brasília: ANA, 2019d.

ANA. Agência Nacional de Águas. **Produtor de Água.** Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/programas-e-projetos/programa-produtor-de-agua>>. Acesso em: 21 jun. 2019e.

ANA. Agência Nacional de Águas. **GeoNetwork opensource: o portal para dados e informações espaciais.** Disponível em: <<http://metadados.ana.gov.br/geonetwork/srv/pt/main.home>>. Acesso em: 20 jul. 2019f.

ANA. Agência Nacional de Águas. **Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.** Disponível em: <https://www.ana.gov.br/sar/sin/b_sao-francisco>. Acesso em: 2 jan. 2020.

ANA. Agência Nacional de Águas; GGES. Gerência Geral de Estratégias. **Mudanças Climáticas e Recursos Hídricos: avaliações e diretrizes para adaptação.** Brasília: ANA, GGES, 2016.

ANDREOLI, R. V.; KAYANO, M. T. A importância relativa do atlântico tropical sul e pacífico leste na variabilidade de precipitação do Nordeste do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 22, n. 1, p. 63–74, 2007.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Gerenciais.** Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, dez. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+-+4%C2%BA+trimestre+de+2018/36e91555-141a-637d-97b1-9f6946cc61b3>>. Acesso em: 1 jul. 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG - Banco de Informações de Geração.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15 jan. 2020.

ASSIS, J. M. O. et al. Análise climática da precipitação no submédio da bacia do Rio São Francisco com base no índice de anomalia de chuva. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, n. 36, p. 115–127, 2015.

BASISTHA, A.; ARYA, D. S.; GOEL, N. K. Analysis of Historical Changes in Rainfall in the Indian Himalayas. **International Journal of Climatology**, v. 29, n. 4, p. 555–572, 2009.

BASTOS, P.; BUSO, M.; MILLER, S. **Adapting to Climate Change: Long-Term Effects of Drought on Local Labor Markets**. Washington: Inter-American Development Bank, 2013.

BENJAMIN, A. H. V. Introdução ao Direito Ambiental Brasileiro. In: **Manual prático da Promotoria de Justiça do Meio Ambiente**. 2. ed. São Paulo: IMESP, 1999. p. 19–83.

BEZANSON, J. et al. Julia: A Fast Dynamic Language for Technical Computing. **CoRR**, v. 1209.5145, 2012.

BEZANSON, J. et al. Julia: A Fresh Approach to Numerical Computing. **SIAM Review**, v. 59, n. 1, p. 65–98, 2017.

BEZANSON, J. et al. **The Julia Language**. Disponível em: <<https://julialang.org/>>. Acesso em: 30 dez. 2019.

BRAGA, B. et al. (Org.). **Águas Doces no Brasil: Capital Ecológico, uso e conservação**. 4^a ed. São Paulo: Escrituras Editora, 2015.

BRAGA, B. P. F.; LOTUFO, J. G. Integrated River Basin Plan in Practice: The São Francisco River Basin. **International Journal of Water Resources Development**, v. 24, p. 37–60, 2008.

BRASIL. Presidência da República: Casa Civil. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. **Decreta o Código de Águas**. 10 jul. 1934.

BRASIL. Presidência da República: Casa Civil. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. **Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências**. 1981.

BRASIL. Constituição República Federativa do Brasil de 1988. Brasília: 1988.

BRASIL. Presidente da República: Casa Civil. Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. **Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989**. 1997.

BRASIL. Ministério da Integração Nacional. **Projeto de Transposição de águas do rio São Francisco para o Nordeste Setentrional: Projeto São Francisco: Água para Todos**. Brasília: FUNCATE; INPE, Tomo I, 2000a.

BRASIL. Ministério da Integração Nacional. **Projeto de Transposição de águas do rio São Francisco para o Nordeste Setentrional: Projeto São Francisco: Água para Todos**. Brasília: FUNCATE; INPE, Tomo II, 2000b.

BRASIL. Presidência da República: Casa Civil. Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000. **Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências**. 2000c.

BRASIL. Ministério da Integração Nacional. **Diretrizes ambientais para projeto e construção de barragens e operação de reservatórios**. Brasília: Bárbara Bela Editora Gráfica e Papelaria Ltda., 2005.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030: Geração Hidrelétrica**. Brasília: MME; Colaboração Empresa de Pesquisa Energética, 2007.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília: MME; EPE, 2018a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento**. Brasília: MME; EPE, 2018b.

CAMPAGNOLI, F.; DINIZ, N. C. (Org.). **Gestão de Reservatórios de Hidrelétricas**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

CAMPOS, J. N. B. Paradigms and Public Policies on Drought in Northeast Brazil: A Historical Perspective. **Environmental Management**, v. 55, n. 5, p. 1052–1063, 2015.

CAMPOS, J. N. B.; STUDART, T. M. C. Drought and Water Policies in Northeast Brazil: Backgrounds and Rationale. **Water Policy**, v. 10, n. 5, p. 425–438, 2008.

CAMPOS, N.; STUDART, T. (Org.). **Gestão das Águas: princípios e práticas**. 2ª ed. Fortaleza: ABRH, 2003.

CANAMBRA. **Power study of South Brazil**. [s.l.] United Nations Development Programme, 1969. v. 3.

CBHSF. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. **Usos, balanço hídrico e síntese do diagnóstico: Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco 2016 - 2025**. Maceió: Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco, 2015.

CBHSF. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. **Resumo Executivo do Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco: Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco 2016 - 2025**. Alagoas: Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco, 2016.

CBHSF. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. **A Bacia**. Disponível em: <<https://cbhsaofrancisco.org.br/a-bacia/>>. Acesso em: 9 jul. 2019.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **CCEE - Deck de preços - Download dos dados de entrada e saída**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/deck_de_precos>. Acesso em: 10 jan. 2020.

CEBDS. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. **Gerenciamento de Riscos Hídricos no Brasil e o Setor Empresarial: desafios e oportunidades**. Rio de Janeiro: CEBDS, 2015.

CELESTE, A. B.; BILLIB, M. Evaluation of Stochastic Reservoir Operation Optimization Models. **Advances in Water Resources**, v. 32, n. 9, p. 1429–1443, 2009.

CELESTE, A. B.; BILLIB, M. The Role of Spill and Evaporation in Reservoir Optimization Models. **Water Resources Management**, v. 24, n. 4, p. 617–628, 2010.

CELESTE, A. B.; VENTURA, L. A. Simple Simulation–Optimisation vs SDP for Reservoir Operation. **Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Water Management**, v. 170, n. 3, p. 128–138, 2017.

CEPED. Centro Universitário de Estudos e Pesquisas sobre Desastres. **Relatório de Danos Materiais e Prejuízos Decorrentes de Desastres Naturais no Brasil: 1995 - 2014**. Florianópolis: CEPED; Banco Mundial, 2016.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>. Acesso em: 8 jul. 2019.

CGEE. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Secas no Brasil: política e gestão proativas**. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos; Banco Mundial, 2016a.

CGEE. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Desertificação, degradação da terra e secas no Brasil**. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2016b.

CGEE. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos; ANA. Agência Nacional de Águas. **A Questão da Água no Nordeste**. Brasília: CGEE, 2012.

CHESF. Companhia Hidrelétrica do São Francisco. **Relatório do Teste de Redução de Vazão no Rio São Francisco até o Limite de 600 m³/s**. Recife: CHESF, 2017.

COELHO, M.; FERNANDES, C. V. S.; DETZEL, D. H. M. Uncertainty Analysis in the Detection of Trends, Cycles, and Shifts in Water Resources Time Series. **Water Resources Management**, v. 33, n. 8, p. 2629–2644, 2019.

CONFALONIERI, U. E. C. et al. Social, Environmental and Health Vulnerability to Climate Change in the Brazilian Northeastern Region. **Climatic Change**, v. 127, n. 1, p. 123–137, 2014.

CUNHA, A. P. M. A. et al. Changes in the Spatial-Temporal Patterns of Droughts in the Brazilian Northeast. **Atmospheric Science Letters**, v. 19, n. 10, 2018.

DARSHANA; PANDEY, A.; PANDEY, R. P. Analysing Trends in Reference Evapotranspiration and Weather Variables in the Tons River Basin in Central India. **Stochastic Environmental Research and Risk Assessment**, v. 27, n. 6, p. 1407–1421, 2013.

DE JONG, P. et al. Integrating Large Scale Wind Power into the Electricity Grid in the Northeast of Brazil. **Energy**, v. 100, p. 401–415, 2016.

DE JONG, P. et al. Hydroelectric Production from Brazil's São Francisco River Could Cease Due to Climate Change and Inter-Annual Variability. **Science of The Total Environment**, v. 634, p. 1540–1553, 2018.

DETZEL, D. H. M. et al. Estacionariedade das Afluências às Usinas Hidrelétricas Brasileiras. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 16, n. 3, p. 95–111, 2011.

DETZEL, D. H. M. et al. Acerca do Período Crítico das Usinas Hidrelétricas Brasileiras. In: **Anais do XXIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos**, Foz do Iguaçu. Foz do Iguaçu: ABRHidro, 2019.

DIUANA, F. A.; VIVIESCAS, C.; SCHAEFFER, R. An Analysis of the Impacts of Wind Power Penetration in the Power System of Southern Brazil. **Energy**, v. 186, 2019.

- DOBSON, B.; WAGENER, T.; PIANOSI, F. An Argument-Driven Classification and Comparison of Reservoir Operation Optimization Methods. **Advances in Water Resources**, v. 128, p. 74–86, 2019.
- DRAPER, A. J.; LUND, J. R. Optimal Hedging and Carryover Storage Value. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 130, n. 1, p. 83–87, 2004.
- DUNNING, I.; HUCHETTE, J.; LUBIN, M. JuMP: A Modeling Language for Mathematical Optimization. **Society for Industrial and Applied Mathematics Review**, v. 59, n. 2, p. 295–320, 2017.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018: ano base 2017**. Brasília: EPE, 2018.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional (BEN) - Séries Históricas Completas**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: 1 jul. 2019.
- EPE; ELETROBRAS. **Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional**. Brasília: EPE, 2017.
- FARIAS, E. E. V. de et al. São Francisco river Integration Project, Eastern Axis: losses analysis and performance indicators. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 22, n. 47, 2017.
- FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável. **Mudanças Climáticas e Eventos Extremos no Brasil**. Rio de Janeiro: FBDS, 2009.
- FURTADO LOUZADA, A.; RAVENA, N. Dam Safety and Risk Governance for Hydroelectric Power Plants in the Amazon. **Journal of Risk Research**, p. 1–15, 26. 2018.
- GALVÃO, J.; BERMANN, C. Crise hídrica e energia: conflitos no uso múltiplo das águas. **Estudos Avançados**, v. 29, n. 84, p. 43–68, 2015.
- GALVÍNIO, J.; SOUSA, F. Relação Entre o Fenômeno El Niño e os Totais Mensais Precipitados na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 7, n. 4, p. 113–119, 2002.
- GULLIVER, J. S.; ARNDT, R. E. A. **Hydropower Engineering Handbook**. New York: McGraw-Hill, Inc., 1991.
- GUTIÉRREZ, A. P. A. et al. Drought Preparedness in Brazil. **Weather and Climate Extremes**, v. 3, p. 95–106, 2014.
- HANIF, M.; KHAN, A. H.; ADNAN, S. Latitudinal Precipitation Characteristics and Trends in Pakistan. **Journal of Hydrology**, v. 492, p. 266–272, 2013.
- HASHIMOTO, T.; STEDINGER, J. R.; LOUCKS, D. P. Reliability, Resiliency, and Vulnerability Criteria for Water Resource System Performance Evaluation. **Water Resources Research**, v. 18, n. 1, p. 14–20, 1982.
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Atlas de saneamento 2011**. Rio de Janeiro: IBGE, 2011a.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Sinopse do Censo Demográfico 2010**. Rio de Janeiro: IBGE, 2011b.

IBRD/IDA. Banco Mundial. **Cenários de Baixa Hidrologia para o Setor Elétrico Brasileiro (2016-2030): Impacto do Clima nas Emissões de Gases de Efeito Estufa**. Brasília: The World Bank, 2017.

IGAM. Instituto Mineiro de Gestão das Águas. **Regulação de Usos de Recursos Hídricos: Outorga de direito de uso de recursos hídricos**. Disponível em: <<http://portalinfohidro.igam.mg.gov.br/regulacao-de-usos-de-recursos-hidricos>>. Acesso em: 25 jun. 2019.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. (Org.). **Climate Change 2014: impacts, adaptation, and vulnerability: Working Group II contribution to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. New York, NY: Cambridge University Press, 2014.

JACOBI, P. R.; BARBI, F. Democracia e participação na gestão dos recursos hídricos no Brasil. **Revista Katálisis**, v. 10, n. 2, p. 237–244, 2007.

KUMAR, K.; KASTHURIENGAN, S. Generalized Linear Two-Point Hedging Rule for Water Supply Reservoir Operation. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 144, n. 9, p. 04018051, 2018.

KUMAR, V.; JAIN, S. K.; SINGH, Y. Analysis of Long-Term Rainfall Trends in India. **Hydrological Sciences Journal**, v. 55, n. 4, p. 484–496, 2010.

LABADIE, J. W. Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 130, n. 2, p. 93–111, 2004.

LANNA, A. E. L.; LIMA, H. V. C. Modelos para Operação de Sistemas de Reservatórios: Atualização do Estado da Arte. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 10, n. 3, p. 5–22, 2005.

LOPES, J. E. G.; BARROS, M. T. L. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 14, n. 2, p. 19–32, 2009.

LOUCKS, D. P. Quantifying Trends in System Sustainability. **Hydrological Sciences Journal**, v. 42, n. 4, p. 513–530, 1997.

LOUCKS, D. P. et al. **Water resources systems planning and management: an introduction to methods, models and applications**. Paris: UNESCO, 2005.

LUBIN, M.; DUNNING, I. Computing in Operations Research using Julia. **Inform Journal on Computing**, v. 27, n. 2, p. 238–248, 2015.

MACHIWAL, D.; JHA, M. K. **Hydrologic time series analysis: theory and practice**. Dordrecht: Springer, 2012.

MAIDMENT, D. R. (ed.). **Handbook of Hydrology**. USA: McGraw-Hill, Inc., 1993.

MANN, H. B.; WHITNEY, D. R. On a Test of Whether one of Two Random Variables is Stochastically Larger than the Other. **The Annals of Mathematical Statistics**, v. 18, n. 1, p. 50–60, 1947.

- MARENGO, J. A. et al. The Drought of Amazonia in 2005. **Journal of Climate**, v. 21, n. 3, p. 495–516, 2008.
- MARENGO, J. A. et al. The Drought of 2010 in the Context of Historical Droughts in the Amazon Region. **Geophysical Research Letters**, v. 38, n. 12, 2011.
- MARENGO, J. A. et al. Development of Regional Future Climate Change Scenarios in South America Using the Eta CPTEC/HadCM3 Climate Change Projections: Climatology and Regional Analyses for the Amazon, São Francisco and the Paraná River Basins. **Climate Dynamics**, v. 38, n. 9–10, p. 1829–1848, 2012.
- MARENGO, J. A.; TORRES, R. R.; ALVES, L. M. Drought in Northeast Brazil—Past, Present, and Future. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 129, n. 3–4, p. 1189–1200, 2017.
- MARTINS, D. de M. F. et al. Impactos da construção da usina hidrelétrica de Sobradinho no regime de vazões no Baixo São Francisco. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 15, n. 10, p. 1054–1061, 2011.
- MCCUEN, R. H. **Modeling hydrologic change: statistical methods**. Boca Raton, Fla: Lewis Publishers, 2003.
- MDR. Ministério do Desenvolvimento Regional. **Carteira de Projetos do Ministério do Desenvolvimento Regional**. Brasília: MDR, 2019a.
- MDR. Ministério do Desenvolvimento Regional. **Entenda os detalhes**. Disponível em: <<http://www.mdr.gov.br/projeto-rio-sao-francisco/o-que-e-o-projeto/>>. Acesso em: 17 jul. 2019b.
- MELO, E. et al. Impacto do Uso de Vazões Naturais em Estudos Hidrológicos. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 13, n. 3, p. 191–197, 2008.
- MELO, G. K. R. M. M.; MARACAJÁ, K. F. B.; NETO, J. D. Histórico evolutivo legal dos recursos hídricos no Brasil: uma análise da legislação sobre a gestão dos recursos hídricos a partir da história ambiental. **Âmbito Jurídico**, n. 100, 2012.
- MELO, M. M. M. S. et al. Trends in Temperature and Rainfall Extremes near the Artificial Sobradinho Lake, Brazil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 33, n. 3, p. 426–440, 2018.
- MENDES, L. A. **O impacto dos usos consuntivos na operação de sistemas de reservatórios para produção de energia elétrica**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- MENDES, L. A. et al. Trade-Off Analysis among Multiple Water Uses in a Hydropower System: Case of São Francisco River Basin, Brazil. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 141, n. 10, p. 04015014:1–10, 2015.
- MENDI, V.; DWARAKISH, G. S. El Nino: a Review. **International Journal of Earth Sciences and Engineering**, v. 08, n. 02, p. 130–137, 2015.
- MMA. Ministério do Meio Ambiente. **Caderno da Região Hidrográfica do São Francisco**. Brasília: MMA, 2006.

MÜLLER, I.; KRÜGER, C.; KAVISKI, E. Análise de Estacionariedade de Séries Hidrológicas na Bacia Incremental de Itaipu. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 3, n. 4, p. 51–71, 1998.

NAGHETTINI, M.; PINTO, É. J. A. **Hidrologia Estatística**. Belo Horizonte: CPRM, 2007.

NASH, J. E.; SUTCLIFFE, J. V. River Flow Forecasting through Conceptual Models Part I — A Discussion of Principles. **Journal of Hydrology**, v. 10, n. 3, p. 282–290, 1970.

NEIRA, K. L. **Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental). Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2005.

NOBRE, P.; SRUKLA, J. Variations of Sea Surface Temperature, Wind Stress, and Rainfall over the Tropical Atlantic and South America. **Journal of Climate**, v. 9, n. 10, p. 2464–2479, 1996.

