UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE

FILIPPE ANTONIO MARQUES FALCETTA

**Restrições de vazões mínimas e o planejamento da operação de sistemas de
usinas hidrelétricas**

**São Paulo
2020**

FILIPPE ANTONIO MARQUES FALCETTA

Restrições de vazões mínimas e o planejamento da operação de sistemas de usinas hidrelétricas

Versão Corrigida

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Renato Carlos Zambon

SÃO PAULO
2020

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Falcetta, Filipe Antonio Marques.

Restrições de vazões mínimas e o planejamento da operação de sistemas de usinas hidrelétricas. / F. A. M. Falcetta; orientador: Renato Carlos Zambon -- versão corr. -- São Paulo, 2020.

91 f.: il., 30 cm

Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Sistemas hidroenergéticos. 2. Programação não linear. 3. Reservatórios - operação. I. Título

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: FALCETTA, Filipe Antonio Marques

Título: Restrições de vazões mínimas e o planejamento da operação de sistemas de usinas hidrelétricas

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Aprovado em: 12/11/2020

Banca Examinadora

Prof. Dr. Renato Carlos Zambon (Orientador e Presidente da Banca)

Instituição: Universidade de São Paulo (USP)

Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa

Instituição: Universidade Estadual de Campinas (Unicamp)

Prof. Dr. Ludmilson Abritta Mendes

Instituição: Universidade Federal de Sergipe (UFS)

Profa. Dra. Sônia Seger Pereira Mercedes

Instituição: Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG)

Prof. Dr. Guilherme Fernandes Marques

Instituição: Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)

Profa. Dra. Ieda Geriberto Hidalgo

Instituição: Universidade Estadual de Campinas (Unicamp)

Aos meus pais, Miguel e Rita e aos meus avós, João (*in memoriam*) e Angélica pelo amor e incentivo sempre presentes.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por propiciar o dom da vida e por me permitir mais esta oportunidade de aprendizado e evolução, sempre iluminando os meus passos.

Agradeço a minha família pelo amor incondicional às propostas da minha vida.

Ao Prof. Dr. Renato Carlos Zambon, pela orientação, amizade, confiança, sempre presentes nas etapas deste trabalho.

Ao Prof. Dr. João Eduardo Lopes, pelas palavras de incentivo e pelas sugestões de como lidar com as infactibilidades do modelo HIDROTERM, sempre com seu olho clínico a procura de fontes de erros.

Ao Prof. Dr. Ludmilson Abritta Mendes ao apontar as melhores formas de lidar com penalidades nos modelos de otimização e pelas valiosas dicas durante o Exame de Qualificação.

À Profa. Dra. Ieda Geriberto Hidalgo, por me fazer atentar à importância de se validar os dados oficiais do ONS e pelas inúmeras sugestões de complementação de conteúdo neste sentido que me foram dadas também durante ao exame de qualificação.

Aos amigos, professores e funcionários do Instituto de Energia e Ambiente da USP.

Aos amigos do Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), em especial ao meu chefe Fabricio Araujo Mirandola, pela paciência, apoio incondicional e incentivo ao desenvolvimento deste trabalho.

À Companhia Energética de São Paulo (CESP) pelo apoio recebido no projeto “Nova plataforma de planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional” (CESP/ANEEL PD-0061-0047/2014) e aos membros da equipe desse projeto.

A todos que colaboraram direta ou indiretamente, na execução deste trabalho.

A genialidade é 1% inspiração e 99% transpiração.

(Thomas Alva Edison)

RESUMO

FALCETTA, Filipe Antonio Marques. **Restrições de vazões mínimas e o planejamento da operação de sistemas de usinas hidrelétricas**. 2020. 91 f. Tese (Doutorado) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidrotérmico de grande porte que atende quase a totalidade da energia elétrica utilizada no Brasil. Nos últimos vinte anos, em média, 85% da eletricidade gerada proveio de hidrelétricas, com participação térmica e eólica crescentes.

A combinação de eventos mais severos de seca, não estacionariedade das vazões, incremento nos usos consuntivos e requisitos elevados de vazões regularizadas resultam muitas vezes em infactibilidades da solução, especialmente quando as usinas são tratadas de maneira individualizada nos modelos de otimização. O modelo HIDROTERM utiliza a programação não linear (PNL) com usinas individualizadas para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte como o SIN. Este trabalho apresenta uma forma alternativa de tratamento das restrições de vazões mínimas no modelo HIDROTERM, modificando sua função objetivo e restrições de modo a incorporar penalização econômica ao não atendimento das restrições de mínima defluência. Ao utilizar-se desta estratégia, o modelo atenderá a restrição sempre que possível e dará tratamento adequado quando o pleno atendimento dela não for viável, reduzindo significativamente infactibilidades em sua execução.