OLIVEIRA, P. T.; SILVA, C. M. S.; LIMA, K. C. Linear Trend of Occurrence and Intensity of Heavy Rainfall Events on Northeast Brazil. **Atmospheric Science Letters**, v. 15, n. 3, p. 172–177, 2014.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Metodologia de cálculo da energia e da potência asseguradas de usinas despachadas centralmente**: Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro: ONS, 2008.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Carta ONS 0527/100/2015. Redução Temporária da Vazão Defluente Mínima no Médio e Baixo São Francisco. 2 abr. 2015.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos**. Rio de Janeiro: ONS, 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Planejamento e programação da operação elétrica: visão geral**: Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro: ONS, 2017a.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Programação Mensal da Operação Energética**: Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro: ONS, 2017b.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Diretrizes para as regras de operação de controle de cheias - bacia do rio São Francisco (ciclo 2018-2019)**. Rio de Janeiro: ONS, 2018.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é ONS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 6 jun. 2019a.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Atualização de Séries Históricas de Vazões - Período 1931 - 2018**. Rio de Janeiro: ONS, 2019b.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética 2019-2023**. Rio de Janeiro: ONS, 2019c.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Regras de operação de controle de cheias - bacia do rio São Francisco (ciclo 2019-2020)**. Rio de Janeiro: ONS, 2019d.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Capacidade Instalada de Operação**. Disponível em: <http://ons.org.br:80/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx>. Acesso em: 29 dez. 2019e.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Resultados da Operação: Histórico da Operação**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 2 jan. 2020a.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **ONS Implanta nova modelagem de programação de despacho de energia**. Disponível em: <<http://ons.org.br:80/Paginas/Noticias/20200101-onsimplantanovomodelodeprogramacao.aspx>>. Acesso em: 3 jan. 2020b.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais**: Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro: ONS, 2020c.

PENTEADO, C. L. C.; ALMEIDA, D. L.; BENASSI, R. F. Conflitos hídricos na gestão dos reservatórios Billings e Barra Bonita. **Estudos Avançados**, v. 31, n. 89, p. 299–322, 2017.

PEREIRA, D. S. P. (ed.). **Governabilidade dos Recursos Hídricos no Brasil: a implementação de gestão na Bacia do Rio Paraíba do Sul**. Brasília: ANA, 2003.

PETTITT, A. N. A Non-Parametric Approach to the Change-Point Problem. **Applied Statistics**, v. 28, n. 2, p. 126, 1979.

PINGALE, S. M. et al. Trend Analysis of Climatic Variables in an Arid and Semi-Arid Region of the Ajmer District, Rajasthan, India. **Journal of Water and Land Development**, v. 28, n. 1, p. 3–18, 2016.

PORTO, R. L. L. et al. **Técnicas quantitativas para o gerenciamento de recursos hídricos**. 2. ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS/ABRH, 2002.

QGIS. **Projeto QGIS**. Disponível em: <https://www.qgis.org/pt_BR/site/>. Acesso em: 23 jan. 2020.

RANI, D.; MOREIRA, M. M. Simulation–Optimization Modeling: A Survey and Potential Application in Reservoir Systems Operation. **Water Resources Management**, v. 24, n. 6, p. 1107–1138, 2010.

RAO, S. S. **Engineering optimization: theory and practice**. 4th ed ed. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons, 2009.

RIGUETTO, A. M. **Hidrologia e Recursos Hídricos**. São Carlos: EESC/USP, 1998.

ROMAN, P. The São Francisco Interbasin Water Transfer in Brazil: Tribulations of a Megaproject through Constraints and Controversy. **Water Alternatives**, v. 10, n. 2, p. 395–419, 2017.

SANTOS, H. A.; POMPEU, P. S.; KENJI, D. O. L. Changes in the Flood Regime of São Francisco River (Brazil) from 1940 to 2006. **Regional Environmental Change**, v. 12, n. 1, p. 123–132, 2012.

SANTOS, R. F. **Planejamento Ambiental: teoria e prática**. São Paulo: Oficina de Textos, 2004.

SHESKIN, D. J. **Handbook of parametric and nonparametric statistical procedures**. 3. ed. Boca Raton, Fla.: Chapman & Hall/CRC, 2004.

SIEGEL, S. **Nonparametric statistics for the behavioral sciences**. 1^a ed. New York: McGraw-Hill, Inc., 1956.

SILVA, L. M.; ZAMBON, R. C. Nonlinearities in Reservoir Operation for Hydropower Production. **In: World Environmental and Water Resources Congress 2013**. Cincinnati, Ohio: American Society of Civil Engineers, 2013.

SILVEIRA, C. S. et al. Climate change in the São Francisco river basin: analysis of precipitation and temperature. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 21, n. 2, p. 416–428, 2016.

SINGH, A. An Overview of the Optimization Modelling Applications. **Journal of Hydrology**, v. 466–467, p. 167–182, 2012.

SINGH, S. P.; JAT, M. K. Assessment of Temperature Anomalies Trend at Local Scale for Delhi, India. **International Journal of Earth Sciences and Engineering**, v. 10, n. 01, p. 62–74, 2017.

SMITH, H. H. **Brazil: the Amazons and the Coast**. New York: Charles Scribner's Sons, 1879.

SORIANO, É. et al. Crise Hídrica em São Paulo sob o Ponto de Vista dos Desastres. **Ambiente & Sociedade**, v. XIX, n. 1, p. 22, 2016.

SPEARMAN, C. The Proof and Measurement of Association between Two Things. **The American Journal of Psychology**, v. 15, n. 1, p. 72, 1904.

SURYAVANSHI, S. et al. Long-Term Historic Changes in Climatic Variables of Betwa Basin, India. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 117, n. 3–4, p. 403–418, 2014.

SUZUKI, A. H.; ZAMBON, R. C.; YEH, W. W.-G. Water Supply Planning and Operation in the Metropolitan Region of São Paulo: Worst Drought in History, Conflicts, Response, and Resilience. **In: Proceedings of World Environmental and Water Resources Congress 2015**, Austin, TX.: American Society of Civil Engineers, 2015.

TAN, Q. et al. Derivation of Optimal Joint Operating Rules for Multi-Purpose Multi-Reservoir Water-Supply System. **Journal of Hydrology**, v. 551, p. 253–264, 2017.

TAXAK, A. K.; MURUMKAR, A. R.; ARYA, D. S. Long Term Spatial and Temporal Rainfall Trends and Homogeneity Analysis in Wainganga Basin, Central India. **Weather and Climate Extremes**, v. 4, p. 50–61, 2014.

TUCCI, C. E. M. **Modelos Hidrológicos**. 2. ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2005.

VAKILIFARD, N. et al. The Role of Water-Energy Nexus in Optimising Water Supply Systems – Review of Techniques and Approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 1424–1432, 2018.

VASCO, A. N.; NETTO, A. O. A.; SILVA, M. G. The Influence of Dams on Ecohydrological Conditions in the São Francisco River Basin, Brazil. **Ecohydrology & Hydrobiology**, 2019.

VIEIRA, V. D. P. P. B. Recursos hídricos e o desenvolvimento sustentável do semi-árido nordestino. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 1, n. 1, 1996.

WALD, A.; WOLFOWITZ, J. On a Test Whether Two Samples Are from the Same Population. **The Annals of Mathematical Statistics**, v. 11, n. 2, p. 147–162, 1940.

WANG, H. et al. Multi-Reservoir System Operation Theory and Practice. In: WANG, L. K.; YANG, C. T.; WANG, M.-H. S. (Ed.). **Advances in Water Resources Management**. Handbook of Environmental Engineering. Switzerland: Springer, 2016. 16.

WANG, J. et al. Optimization of Large-Scale Daily Hydrothermal System Operations With Multiple Objectives. **Water Resources Research**, v. 54, n. 4, p. 2834–2850, 2018.

WANG, L. K.; YANG, C. T.; WANG, M.-H. S. (ed.). **Advances in water resources management**. Cham Heidelberg New York Dordrecht London: Springer, 2016.

WMO. World Meteorological Organization. **Analysing long time series of hydrological data with respect to climatic variability**: WCAP - 3. Geneva, Switzerland: WMO, 1988.

WORLD BANK; CERATTI, M. **Brazil may be the Owner of 20% of the World's Water Supply but it is still Very Thirsty**. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/en/news/feature/2016/07/27/how-brazil-managing-water-resources-new-report-scd>>. Acesso em: 15 fev. 2019.

WURBS, R. A. **Modeling and Analysis of Reservoir System Operations**. Upper Saddle River: Prentice Hall PTR, 1996.

YEH, W. W.-G. Reservoir Management and Operations Models: A State-of-the-Art Review. **Water Resources Research**, v. 21, n. 12, p. 1797–1818, 1985.

ZAMBON, R. et al. Flood control and energy production on the Brazilian hydrothermal system. **Revista de Gestão de Água da América Latina**, v. 11, n. 1, p. 89–96, 2014.

ZAMBON, R. C. et al. Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 138, n. 2, p. 135–143, 2012.

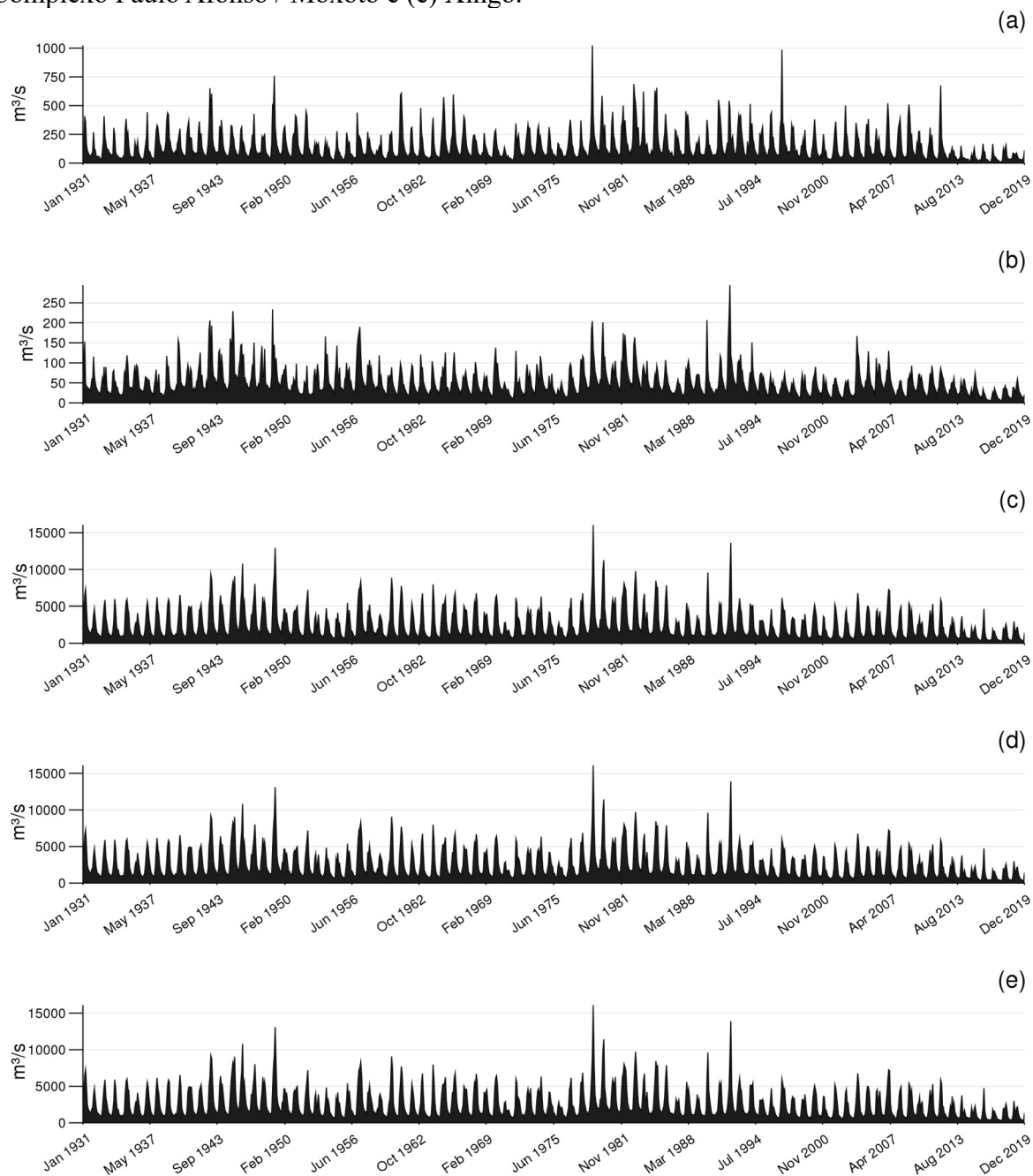
ZAMBON, R. C.; BARROS, M. T. L.; YEH, W. W.-G. Evaporation Losses in the Brazilian Hydropower System. In: World Environmental and Water Resources Congress 2018, Minneapolis, Minnesota: American Society of Civil Engineers, 2018. Disponível em: <<http://ascelibrary.org/doi/10.1061/9780784481400.008>>. Acesso em: 31 jan. 2020.

ZHANG, X. et al. Detection of Human Influence on Twentieth-Century Precipitation Trends. **Nature**, v. 448, n. 7152, p. 461–465, 2007.

ZOU, Y. et al. Characterizing the Exceptional 2014 Drought Event in São Paulo by Drought Period Length. **Climate Dynamics**, v. 51, n. 1–2, p. 433–442, 2018.

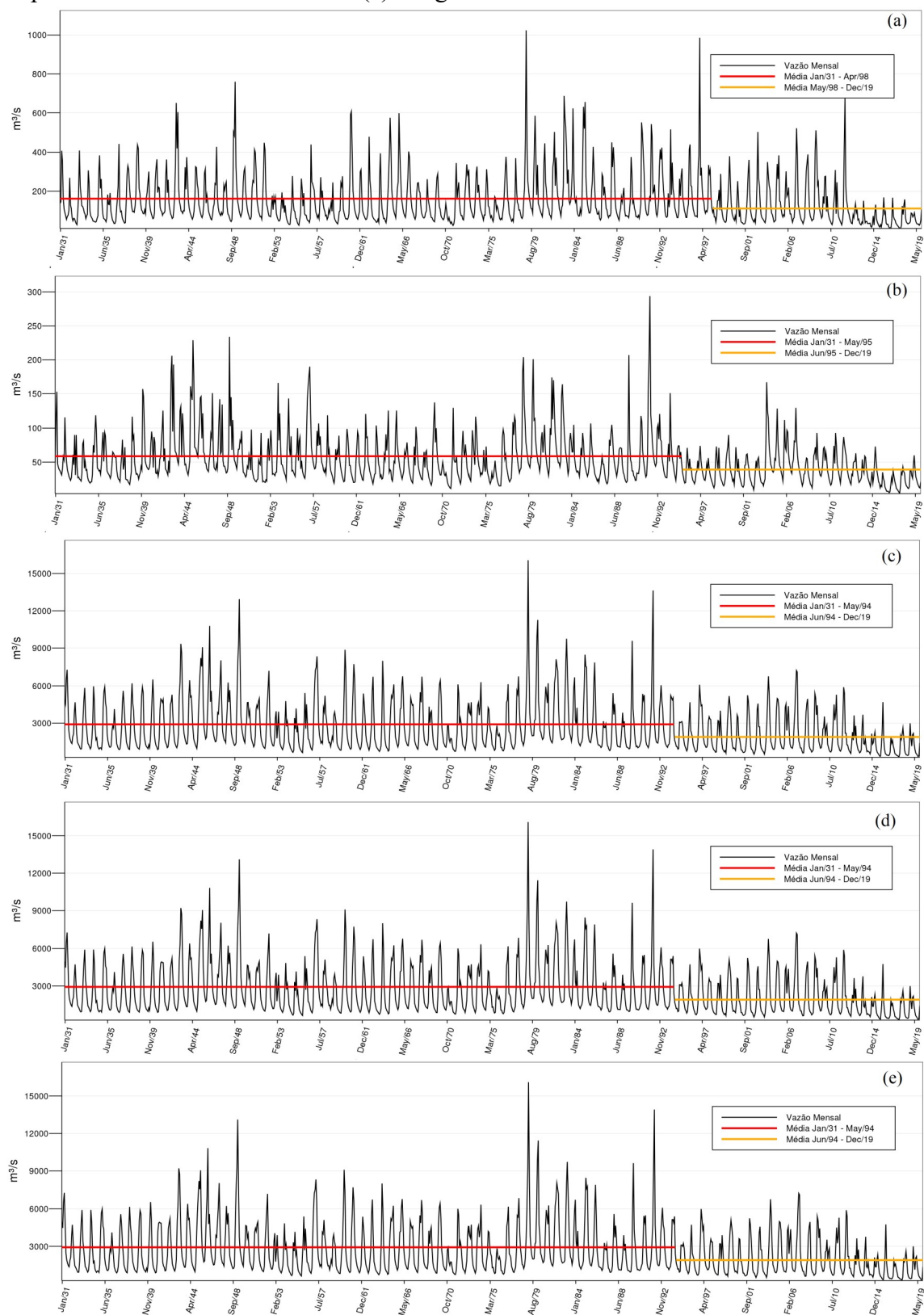
APÊNDICES

Apêndice A - Vazão natural afluyente a (a) Retiro Baixo, (b) Queimado, (c) Itaparica, (d) Complexo Paulo Afonso / Moxotó e (e) Xingó.



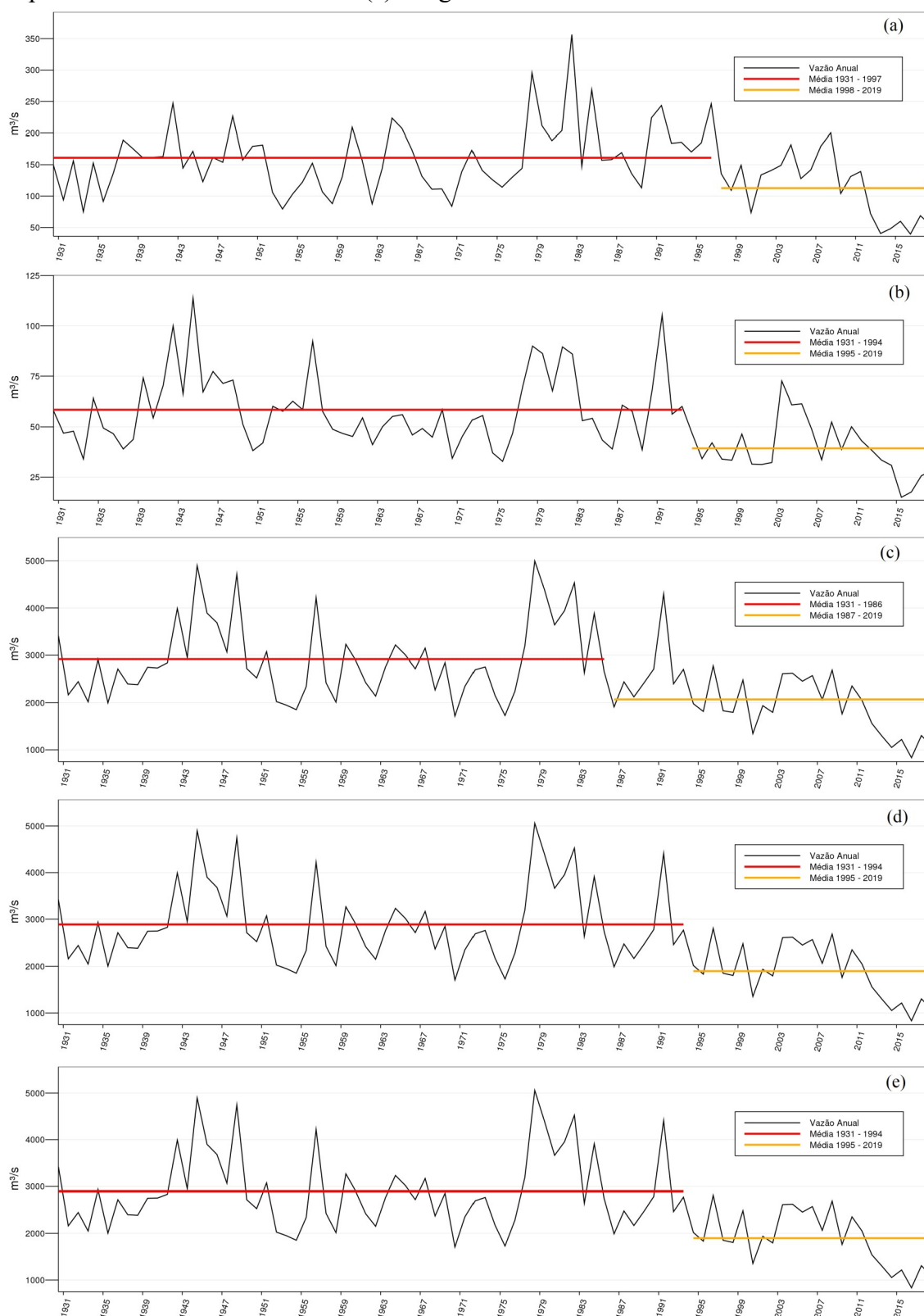
Fonte: CCEE (2020)

Apêndice B - Vazão natural afluyente média mensal e médias das subamostras com diferentes tendências para os reservatórios de (a) Retiro Baixo, (b) Queimado, (c) Itaparica, (d) Complexo Paulo Afonso / Moxotó e (e) Xingó.



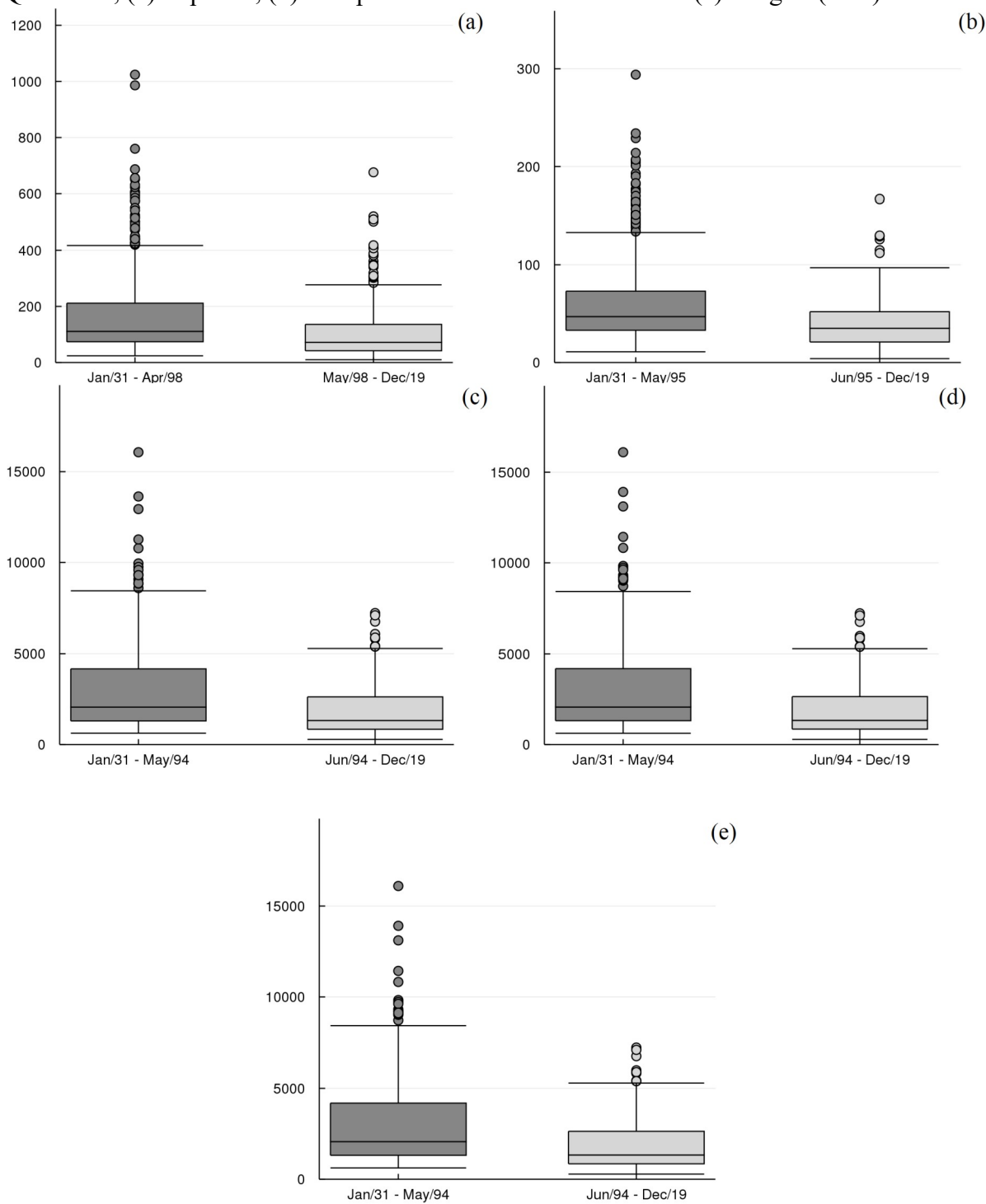
Fonte: Autor

Apêndice C - Vazão natural afluente média anual e médias das subamostras com diferentes tendências para os reservatórios de (a) Retiro Baixo, (b) Queimado, (c) Itaparica, (d) Complexo Paulo Afonso / Moxotó e (e) Xingó.



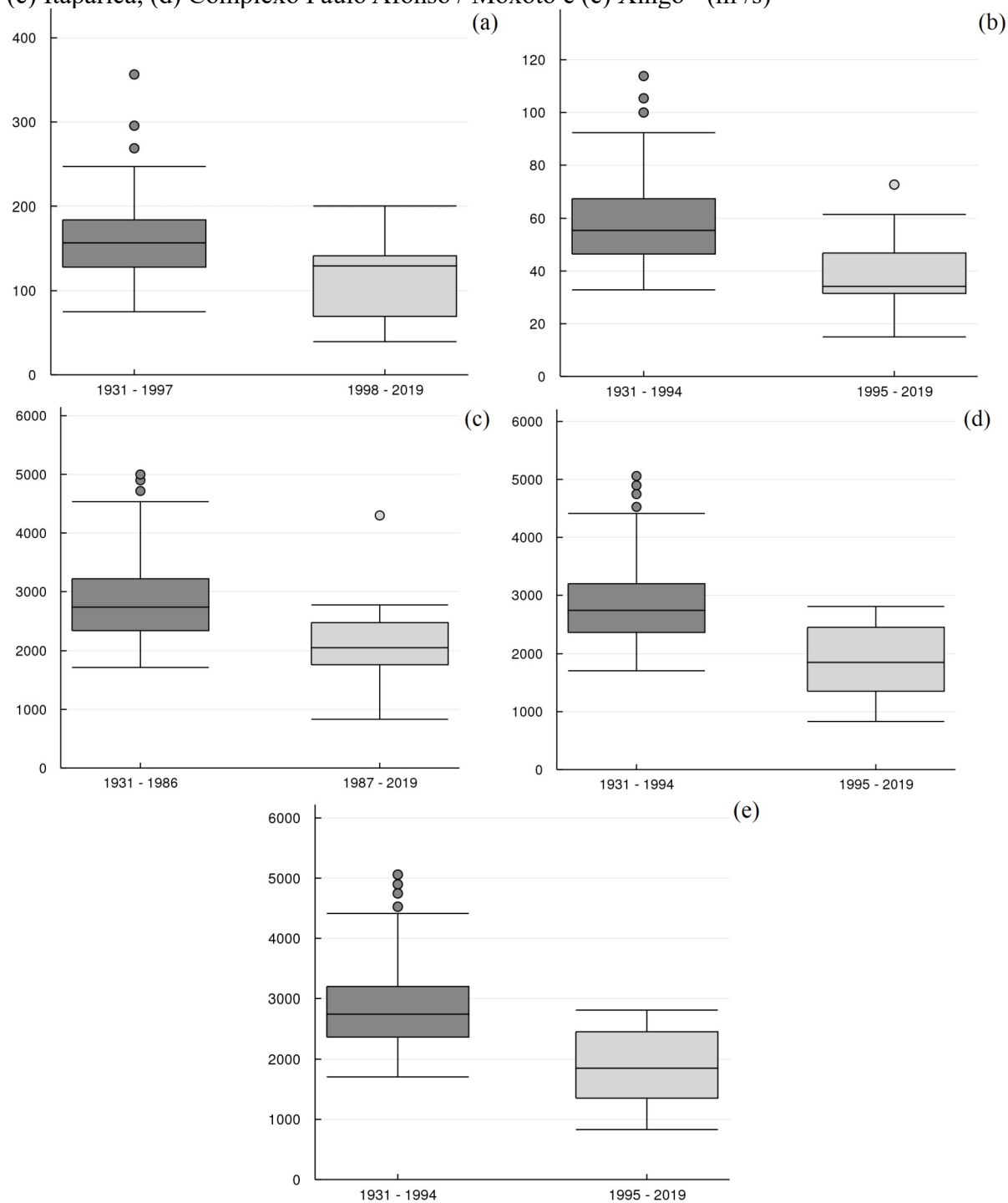
Fonte: Autor

Apêndice D - Box-Plot para subamostras de VNA mensais para (a) Retiro Baixo, (b) Queimado, (c) Itaparica, (d) Complexo Paulo Afonso / Moxotó e (e) Xingó - (m^3/s)



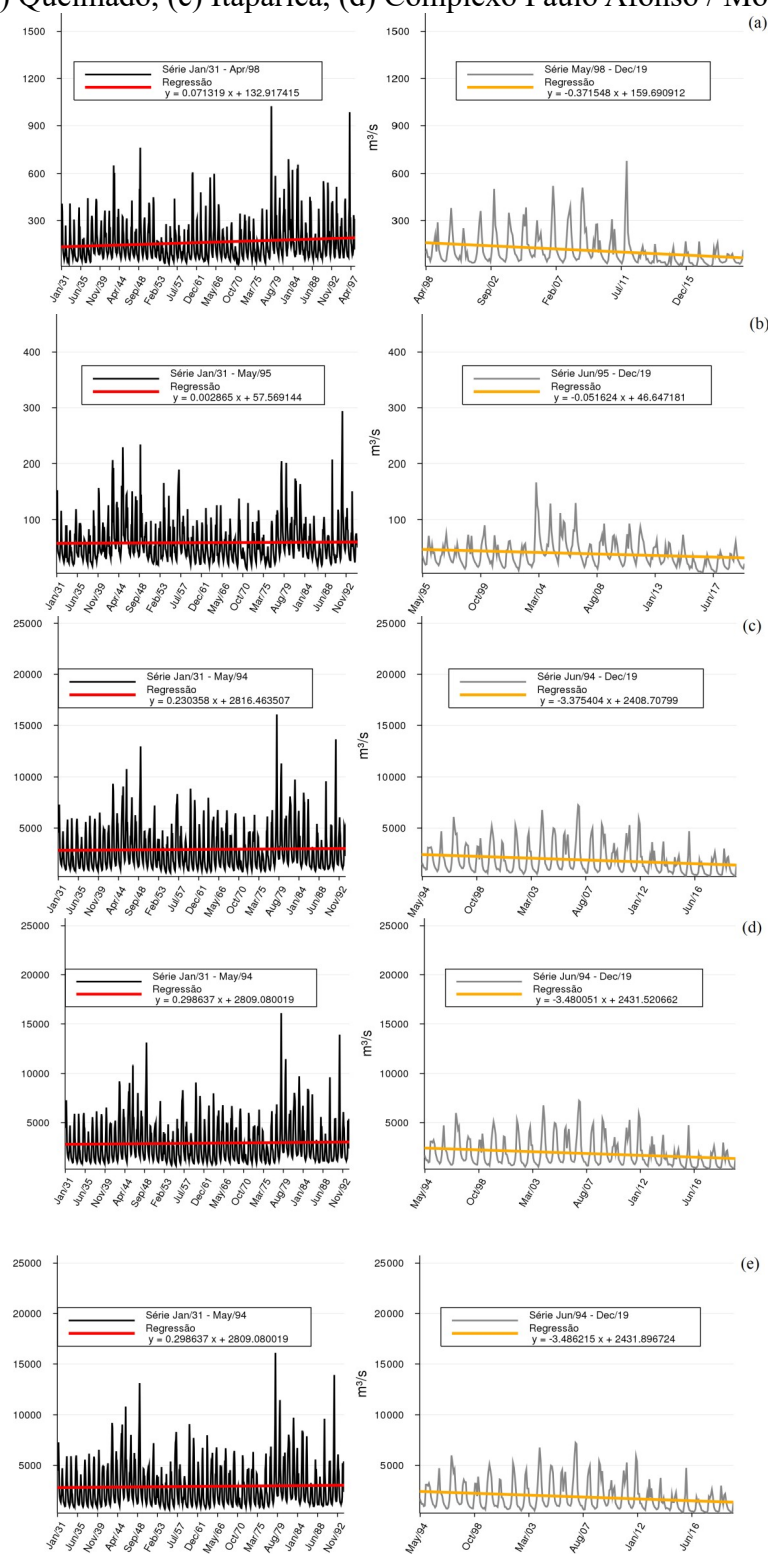
Fonte: Autor

Apêndice E - Box-Plot para subamostras de VNA anuais para (a) Retiro Baixo, (b) Queimado, (c) Itaparica, (d) Complexo Paulo Afonso / Moxotó e (e) Xingó - (m^3/s)



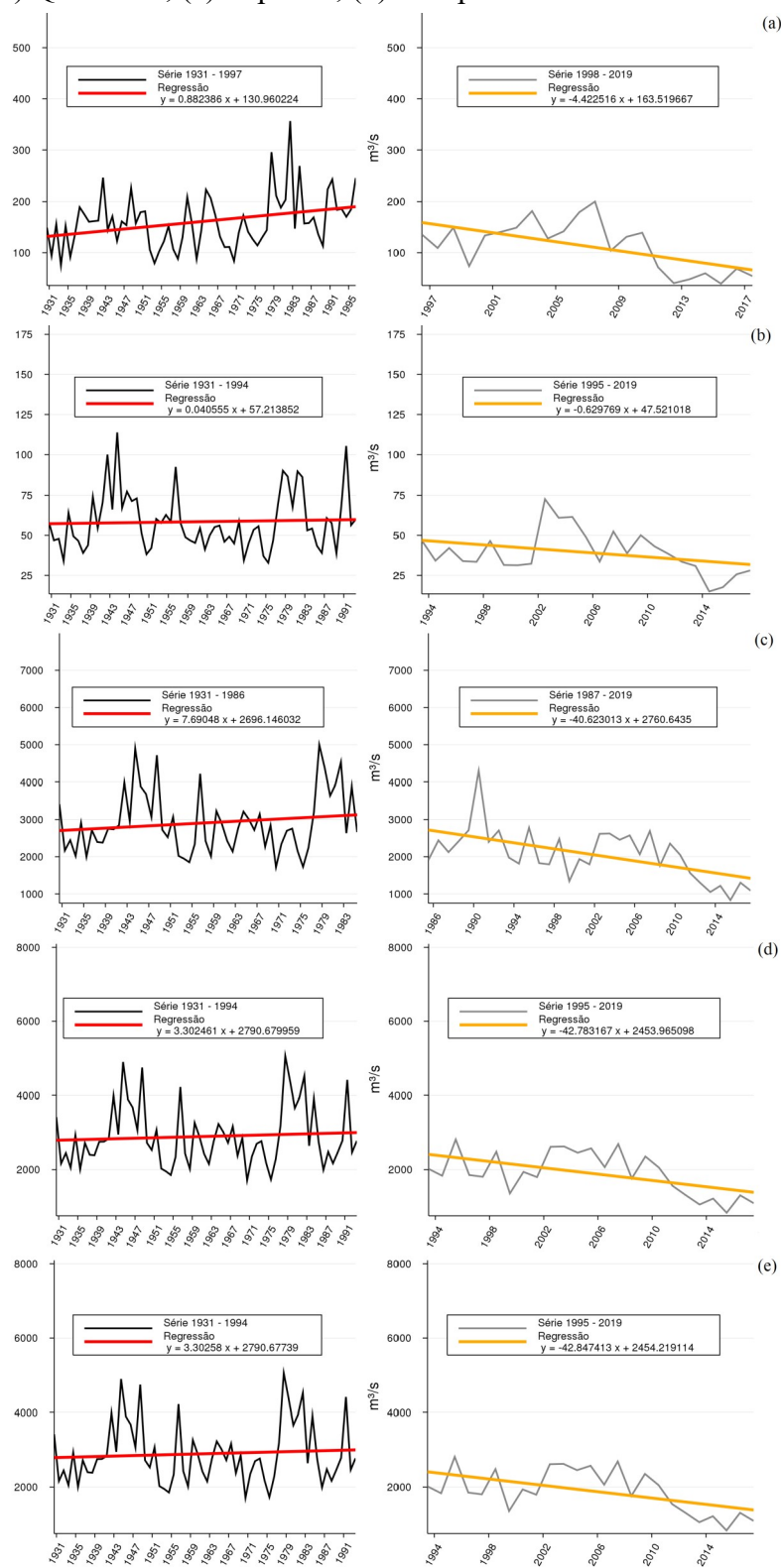
Fonte: Autor

Apêndice F - Regressão linear para as subamostras de VNA média mensal para as UHE de (a) Retiro Baixo, (b) Queimado, (c) Itaparica, (d) Complexo Paulo Afonso / Moxotó e (e) Xingó