Adicionalmente, neste trabalho também é apresentada uma análise das problemáticas inerentes à operação do SIN: avaliação da qualidade dos dados de entrada (polinômios de jusante, por exemplo), impactos da não estacionariedade de afluências e o incremento dos conflitos pelo uso da água armazenada e a quantificação do impacto de diferentes restrições operativas na modelagem da operação dos reservatórios do SIN.

Palavras-chave: Reservatórios (Operação). Sistemas hidroenergéticos. Programação não linear.

ABSTRACT

FALCETTA, Filipe Antonio Marques. **Minimum outflow limits and hydropower systems operation planning**. 2020. 91 f. Thesis (PhD) – Institute of Energy and Environment, University of São Paulo, São Paulo, 2020.

The Brazilian interconnected power system consists in a large hydrothermal power system that meets almost the entire Brazilian electricity demand. On average, in the last twenty years, about 85% of electricity has been generated by hydropower plants, with increasingly more thermal and wind power generation. The combination of severe drought events, non-stationarity of inflows, an increase of consumption figures and high minimum outflows limits had led to infeasibilities on solving optimization models, especially when the hydropower plants are considered individually. HIDROTERM model uses nonlinear programming technique (NPL) and individualized hydropower plants on hydropower systems operation planning, such as the Brazilian. This PhD thesis presents an alternate way of dealing with minimum outflows limits on HIDROTERM model, by modifying its objective function and constraints. When using this strategy, the model will meet the restriction whenever possible, giving adequate treatment when full compliance with it is not feasible, significantly reducing the occurrence of infeasibilities in its execution.

Furthermore, this PhD thesis also presents an analysis of the problems inherent to the operation of the Brazilian hydrothermal system: an evaluation of the quality of the input data (for instance, tailrace level polynomials), impacts of non-stationary inflows and increasingly water conflicts with a quantification of the impact of different operational constraints on modeling the Brazilian hydropower plants reservoirs.

Keywords: Reservoirs (operation); hydropower systems; nonlinear programming

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Histórico de operação do SIN	20
Figura 2 - Polinômios cota de jusante x defluência de Ilha dos Pombos.	36
Figura 3 - Polinômio cota de jusante x defluência de Salto Grande.....	36
Figura 4 - Polinômio cota de jusante x defluência de Xingó.....	36
Figura 5 - Polinômio cota de jusante x defluência de Jauru.	37
Figura 6 - Polinômio cota de jusante x defluência de Coaracy Nunes.	37
Figura 7 - Configuração do Complexo Hidrelétrico Belo Monte.....	38
Figura 8 – Esquema de uma usina hidrelétrica.....	41
Figura 9 – Segmento <i>Solution Report</i> de um resultado da operação do modelo HIDROTERM no GAMS.....	49
Figura 10 – Percentual de atendimento à Rmin no estudo de caso 5	56
Figura 11 – Percentual de atendimento à Rmin considerando a formulação proposta por este trabalho – resultados por usina – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018..	57
Figura 12 – Percentual de atendimento à Rmin considerando a formulação proposta por este trabalho – resultados por usina – armazenamento inicial igual à média histórica	58
Figura 13 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina A. A. Laydner – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	61
Figura 14 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina A. A. Laydner – armazenamento inicial igual à média histórica	62
Figura 15 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Serra da Mesa – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	63
Figura 16 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Balbina – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	63
Figura 17 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jirau – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	64
Figura 18 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jirau – armazenamento inicial igual à média histórica	64
Figura 19 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santo Antonio – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	65
Figura 20 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santo Antonio – armazenamento inicial igual à média histórica	65
Figura 21 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Guilman-Amorim – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	66
Figura 22 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Guilman-Amorim – armazenamento inicial igual à média histórica	66
Figura 23 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Mascarenhas – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	67
Figura 24 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Mascarenhas – armazenamento inicial igual à média histórica	67
Figura 25 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Sobradinho – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	68