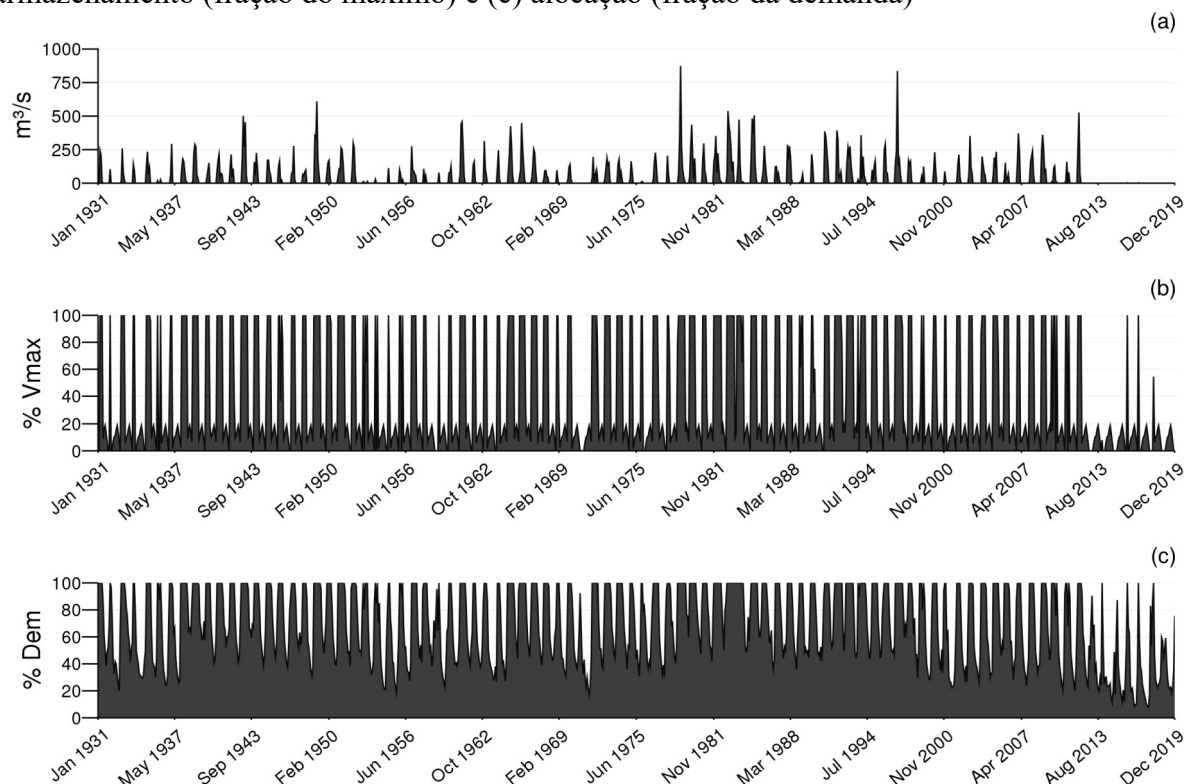
Fonte: Autor

Apêndice G - Regressão linear para as subamostras de VNA média anual para as UHE de (a) Retiro Baixo, (b) Queimado, (c) Itaparica, (d) Complexo Paulo Afonso / Moxotó e (e) Xingó



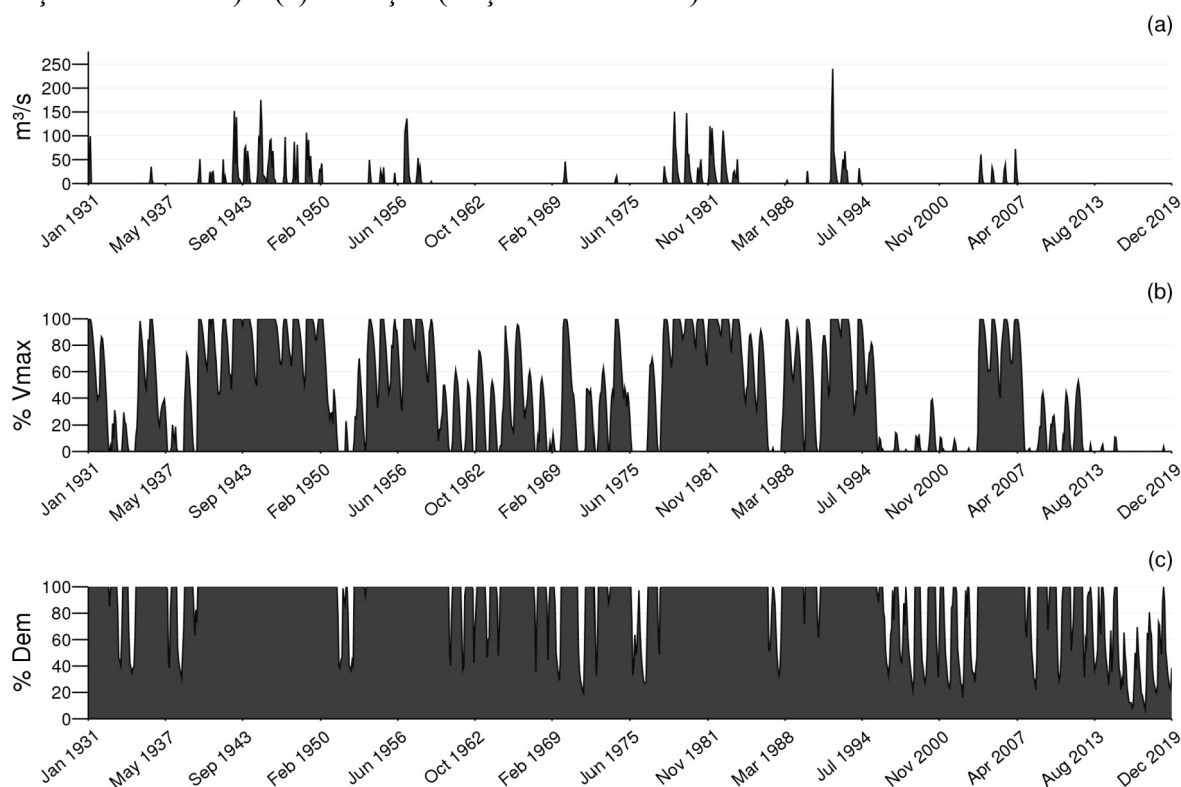
Fonte: Autor

Apêndice H - Resultado da SOP para a UHE Retiro Baixo: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



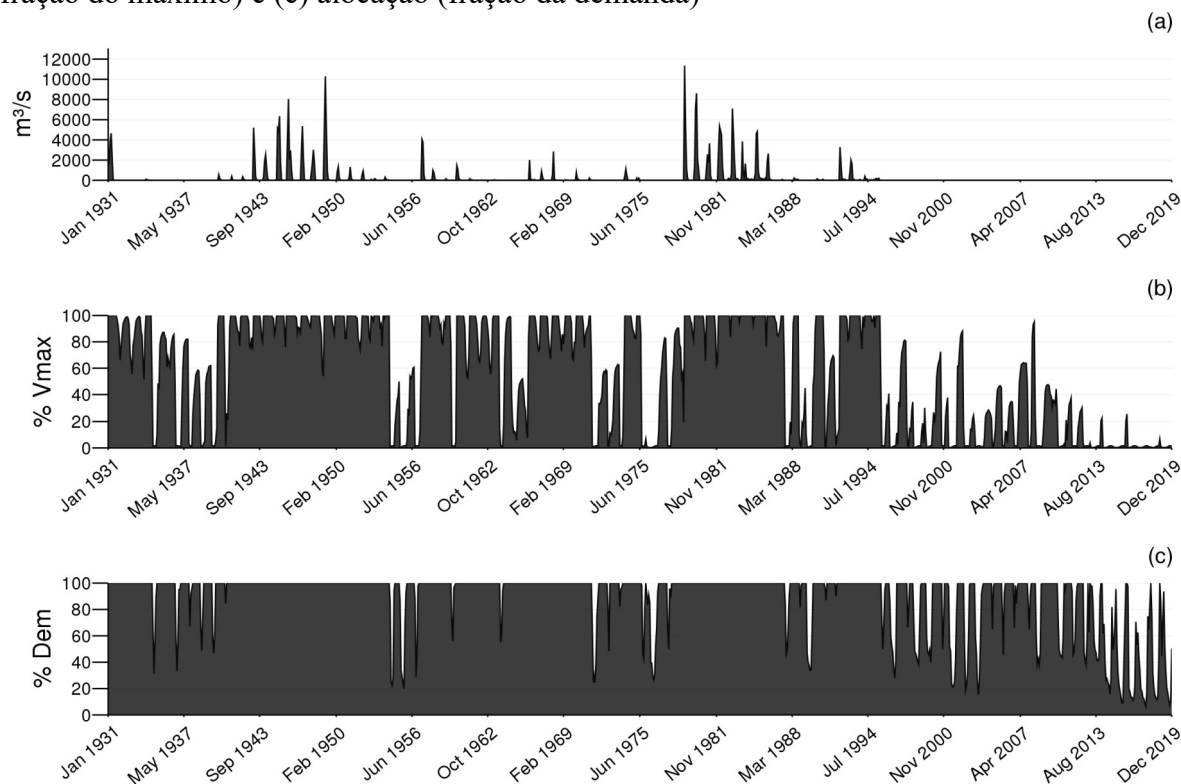
Fonte: Autor

Apêndice I - Resultado da SOP para a UHE Queimado: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



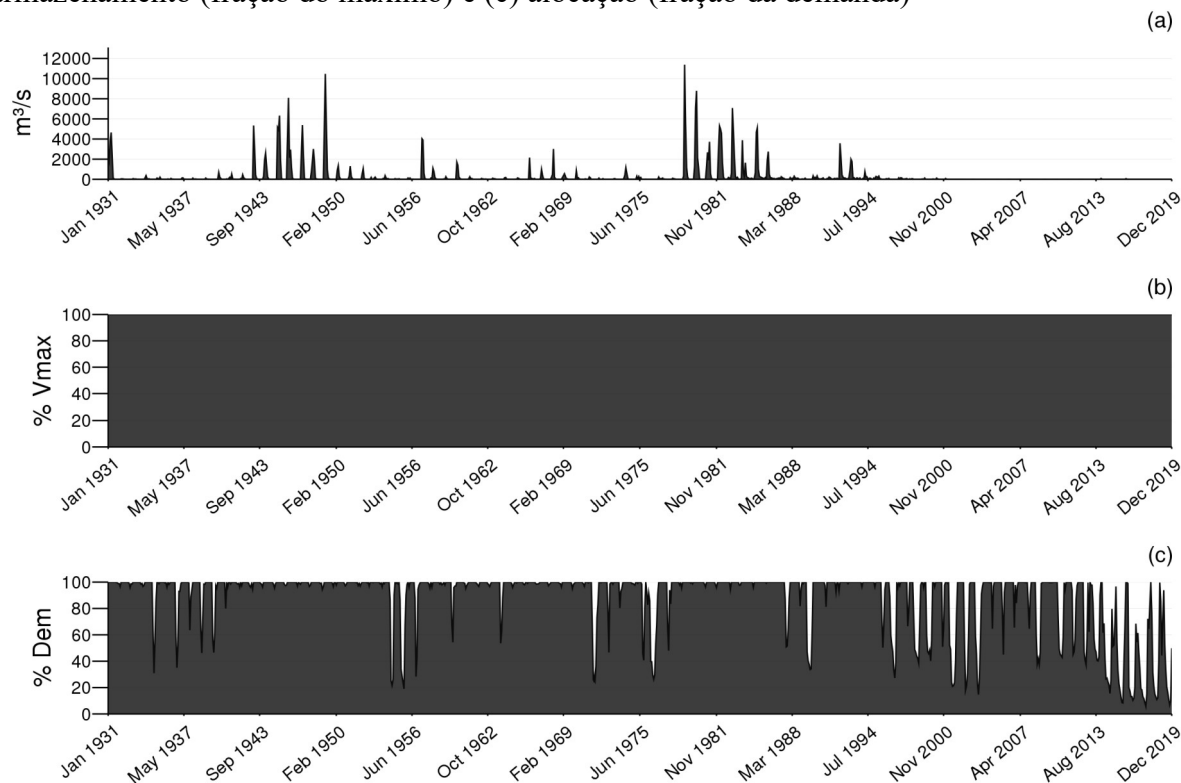
Fonte: Autor

Apêndice J - Resultado da SOP para a UHE Itaparica: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



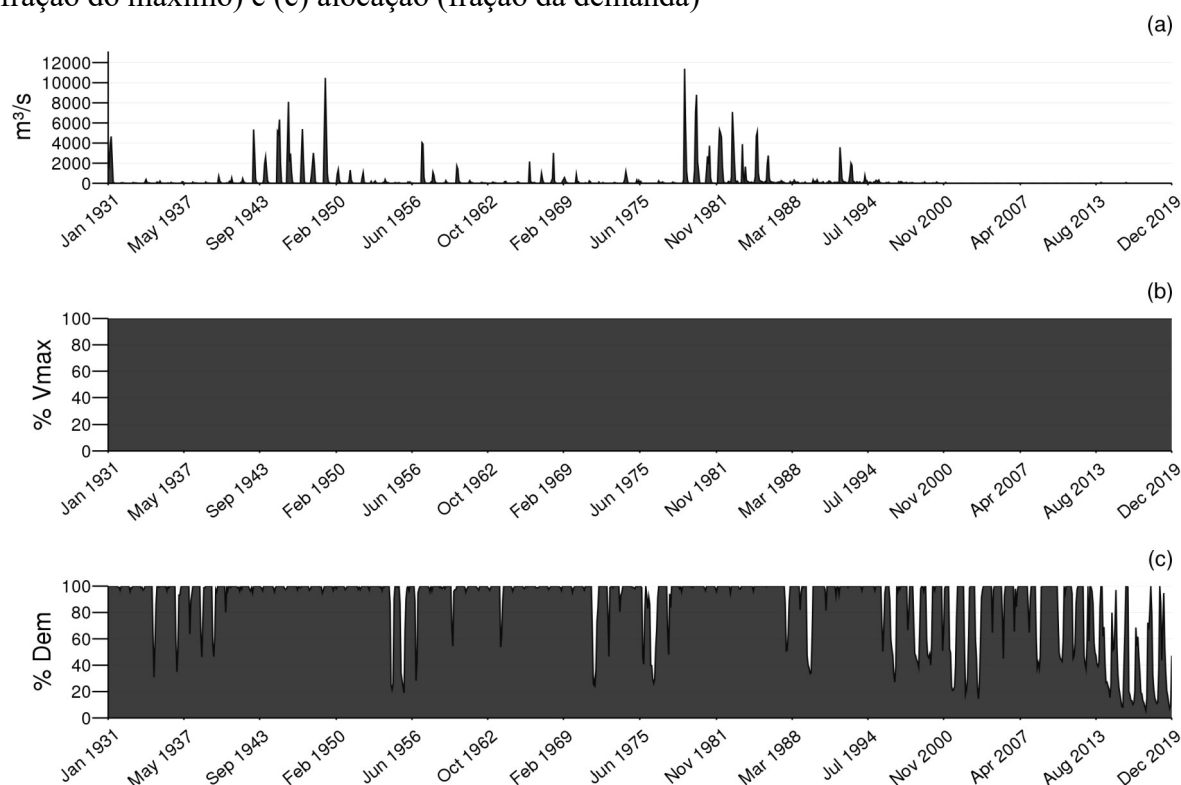
Fonte: Autor

Apêndice K - Resultado da SOP para o Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



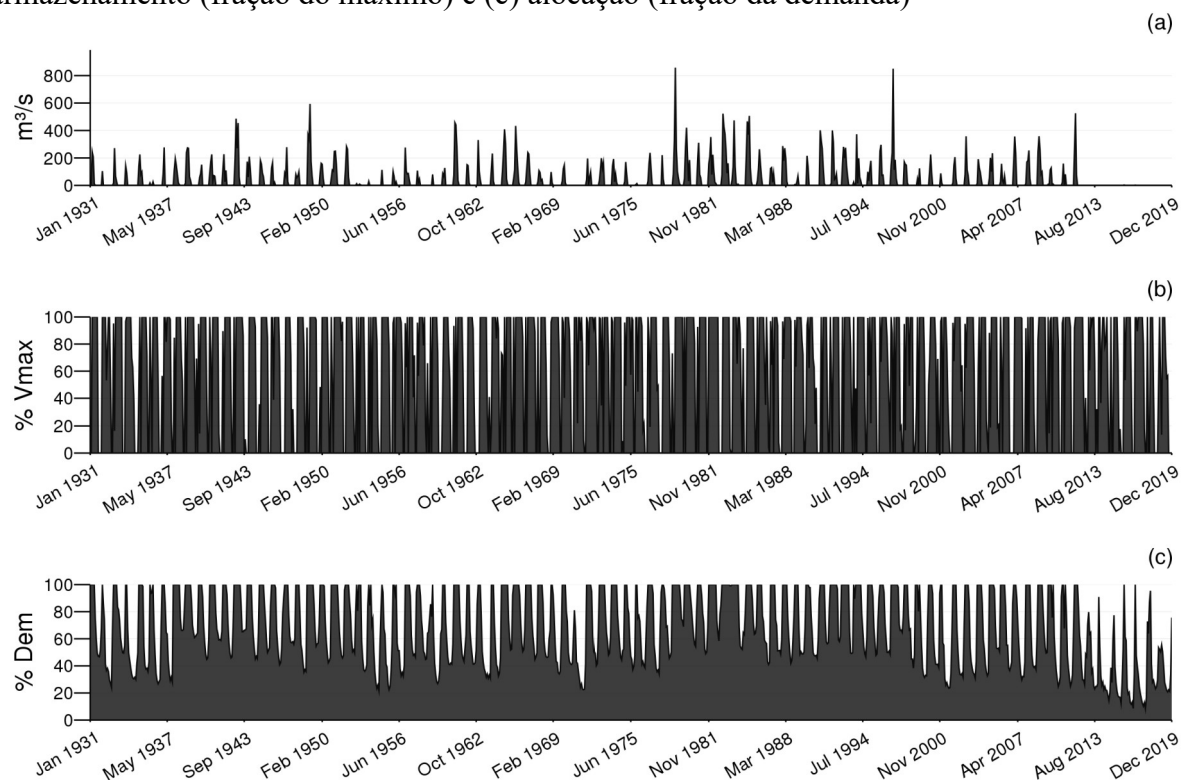
Fonte: Autor

Apêndice L - Resultado da SOP para a UHE Xingó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