Figura 26 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Sobradinho – armazenamento inicial igual à média histórica.....	68
Figura 27 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Retiro Baixo – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	69
Figura 28 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Retiro Baixo – armazenamento inicial igual à média histórica.....	69
Figura 29 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santa Clara (MG) – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	70
Figura 30 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santa Clara (MG) – armazenamento inicial igual à média histórica	70
Figura 31 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Caconde – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	71
Figura 32 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Caconde – armazenamento inicial igual à média histórica	71
Figura 33 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Candonga – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	72
Figura 34 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Candonga – armazenamento inicial igual à média histórica.....	72
Figura 35 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Teles Pires – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	73
Figura 36 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Teles Pires – armazenamento inicial igual à média histórica	73
Figura 37 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Ponte de Pedra – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	74
Figura 38 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Ponte de Pedra – armazenamento inicial igual à média histórica	74
Figura 39 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Itiquira II – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	75
Figura 40 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Itiquira II – armazenamento inicial igual à média histórica.....	75
Figura 41 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina São José – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	76
Figura 42 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina São José – armazenamento inicial igual à média histórica	76
Figura 43 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Passo São João – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	77
Figura 44 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Passo São João – armazenamento inicial igual à média histórica.....	77
Figura 45 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Garibaldi – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	78
Figura 46 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Garibaldi – armazenamento inicial igual à média histórica	78
Figura 47 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Belo Monte – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	79

Figura 48 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Belo Monte – armazenamento inicial igual à média histórica	79
Figura 49 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Lajes – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	80
Figura 50 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Lajes – armazenamento inicial igual à média histórica	80
Figura 51 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jordão – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018.....	81
Figura 52 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jordão – armazenamento inicial igual armazenamento inicial igual à média histórica ..	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Matriz de Energia Elétrica Brasileira	19
Tabela 2 – Vazões afluentes inconsistentes detectadas no histórico	31
Tabela 3 – Q mínima histórico x Vazão defluente mínima exigida para usinas do SIN.....	33
Tabela 4 – Configurações de armazenamento inicial adotadas na modelagem – valor correspondente ao “deck” de junho/2018 e armazenamento médio histórico.....	48
Tabela 5 – Resultados possíveis para o modelo HIDROTERM no GAMS e seu significado .	49
Tabela 6 – Estudo de caso 1: número de cenários de acordo com o <i>model status</i> resultante da execução do HIDROTERM Testes feitos com o “deck” convertido sem correções manuais das inconsistências dos dados de entrada	50
Tabela 7 – Estudo de caso 2: Número de cenários de acordo com o <i>model status</i> resultante da execução do HIDROTERM Testes feitos com os polinômios de jusante de Salto Grande, Xingó e Ilha dos Pombos corrigidos manualmente	51
Tabela 8 – Estudo de caso 3: Número de cenários de acordo com o <i>model status</i> resultante da execução do HIDROTERM Testes feitos com correção manual de vazões nulas e de 5 polinômios de jusante. Billings, Guarapiranga e Henry Borden desativadas.....	52
Tabela 9 – Comparativo nas restrições de defluência mínima apresentadas no inventário de restrições de 2011 e as indicadas pelo “deck” de junho/2018	53
Tabela 10 – Estudo de caso 4: Número de cenários de acordo com o <i>model status</i> resultante da execução do HIDROTERM Testes feitos com as restrições de defluência mínima atualizadas conforme as informações presentes no “deck”.....	54
Tabela 11 – Estudo de caso 5: Número de cenários de acordo com o <i>model status</i> resultante da execução do HIDROTERM Testes feitos com as restrições de defluência mínima atualizadas conforme as informações presentes no “deck”, considerando $R_{min\ Sobradinho} = 1.300\text{ m}^3/\text{s}$	55
Tabela 12 – Percentual de defluências inferiores à restrição de defluência mínima resultantes da aplicação do HIDROTERM com a aplicação de penalização por não atendimento no modelo – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018	59
Tabela 13 – Percentual de defluências inferiores à restrição de defluência mínima resultantes da aplicação do HIDROTERM com a aplicação de penalização por não atendimento no modelo – armazenamento inicial igual à média histórica.....	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GAMS	General Algebraic Modeling System
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PL	Programação Linear
PLS	Programação Linear Sucessiva
PNL	Programação Não-Linear
PD	Programação Dinâmica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PUC-Rio	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
SAR	Sistema de Acompanhamento de Reservatórios
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSD	Sistema de Suporte a Decisão
TVR	Trecho de Vazão Reduzida
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UHE	Usina Hidrelétrica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
USP	Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS.....	16
2. REVISÃO DA LITERATURA.....	18
2.1 O setor elétrico brasileiro e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)	18
2.2 Técnicas de otimização para planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte	21
2.2.1 Classificação dos modelos de otimização de sistemas hidrotérmicos	26
2.3 Modelagem do SIN a usinas individualizadas: pontos de atenção e fontes de infactibilidades	27
2.3.1 Fontes de infactibilidades: aflúências naturais e mínimas defluências	28
2.3.2 Fontes de infactibilidades: polinômios Cota de Jusante x Defluência.....	35
2.3.3 Pontos de atenção: representações de complexos hidrelétricos no modelo HIDROTERM e a situação particular de algumas usinas	37
2.3.4 Pontos de atenção: penalização de vertimentos desnecessários	39
3. METODOLOGIA	40
3.1 Formulação original do modelo HIDROTERM	40
3.2 Formulação proposta para o modelo HIDROTERM.....	45
3.3 Estratégias da execução do modelo HIDROTERM para verificação da eficácia da formulação proposta neste trabalho	47
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	50
4.1 Resultados dos Estudos de caso	50
4.2 Avaliação dos resultados do Estudo de caso 5 com relação ao atendimento da restrição de mínima defluência mensal em relação à mínima defluência obtida.....	56
4.3 Avaliação dos resultados do Estudo de caso 5 com relação ao atendimento da restrição de mínima defluência mensal em relação às defluências obtida nas rodadas do modelo HIDROTERM	58
5. CONCLUSÕES.....	83
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