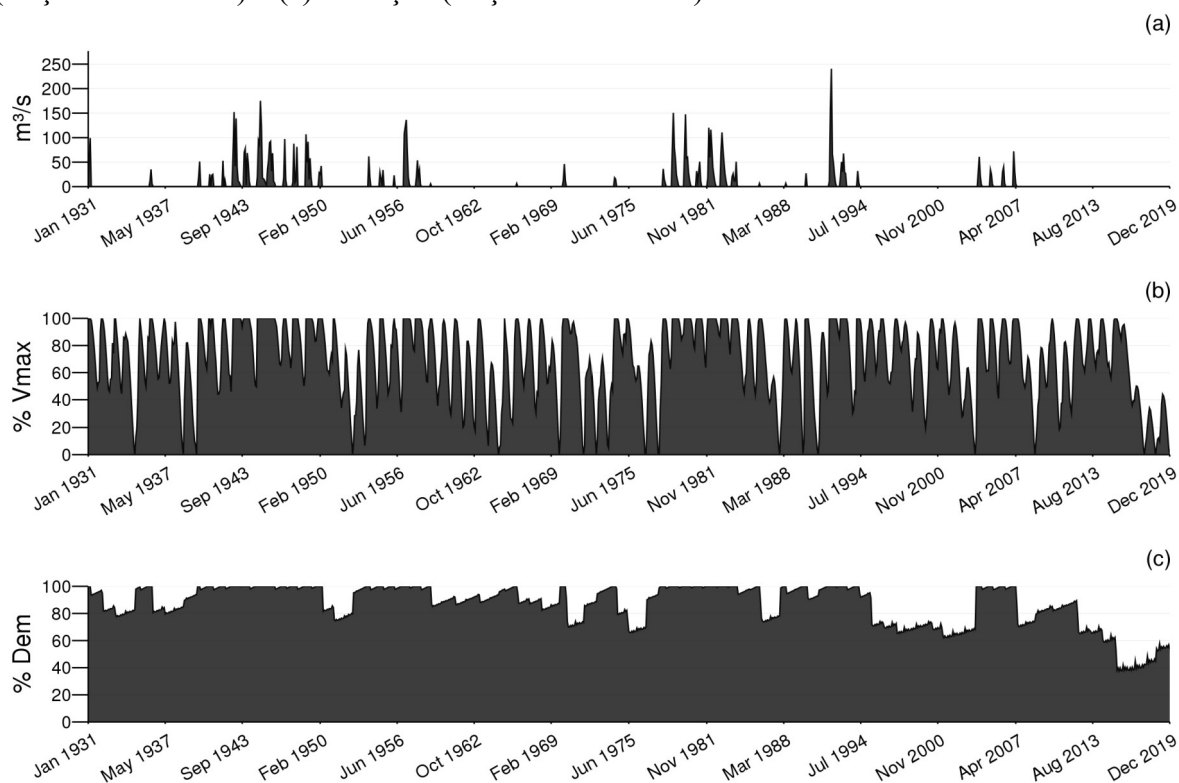
Fonte: Autor

Apêndice M - Resultado da PNL para a UHE Retiro Baixo: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



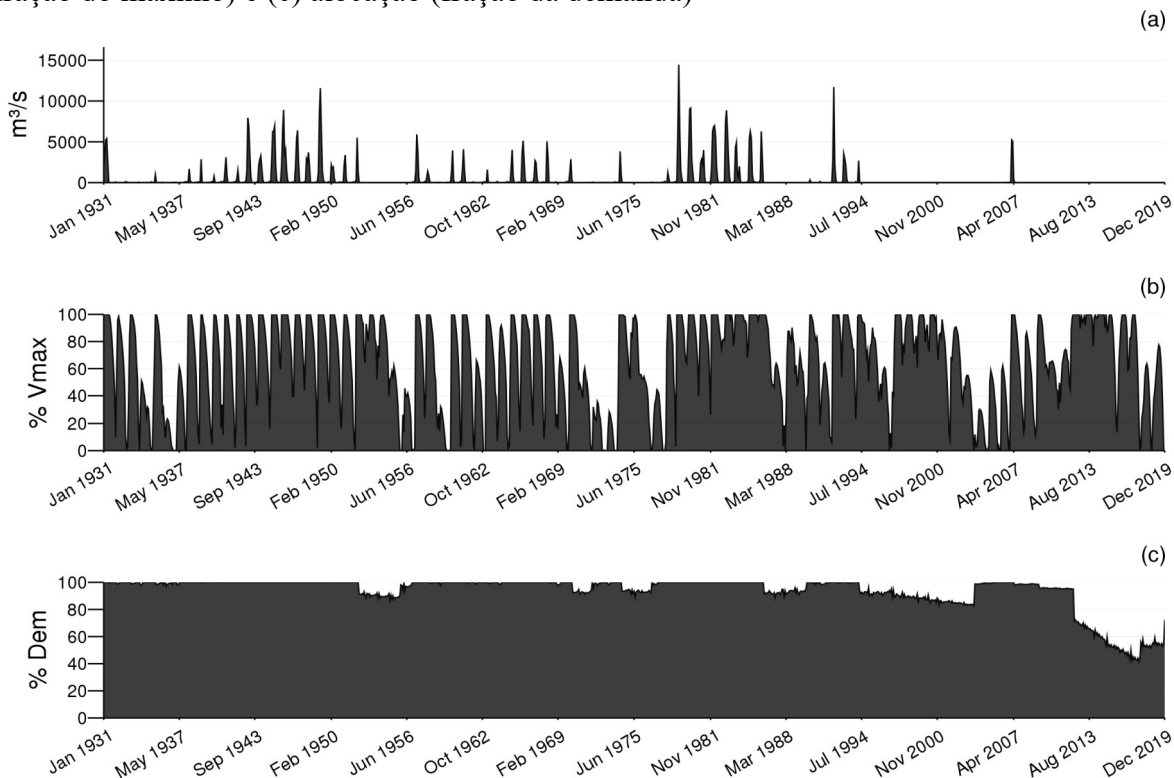
Fonte: Autor

Apêndice N - Resultado da PNL para a UHE Queimado: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



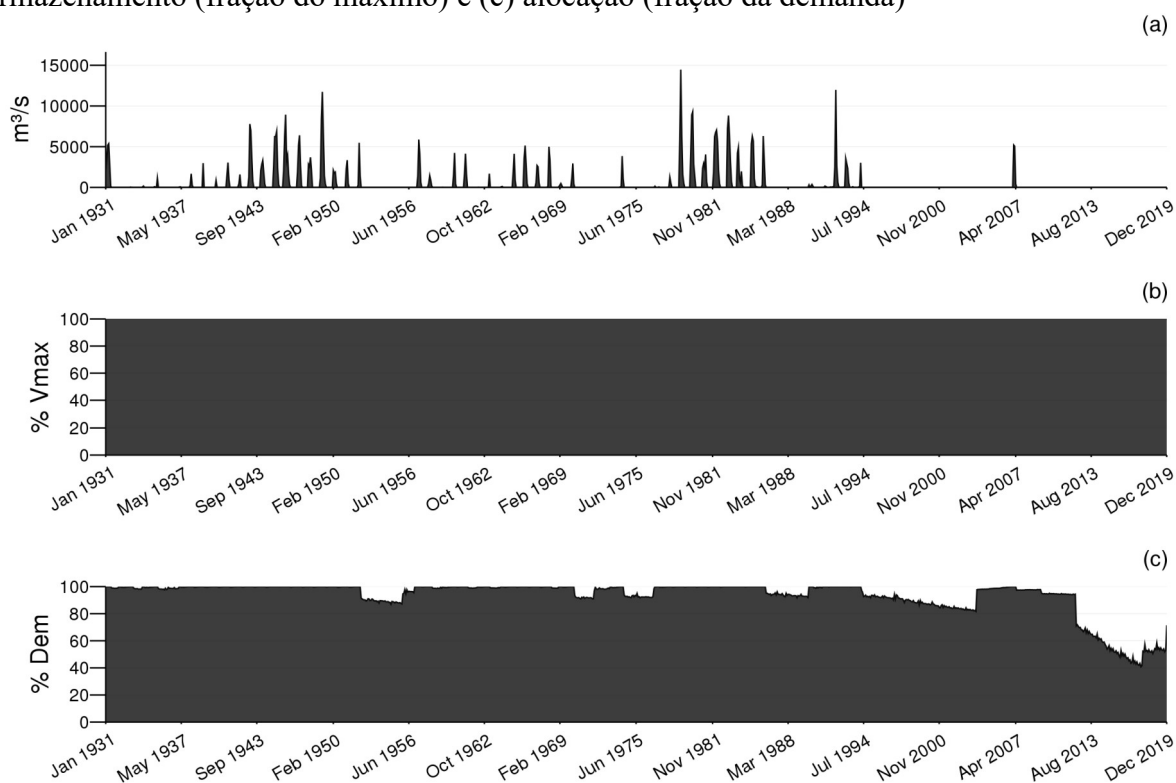
Fonte: Autor

Apêndice O - Resultado da PNL para a UHE Itaparica: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



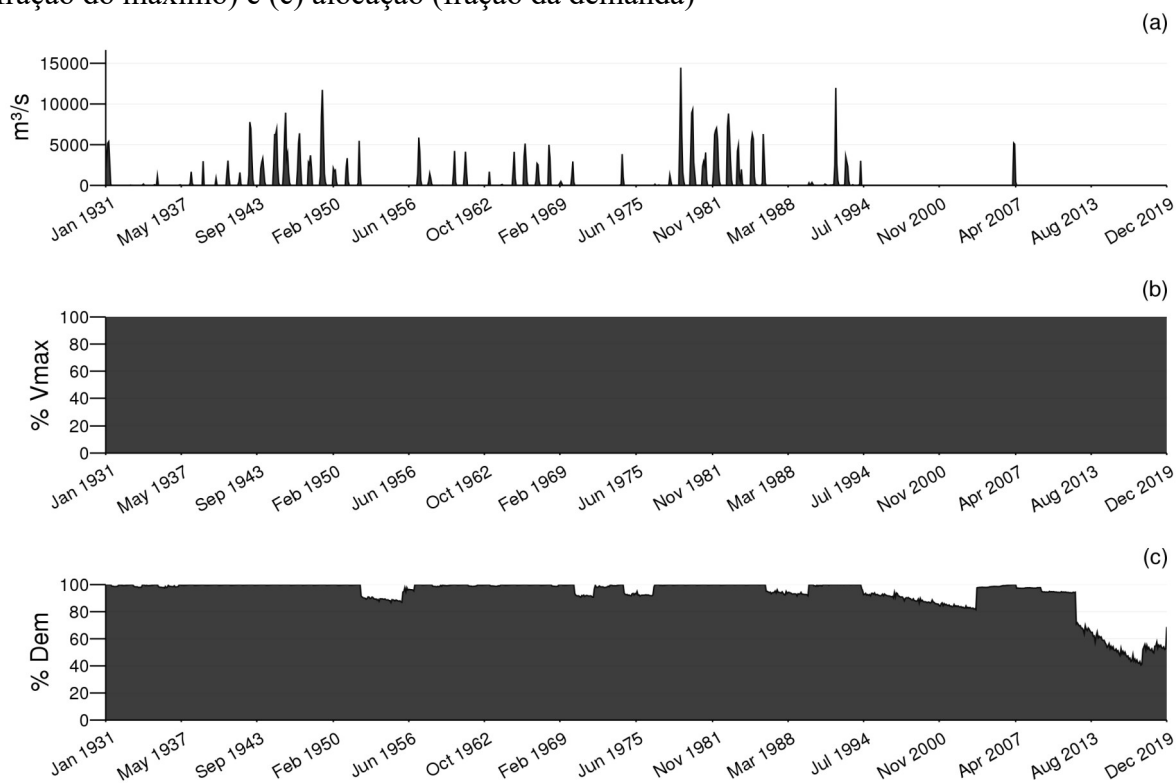
Fonte: Autor

Apêndice P - Resultado da PNL para o Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



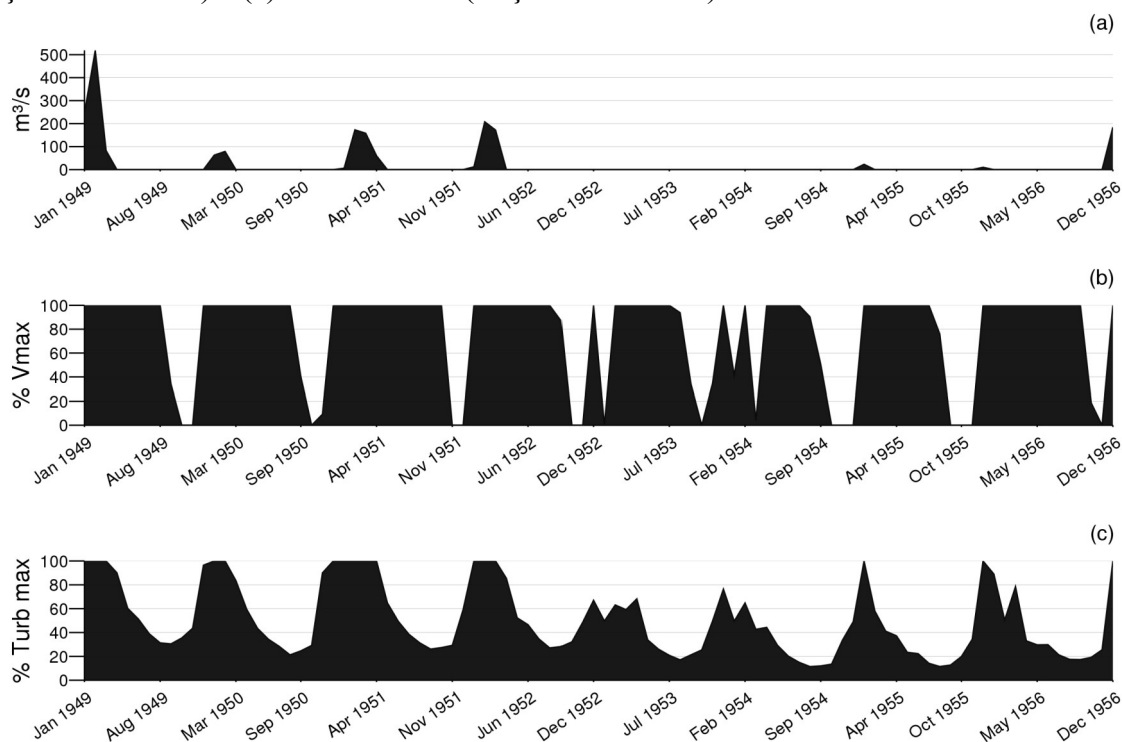
Fonte: Autor

Apêndice Q - Resultado da PNL para a UHE Xingó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) alocação (fração da demanda)



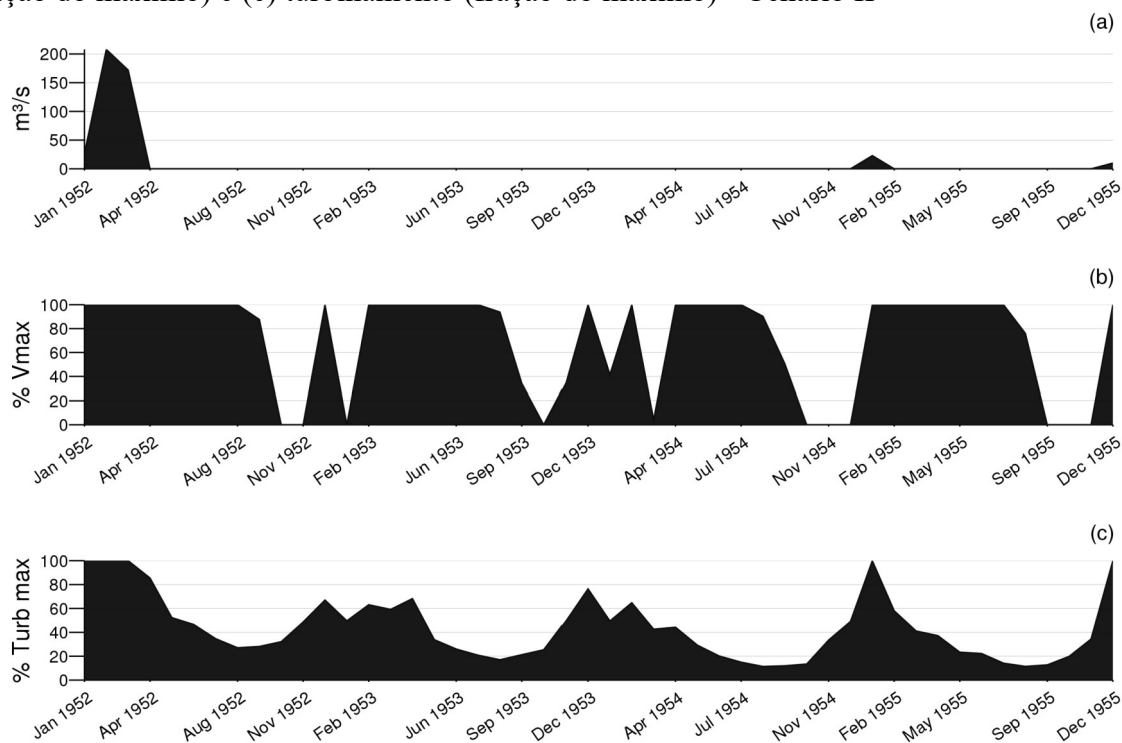
Fonte: Autor

Apêndice R - Operação em PNL da UHE Retiro Baixo: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I



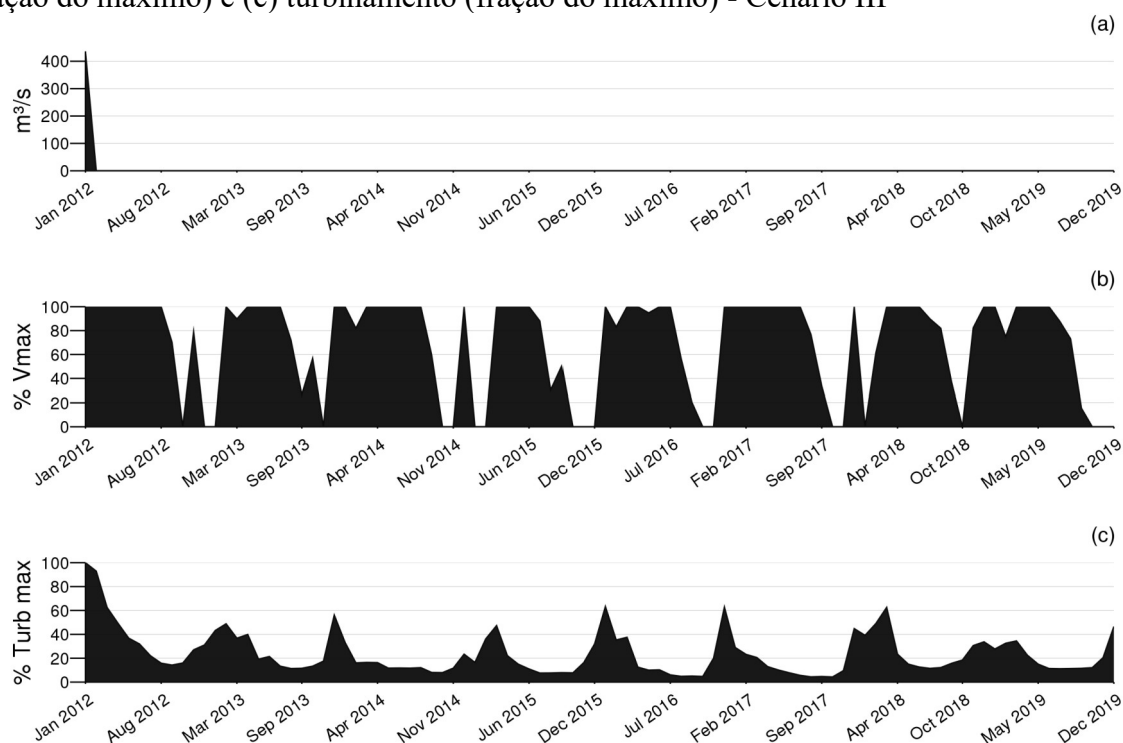
Fonte: Autor

Apêndice S - Operação em PNL da UHE Retiro Baixo: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II