O fornecimento de energia elétrica é de primordial importância para o desenvolvimento das atividades econômicas de qualquer nação. O Brasil apresenta diversas fontes energéticas à disposição, formando um dos maiores parques de geração elétrica do mundo, com uma capacidade instalada que supera os 170 GW (ANEEL, 2020).

Dois terços desta capacidade instalada é proveniente de hidrelétricas e o restante complementado por termelétricas operadas por diversos tipos de combustíveis, centrais eólicas e outras fontes energéticas. As diversas fontes e principais linhas de transmissão são operadas de forma integrada em todo o território nacional por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), gerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A oferta de energia do SIN é sujeita a forte sazonalidade e aleatoriedade, notadamente devido à forte participação das hidrelétricas na matriz. Tem ocorrido, principalmente depois de 2012, uma maior diversificação com ampliação da participação das demais fontes de energia. Uma das razões é que os locais mais favoráveis para aproveitamento do potencial hidrelétrico já foram explorados e o potencial remanescente é sujeito a cada vez maiores restrições técnicas, ambientais e socioeconômicas.

Quanto à geração hidráulica nas usinas existentes, é crescente a concorrência do uso da água armazenada, fazendo com que os gestores públicos progressivamente adicionem maiores restrições operativas nestes reservatórios, seja para o atendimento de usos consuntivos ou por necessidades de ordem ambiental.

Em face das questões apresentadas, há a necessidade de se recorrer a ferramentas apropriadas para auxiliar a tomada de decisões operativas, como os modelos de otimização, desenvolvidos por diversos grupos de pesquisa do setor elétrico e universidades, os quais visam reduzir o custo da geração e transmissão de energia elétrica, evitar ou reduzir déficits fazendo uso otimizado dos recursos disponíveis.

Para o caso brasileiro, isso implica em maximizar a geração de energia hidrelétrica em modelos de longo prazo e minimizar a utilização do recurso, em modelos que operam no curtíssimo prazo, o que implica na operação integrada de reservatórios. As decisões operacionais em uma única usina hidrelétrica afetam de maneira não linear a própria usina, bem como todas as usinas a jusante.

O planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico brasileiro, desta forma, caracteriza-se como um problema de otimização dinâmico, de grande porte, interconectado,

com restrições de usos múltiplos da água, com restrições de intercâmbio, estocástico e não linear.

Ao considerar a aleatoriedade das precipitações e vazões e o fato de que a água armazenada não é utilizada exclusivamente para a geração de energia e é sujeita a outros usos consuntivos e não consuntivos, perdas por evaporação, controle de cheias etc., a utilização dos modelos de otimização torna-se ainda mais complexa, sujeita a inúmeras restrições as quais podem vir a provocar infactibilidades.