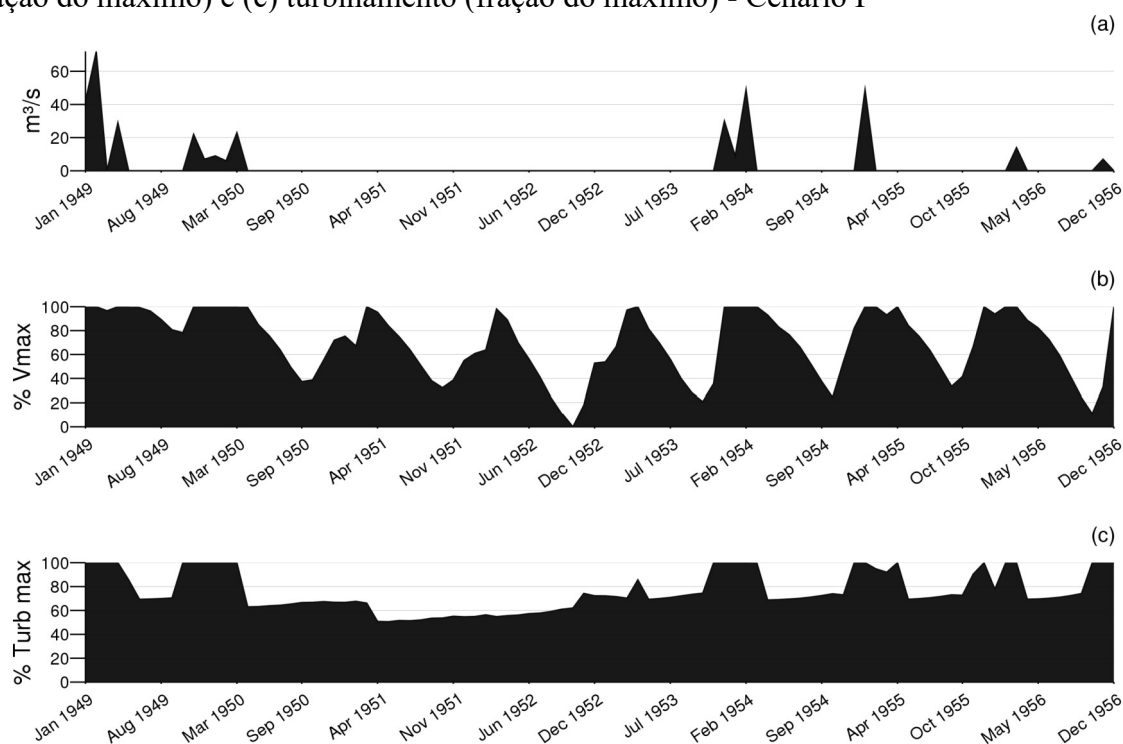
Fonte: Autor

Apêndice T - Operação em PNL da UHE Retiro Baixo: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III



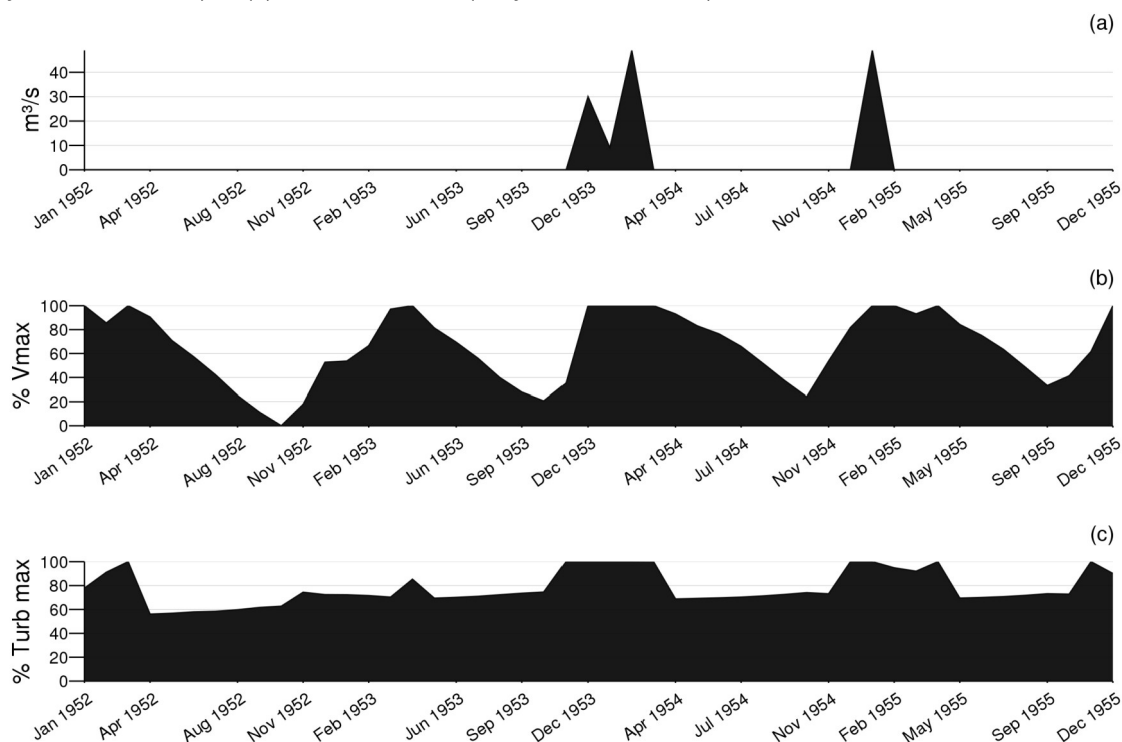
Fonte: Autor

Apêndice U - Operação em PNL da UHE Queimado: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I



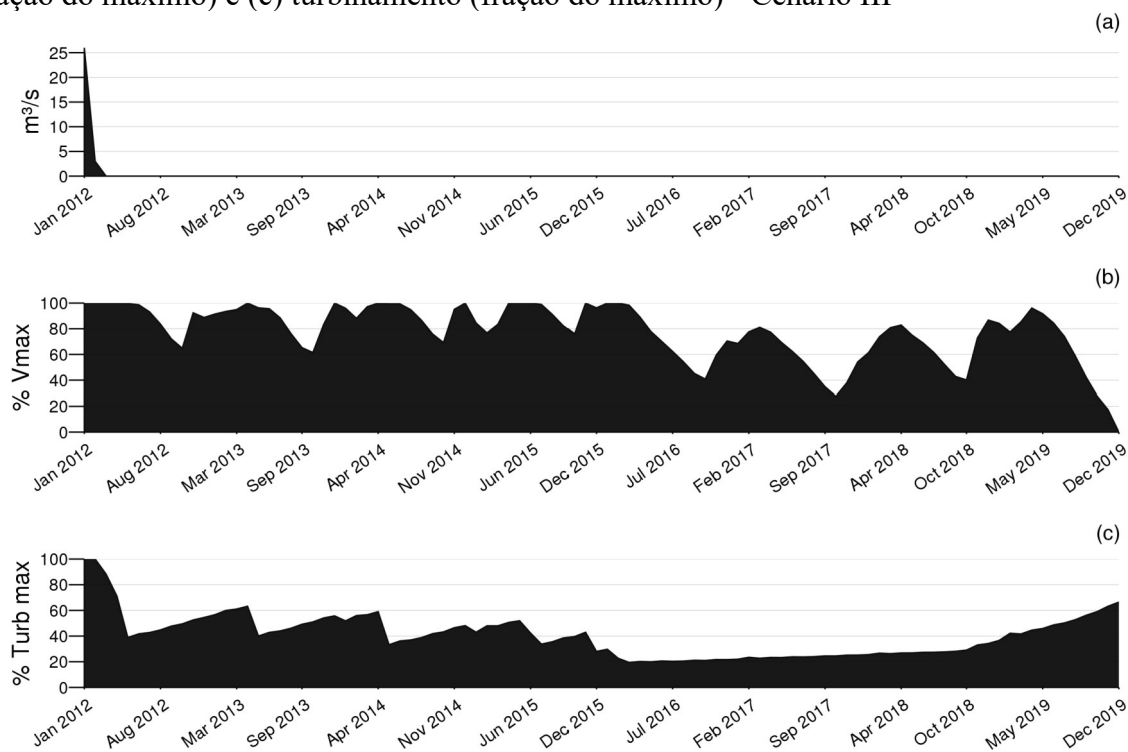
Fonte: Autor

Apêndice V - Operação em PNL da UHE Queimado: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II



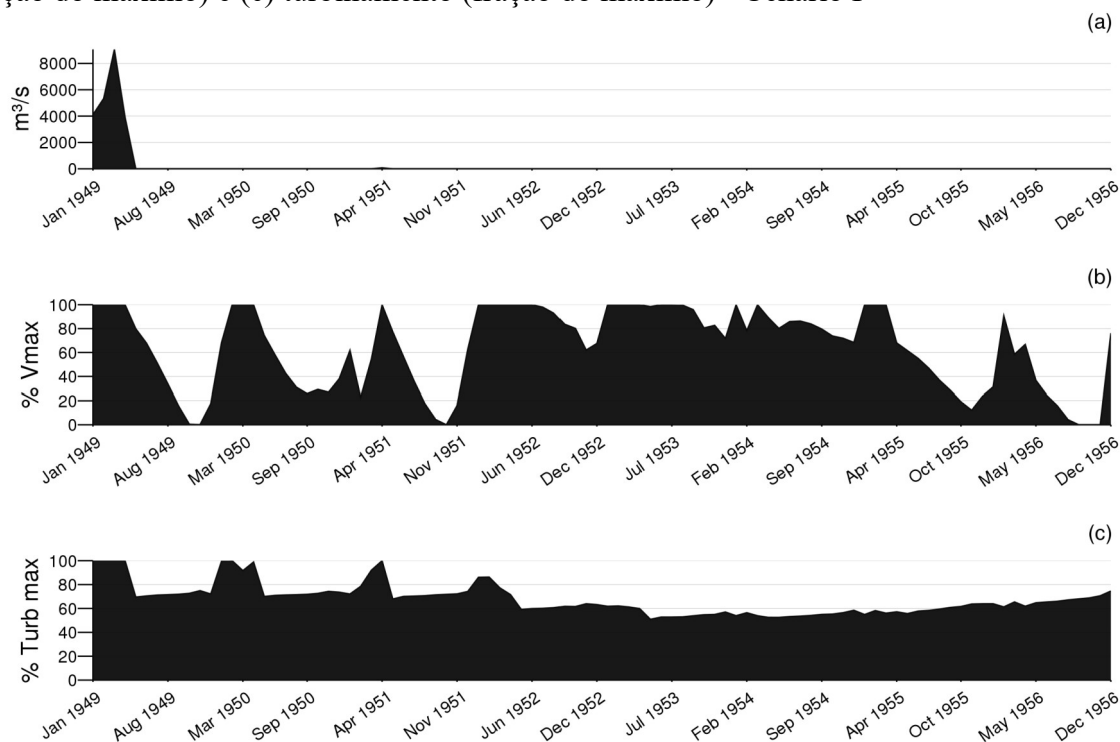
Fonte: Autor

Apêndice W - Operação em PNL da UHE Queimado: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III



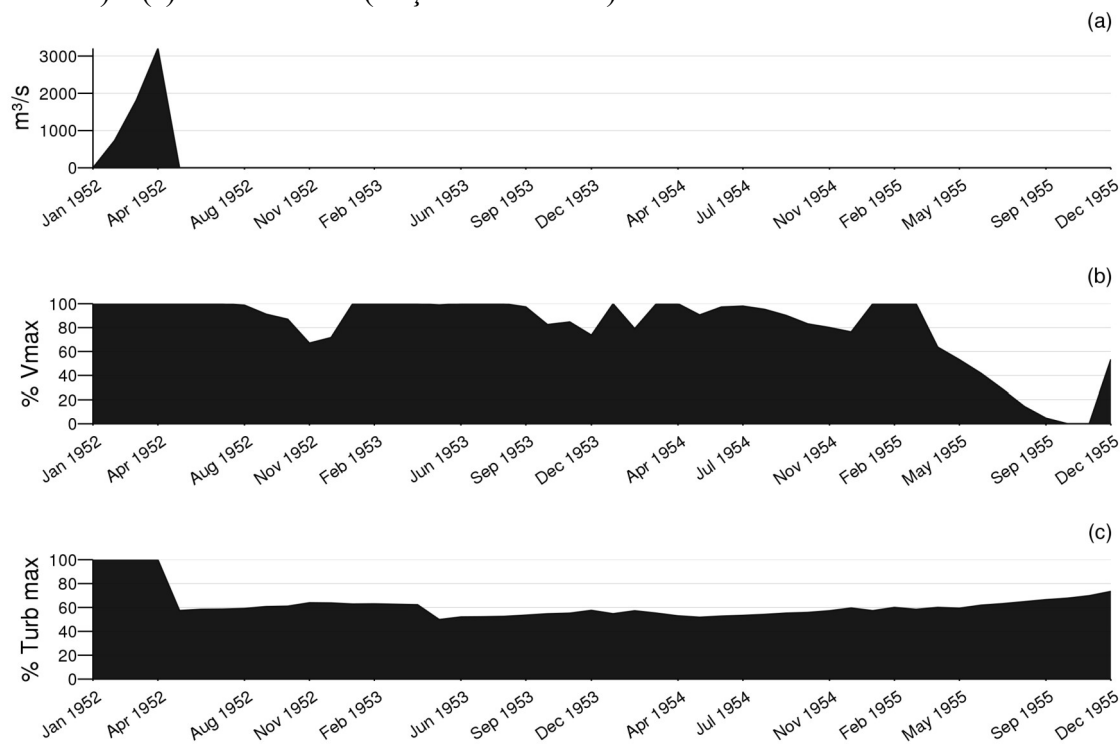
Fonte: Autor

Apêndice X - Operação em PNL da UHE Itaparica: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I



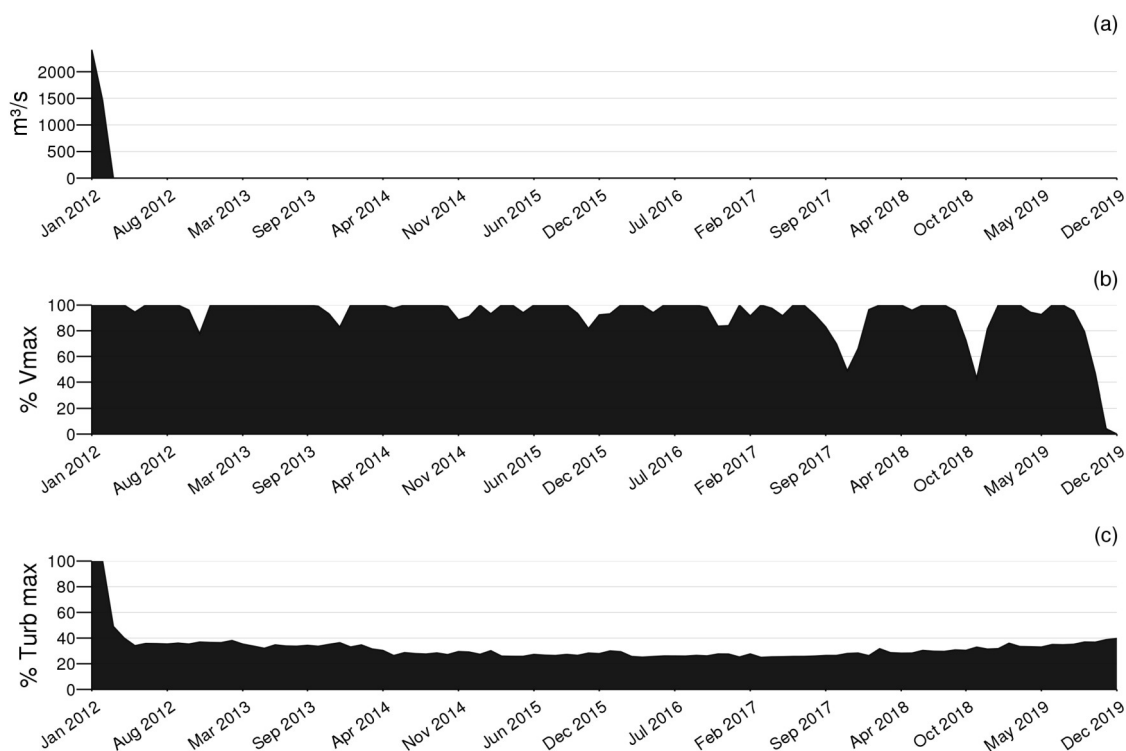
Fonte: Autor

Apêndice Y - Operação em PNL da UHE Itaparica: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II



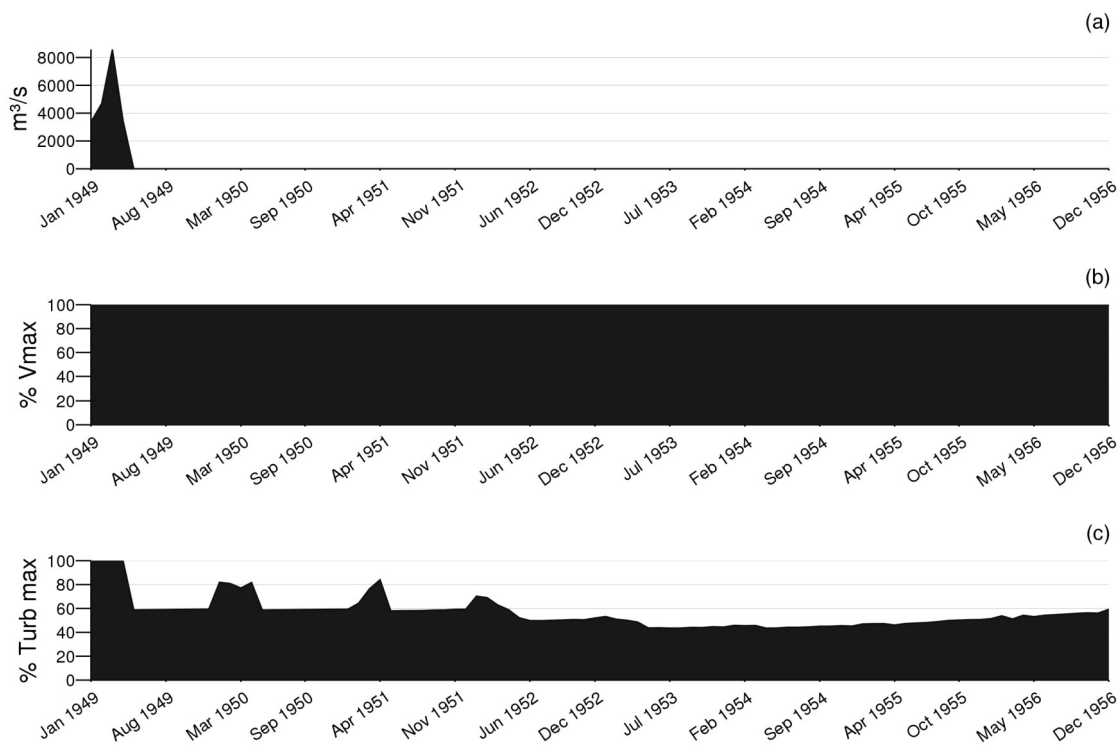
Fonte: Autor

Apêndice Z - Operação em PNL da UHE Itaparica: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III



Fonte: Autor

Apêndice AA - Operação em PNL do Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I



Fonte: Autor

Apêndice AB - Operação em PNL do Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II



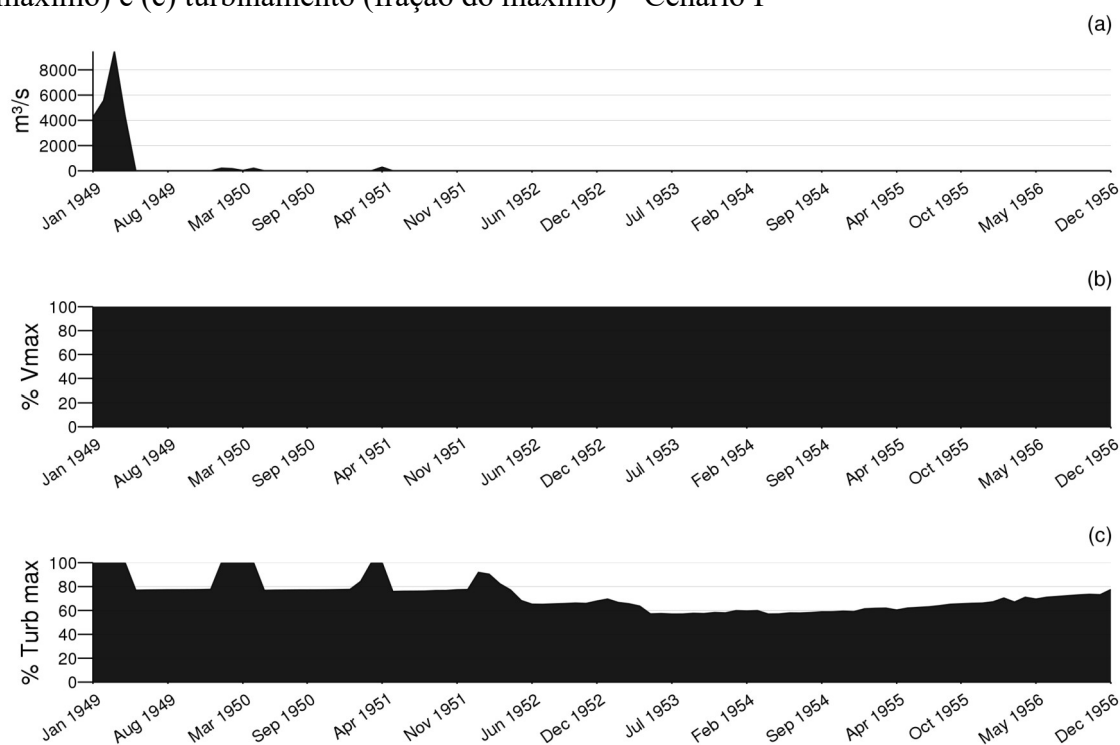
Fonte: Autor

Apêndice AC - Operação em PNL do Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III



Fonte: Autor

Apêndice AD - Operação em PNL da UHE Xingó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário I



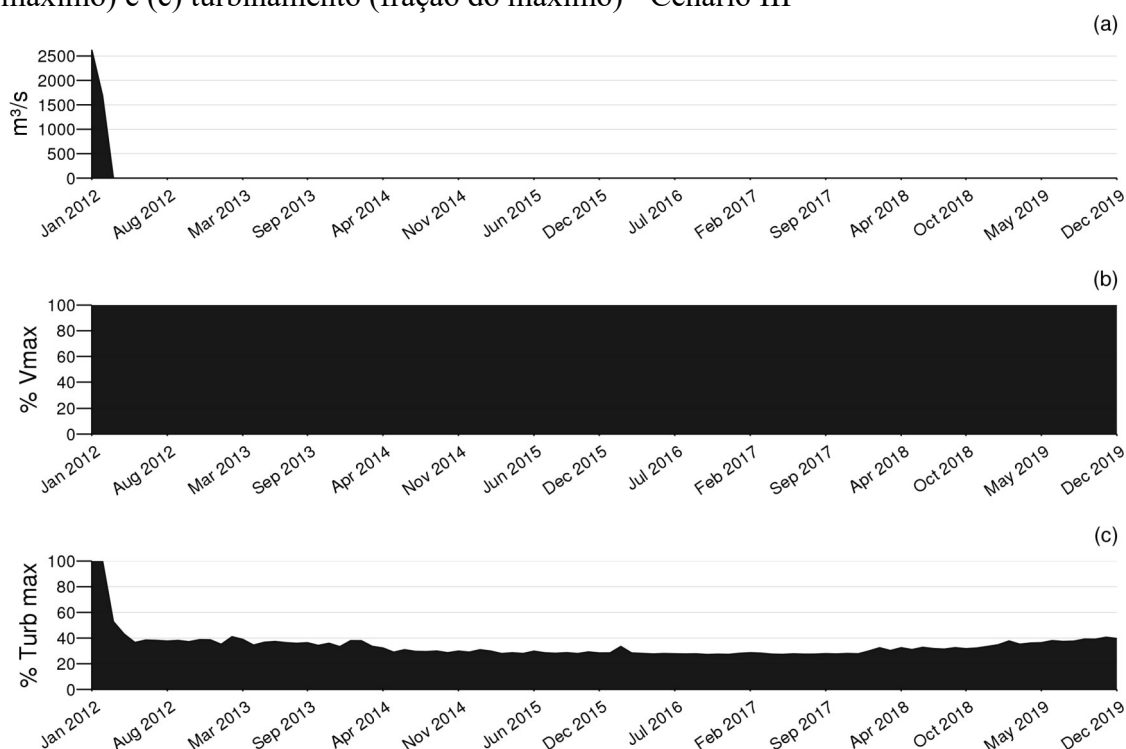
Fonte: Autor

Apêndice AE - Operação em PNL da UHE Xingó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário II



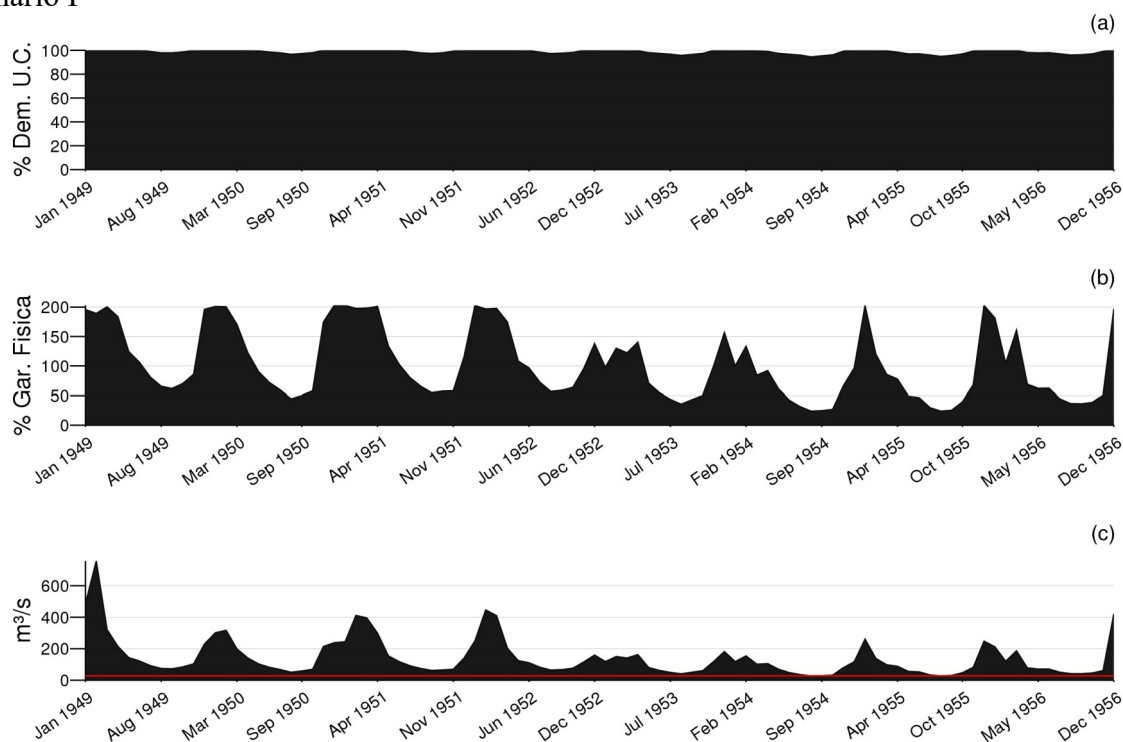
Fonte: Autor

Apêndice AF - Operação em PNL da UHE Xingó: (a) vertimento, (b) armazenamento (fração do máximo) e (c) turbinamento (fração do máximo) - Cenário III



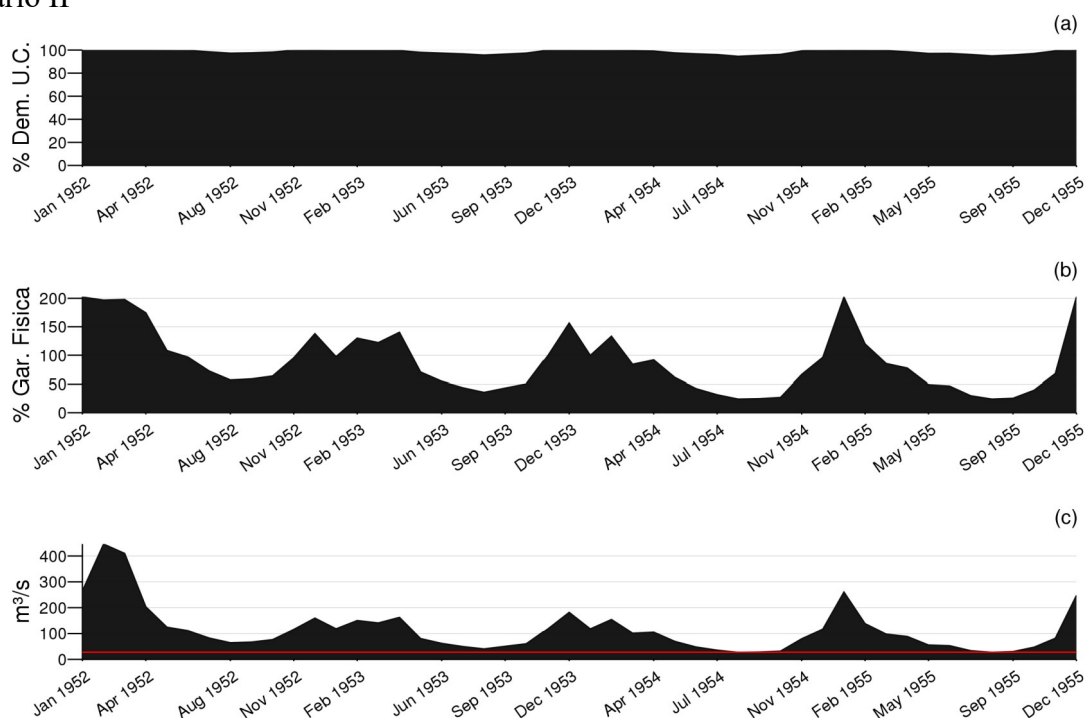
Fonte: Autor

Apêndice AG - Operação em PNL da UHE Retiro Baixo: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I



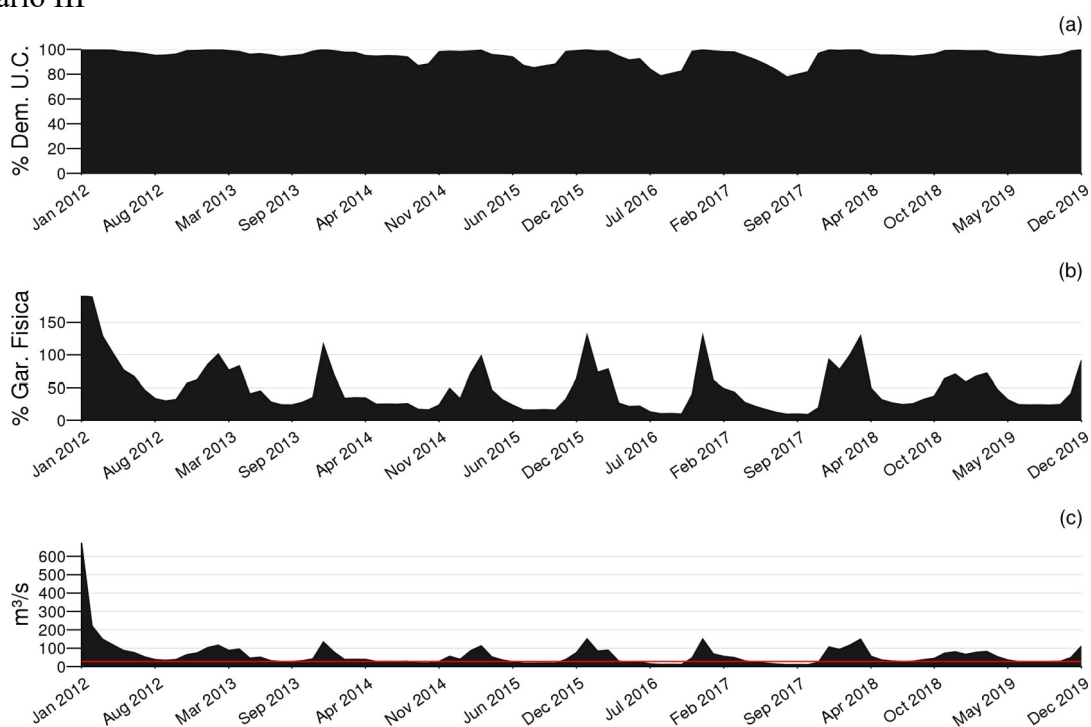
Fonte: Autor

Apêndice AH - Operação em PNL da UHE Retiro Baixo: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II



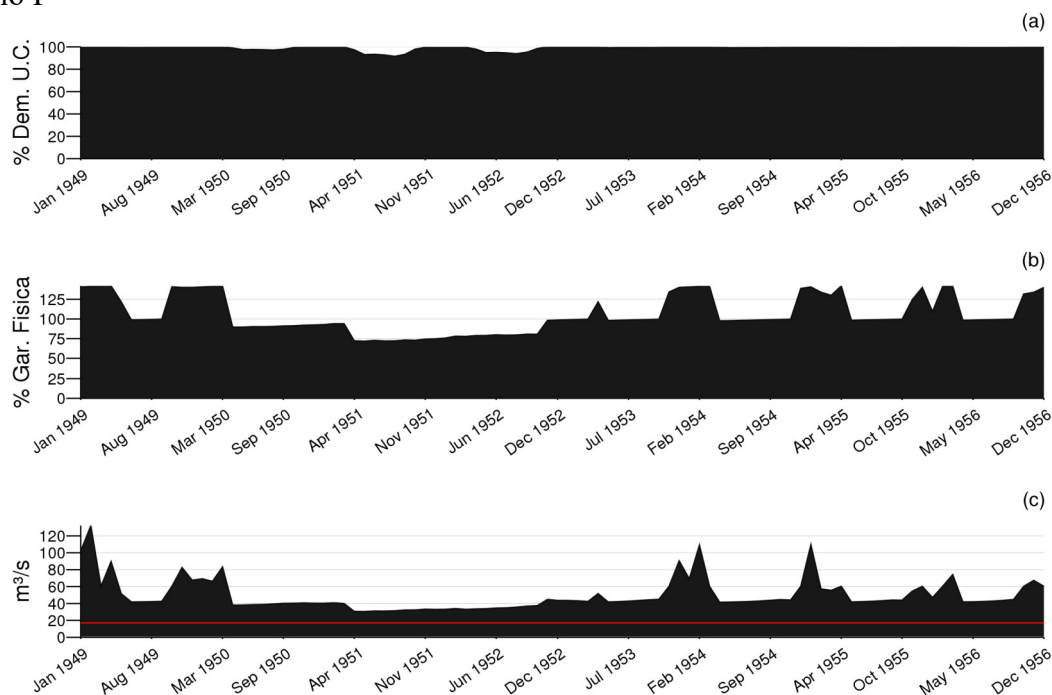
Fonte: Autor

Apêndice AI - Operação em PNL da UHE Retiro Baixo: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III



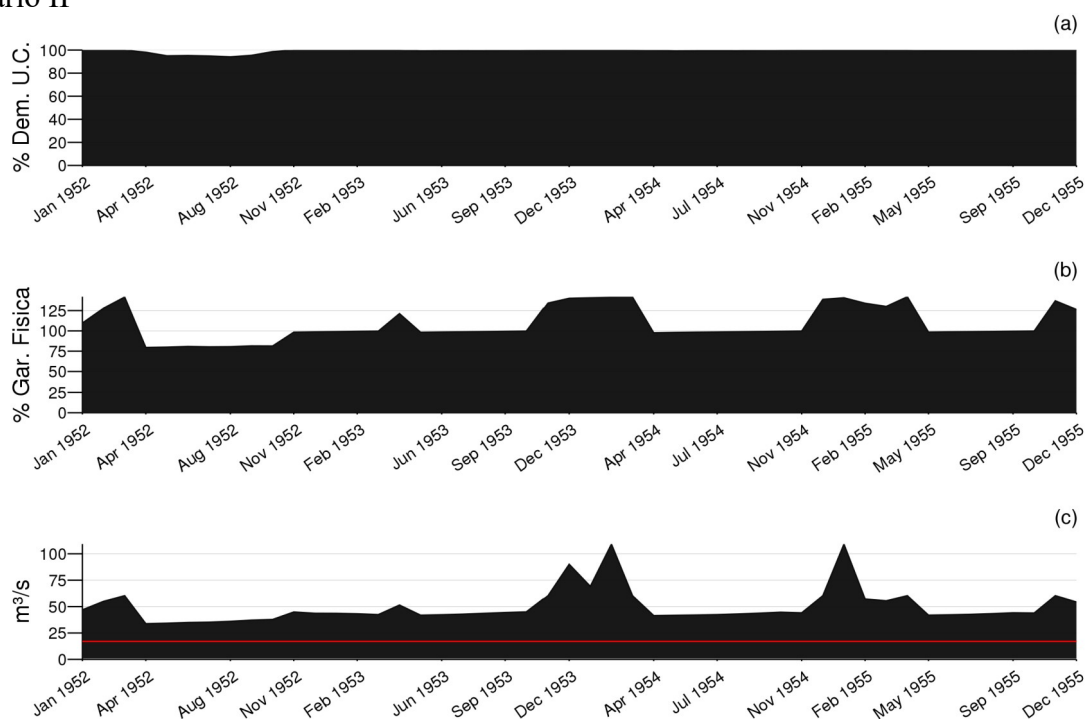
Fonte: Autor

Apêndice AJ - Operação em PNL da UHE Queimado: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I