Por exemplo, quando se considera a restrição de mínima vazão defluente de Sobradinho igual a 1.300 m³/s e cenários de seca prolongada, como a ocorrida em 2017, em que a vazão afluente média anual atingiu valores da ordem de 800 m³/s, com a vazão mensal mínima por vezes pouco superior a 200 m³/s, conforme dados do Sistema de Acompanhamento de Reservatórios (SAR) da Agência Nacional de Águas (ANA, 2020), atinge-se patamares de armazenamento tão baixos que se torna impossível atender tal restrição.

Torna-se importante propor soluções adequadas para o tratamento das infactibilidades de modo a viabilizar a aplicação dos modelos de otimização em um panorama que aponta para restrições crescentes em meio às incertezas inerentes às variáveis hidrológicas.

Dentre os modelos de otimização aplicados ao setor elétrico brasileiro, existe o HIDROTERM, desenvolvido por Zambon (2008) e aprimorado por Zambon et al. (2012), o qual consiste em um sistema de suporte ao planejamento de sistemas hidrotérmicos de grande porte que considera as usinas hidrelétricas de forma individualizada e inclui modelos matemáticos de análise e tomada de decisão para o planejamento da geração térmica e intercâmbios de energia.

Este trabalho se propõe a estudar uma forma alternativa de tratamento das restrições de vazões mínimas no modelo HIDROTERM, modificando sua função objetivo e substituindo total ou parcialmente a restrição de mínima vazão defluente por penalidades ao seu não atendimento.

Adicionalmente, se propõe avaliar a eficácia da formulação proposta do modelo HIDROTERM no sentido de reduzir as infactibilidades em sua execução, bem como avaliar a interferência de diferentes restrições operativas e da qualidade dos dados de entrada nas respostas obtidas pelo modelo.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Este tópico apresenta uma revisão sobre as principais características da composição do setor elétrico brasileiro e os resultados da operação nas últimas duas décadas e um panorama da utilização de diversas técnicas de otimização na operação de sistemas hidrelétricos e hidrotérmicos, com destaque para os desafios crescentes na busca das melhores soluções.

2.1 O setor elétrico brasileiro e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2020), o Brasil possui, em operação, 8.947 empreendimentos de geração de eletricidade com uma capacidade instalada correspondente a 171.756 MW, conforme apresentado na Tabela 1. Aproximadamente dois terços deste total é proveniente de usinas hidrelétricas, sendo complementado por outras fontes de energia, tais como as de origem eólica, térmica, nuclear e solar.

Assim, o sistema elétrico brasileiro pode ser considerado um sistema hidrotérmico de grande porte, fortemente interligado pelas linhas de transmissão as quais cobrem praticamente todo o território nacional e forma, juntamente com os centros de demanda, o denominado Sistema Interligado Nacional (SIN).

O SIN, gerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para efeitos de planejamento da operação é dividido em quatro grandes subsistemas, correspondentes à região Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

A segunda fonte de energia com maior prevalência na matriz elétrica nacional são as térmicas. Nos últimos anos, a energia eólica também consolidou caráter de destaque no Brasil, garantindo o posto da terceira maior parcela da capacidade instalada e, por vezes, tem gerado mais energia que as fontes hidráulicas e térmicas no subsistema Nordeste em algumas semanas no ano (PEREIRA et al., 2019).

Tabela 1 - Matriz de Energia Elétrica Brasileira

Empreendimentos em operação							
Fonte	Total		N. de usinas	(MW)	N. de usinas	(MW)	%
Origem	Fonte nível 1	Fonte nível 2					
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de cana de açúcar	405	11.490	423	11.583	6,74%
		Biogás -AGR	3	8			
		Capim elefante	2	32			
		Casca de arroz	13	53			
	Biocombustíveis líquidos	Etanol	1	0	3	5	0,00%
		Óleos vegetais	2	4			
	Resíduos Florestais	Biogás - Floresta	1	5	106	3.255	1,90%
		Carvão vegetal	8	48			
		Gás de alto forno - Biomassa	12	128			
		Lenha	7	82			
		Licor negro	18	2.531			
		Resíduos florestais	60	461			
	Resíduos animais	Biogás -RA	14	4	14	4	0,00%
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás -RU	22	173	26	185	0,11%
		Carvão - RU	3	8			
		Resíduos Sólidos Urbanos - RU	1	4			
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	636	15.495	636	15.495	9,02%
Fóssil	Carvão mineral	Calor de processo - CM	2	28	23	3.597	2,09%
		Carvão mineral	13	3.203			
		Gás de alto forno - CM	8	366			
	Gás natural	Calor de processo - GN	1	40	167	14.614	8,51%
		Gás natural	166	14.574			
	Outros fósseis	Calor de processo - OF	4	166	4	166	0,10%
	Petróleo	Gás de alto forno - PE	1	1	2.288	9.086	5,29%
		Gás de refinaria	6	320			
		Óleo combustível	75	3.302			
		Óleo Diesel	2.189	4.440			
		Outros energéticos de petróleo	17	1.023			
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1.369	109.096	1.369	109.096	63,52%
Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990	2	1.990	1,16%
Solar	Radiação solar	Radiação solar	3.885	2.679	3.885	2.679	1,56%
Undi-Elétrica	Cinética da água	Cinética da água	1	0	1	0	0,00%
		Total	8.947	171.756	8.947	171.756	100,00%

Fonte: adaptado de ANEEL (2020).

Quanto aos resultados da operação do SIN, o gráfico da Figura 1, elaborado a partir do histórico da operação publicado pelo ONS (ONS, 2020a), sintetiza a composição da geração média mensal de eletricidade nas últimas duas décadas, com destaque para os percentuais de

armazenamento nos reservatórios do sistema (%Arm) e da produção de energia hidrelétrica (%Hidro).

Analisando-se o gráfico apresentado na Figura 1, é possível observar que nos últimos vinte anos, em média, 85% da geração de energia elétrica proveio de usinas hidrelétricas.

Também pode ser observada a descontinuidade na demanda ocorrida por ocasião do racionamento energético de 2001, quando a baixa capacidade de gerar energia elétrica por fontes não hidráulicas aliada a ocorrência de período hidrológicamente desfavorável motivou uma redução de cerca de 20% do atendimento (FALCETTA, 2015).

A participação da geração hidrelétrica permaneceu em média superior a 90% desde 2000 até o segundo semestre de 2012, quando passou a ocorrer um aumento na geração térmica que pode ser verificado até o início de 2016. Segundo Zambon et al. (2016), isto ocorreu devido a fatores diversos como o aumento normal da demanda, estratégias e atrasos na inauguração de novas usinas hidrelétricas, além de uma hidrologia desfavorável em importantes bacias do sistema.

A geração térmica não continuou sua trajetória de crescimento, pois outras fontes energéticas passaram a assumir maior importância relativa, notadamente a eólica. Desde 2015, a geração eólica vem registrando aumentos significativos de sua participação da geração de energia elétrica e tem superado 10% da geração de energia elétrica no SIN em várias ocasiões desde 2017. Em 2019, a geração eólica atingiu 13,8% de participação em seu pico mensal, e 9,5% na média anual.

Quanto ao armazenamento nos reservatórios do SIN, é possível observar pela Figura 1, e conforme apontado por Zambon et al. (2019a), que entre 2000 e 2012 o volume armazenado médio foi de 62%. Entre 2013 e 2020, o volume armazenado foi em média de apenas 38%. Esta observação também pode ser vista no trabalho apresentado por Hidalgo et al. (2020).

Mudanças nas decisões operativas e nas estratégias de expansão, inclusive com o aumento na participação de usinas à fio d'água e, conseqüentemente, perda da capacidade relativa de regularização do SIN (FALCETTA et al., 2014), uma sequência de eventos hidrológicos desfavoráveis (ZAMBON et al., 2016) e a variação da demanda têm colaborado para um incremento na sazonalidade na participação hidrelétrica na geração de energia elétrica, o qual pode ser claramente observado a partir de 2017.

É neste cenário de incremento na sazonalidade de atendimento à demanda por fontes hidráulicas e aumento de participação de outras fontes, que a necessidade de se utilizar modelos de otimização que melhor representem o sistema real e permitam aos gestores tomar decisões mais acertadas na operação e nas estratégias de expansão de um sistema complexo como o SIN se faz mais presente.

O item a seguir traz um panorama histórico do uso de técnicas de otimização para operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte.

2.2 Técnicas de otimização para planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte

Segundo Zambon (2008), tanto o planejamento como a operação interligada de sistemas hidrotérmicos compostos por múltiplos reservatórios é complexa, exigindo a utilização de modelos de otimização, uma vez que é desejável não somente minimizar custos de operação, como também os riscos de não conseguir atender a demanda crescente de energia elétrica e dos usos concorrentes dos recursos hídricos.