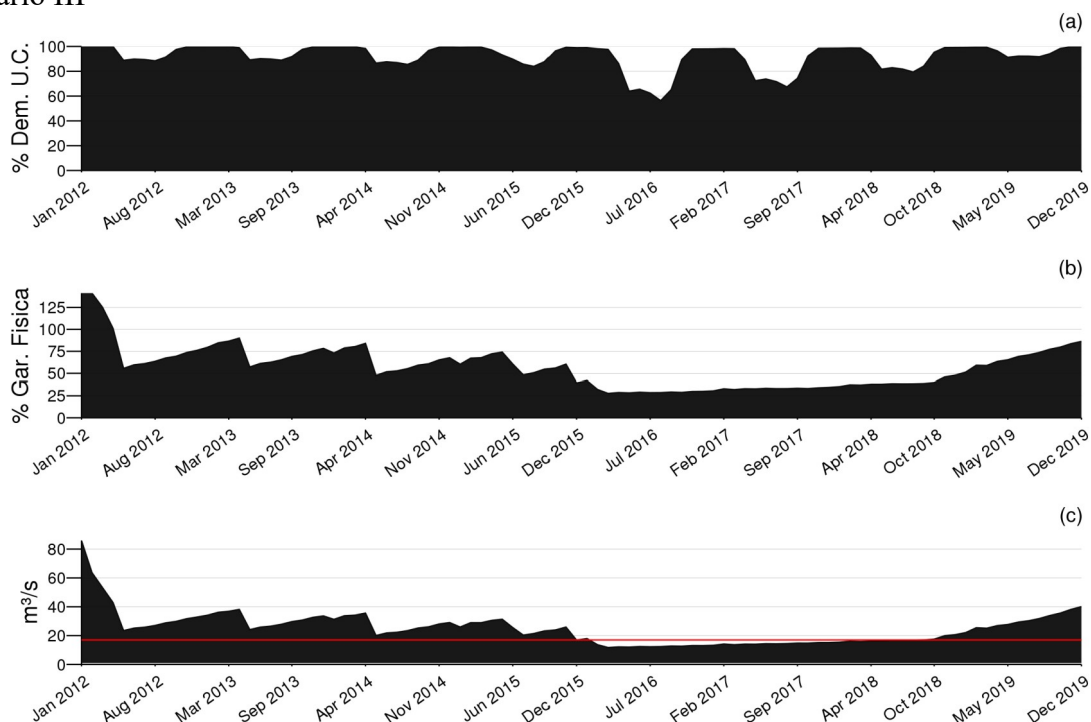
Fonte: Autor

Apêndice AK - Operação em PNL da UHE Queimado: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II



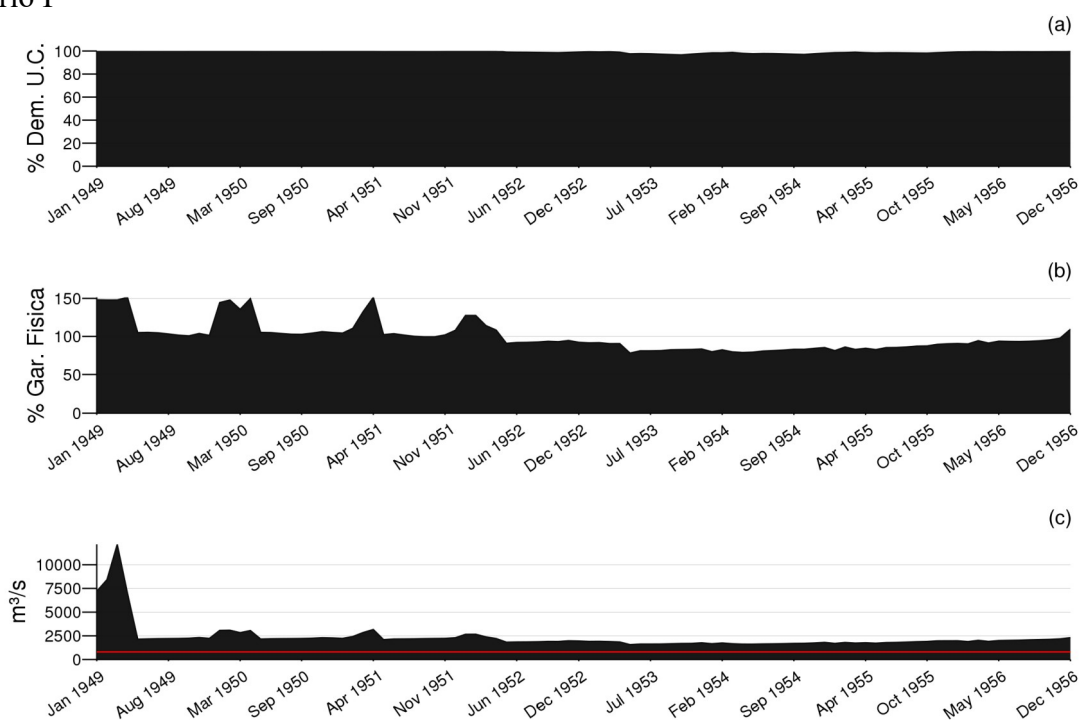
Fonte: Autor

Apêndice AL - Operação em PNL da UHE Queimado: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III



Fonte: Autor

Apêndice AM - Operação em PNL da UHE Itaparica: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I



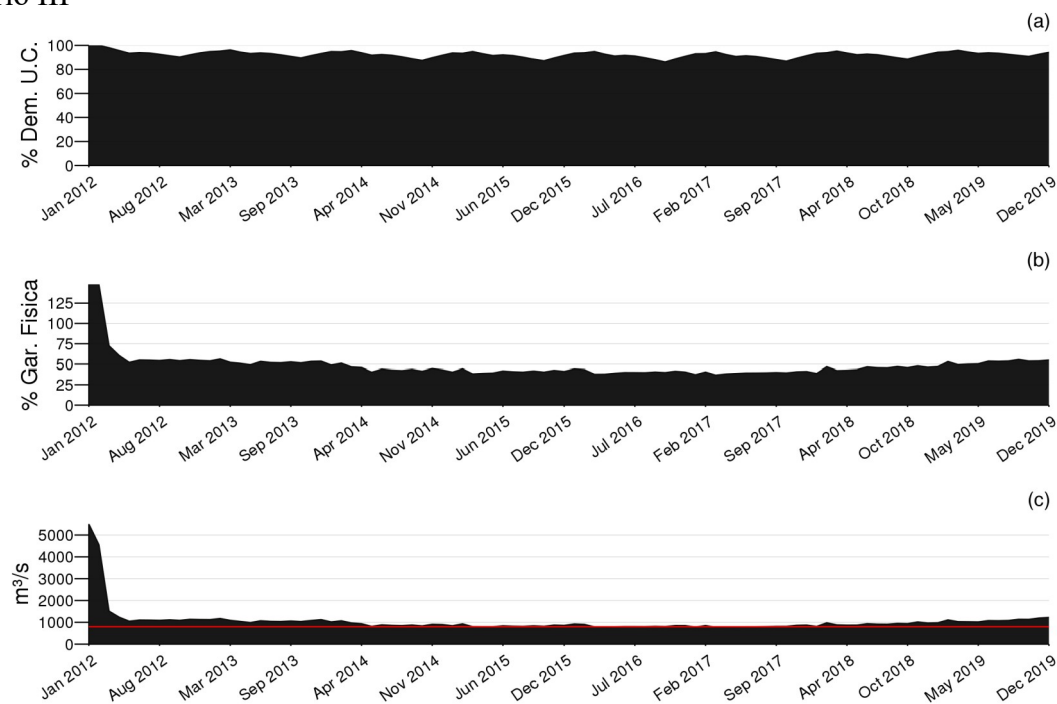
Fonte: Autor

Apêndice AN - Operação em PNL da UHE Itaparica: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II



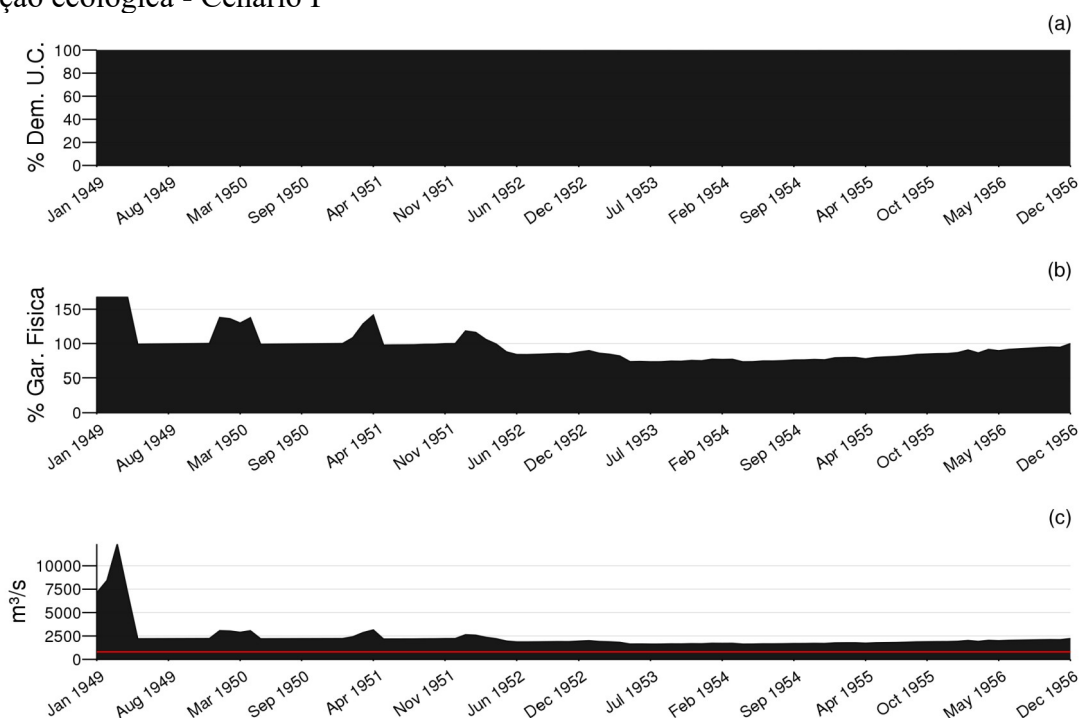
Fonte: Autor

Apêndice AO - Operação em PNL da UHE Itaparica: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III



Fonte: Autor

Apêndice AP - Operação em PNL do Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I



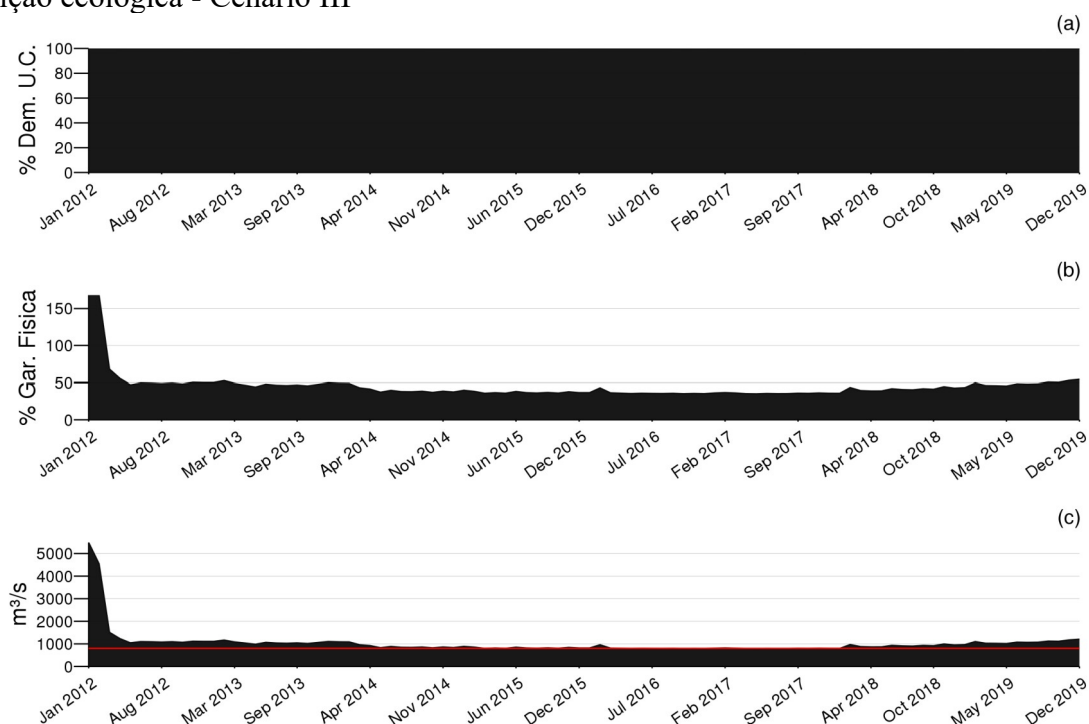
Fonte: Autor

Apêndice AQ - Operação em PNL do Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II



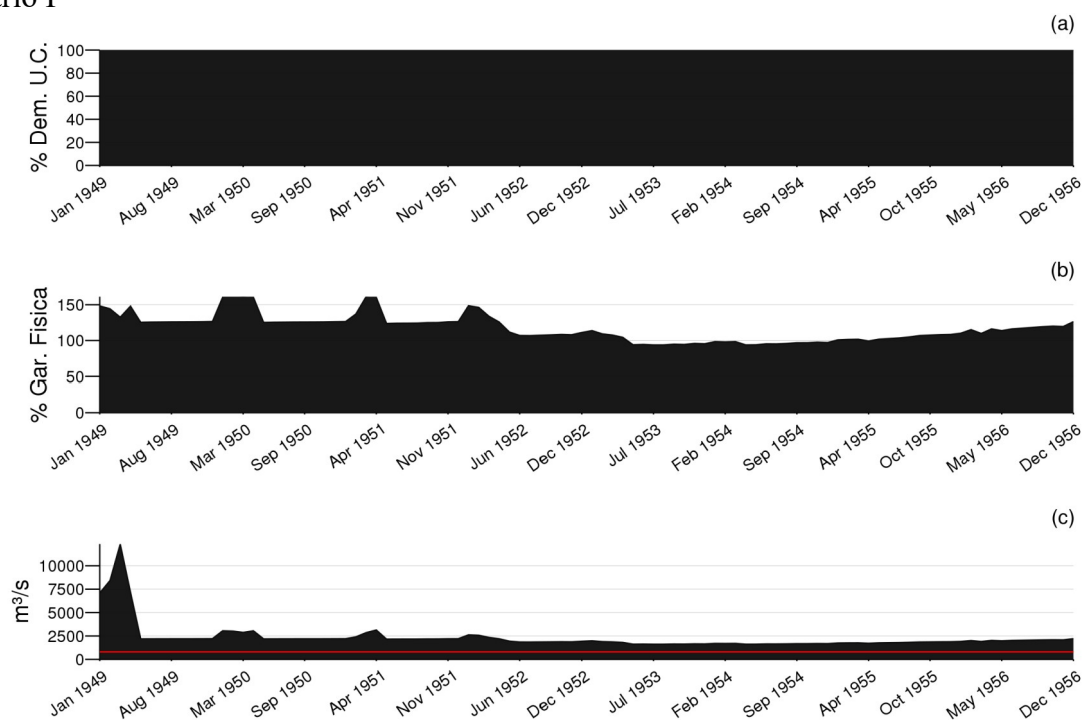
Fonte: Autor

Apêndice AR - Operação em PNL do Complexo Paulo Afonso / Moxotó: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III



Fonte: Autor

Apêndice AS - Operação em PNL da UHE Xingó: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário I



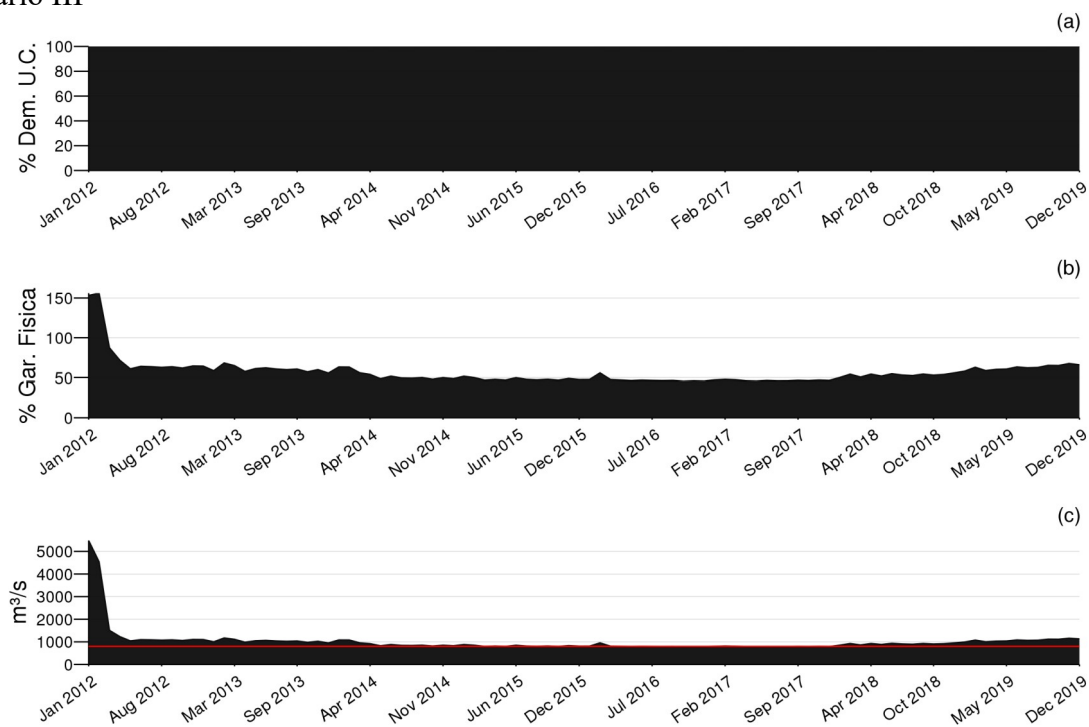
Fonte: Autor

Apêndice AT - Operação em PNL da UHE Xingó: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário II



Fonte: Autor

Apêndice AU - Operação em PNL da UHE Xingó: (a) alocação (fração da demanda), (b) geração elétrica (fração da garantia física) e (c) liberação de jusante e restrição ecológica - Cenário III



Fonte: Autor