O trabalho de Labadie (2004) apresenta-se como uma ampla revisão bibliográfica sobre a modelagem de operação de reservatórios e as técnicas empregadas na otimização destes sistemas, dentre as quais destacam-se Programação Linear (PL), Programação Não-Linear (PNL), Programação Linear Sucessiva (PLS) e Programação Dinâmica (PD).

O autor também aponta para a necessidade de se utilizar os modelos de otimização acoplados a sistemas de suporte a decisão (SSD), como uma importante forma de aumentar a confiabilidade da utilização desses modelos e evitar erros grosseiros dos operadores na sua operação e destaca a utilização do modelo MODSIM, desenvolvido em 1979 pela Colorado State University, como exemplo de uma aplicação positiva de um SSD.

Além deste trabalho, outros autores também já discorreram sobre o uso de técnicas de simulação e de otimização na análise de sistemas de recursos hídricos, como pode ser visto em trabalhos de diversos autores, tais como os elaborados por Yeh (1985), Simonovic (1992), Wurbs (1993) e Momoh et al. (1999).

Estes autores se utilizaram de variadas técnicas de otimização para atingir os objetivos necessários a cada modelo de otimização desenvolvido, como, por exemplo:

- Programação linear (PL) (BECKER; YEH, 1974; DIBA et al., 1995; LOAICIGA, 2002);
- Programação não linear (PNL) (CHU; YEH, 1978; SAKARYA; MAYS, 2000; CASTRO; GONZÁLEZ, 2004);
- Programação dinâmica (PD) (BECKER; YEH, 1974; YAKOWITZ, 1982; BRAGA et al., 1991);
- Algoritmos genéticos (CHANG; CHEN, 1998).

As técnicas de otimização são aprimoradas à medida que o poder computacional avança e se populariza, com uma forte tendência à adoção de modelagens multiobjetivo e à adoção de algoritmos que se utilizam de processamento paralelo.

Chang (2008) destaca a importância de se valorizar a utilização de algoritmos genéticos na otimização da operação de sistemas de múltiplos reservatórios e sugere a utilização de funções de penalidade, as quais, infelizmente, segundo o autor, precisam ser estudadas caso a caso, uma vez que sua formulação é dependente do problema a ser resolvido.

Nicklow et al. (2009) discorre sobre o estado da arte da utilização de avançadas técnicas de otimização envolvendo algoritmos evolucionários, os quais são considerados pelo autor um avanço frente aos algoritmos genéticos tradicionais, destacando a flexibilidade e capacidade destes na resolução de problemas de elevada complexidade e quase sempre envolvendo otimizações multiobjetivo e técnicas de processamento paralelo.

Mendes (2012) aponta para a possibilidade de se considerar outros usos da água atendidos pelo sistema de reservatórios na forma de restrições ou como parte dos objetivos e destaca que as restrições operativas nos sistemas hidrotérmicos vêm se tornando crescentes à medida que aumentam os conflitos por usos múltiplos das águas armazenadas.

Zhang et al. (2012) trata a otimização da operação de sistemas hidrotérmicos em uma abordagem multiobjetivo, onde critérios ambientais, notadamente o de emissões de gases estufa, são utilizados como parâmetros na otimização, além de se considerar o critério de menor custo de geração de energia, tradicionalmente adotado neste tipo de modelagem.

Li et al. (2014) faz uso de um algoritmo de programação dinâmica para resolver um sistema de cinco reservatórios da China utilizando um supercomputador de 350 núcleos de processamento e conclui que a utilização de computação multinúcleo permite a resolução de problemas antes insolúveis e reduz o efeito negativo que a dimensionalidade traz para os modelos de otimização.

Voltando à questão relativa à aplicação de modelos de otimização ao setor elétrico brasileiro, destaca-se que o Brasil utiliza institucionalmente desde 1970 modelos de planejamento para a operação de seu sistema de reservatórios, com a utilização do Método da Curva Limite Inferior do Armazenamento, de caráter determinístico (ZAMBELLI, 2009).

Zambelli (2009) discorre que este método se baseava no limite inferior dos níveis dos reservatórios do sistema, a partir da série histórica de vazões mais desfavorável hidrológicamente, permitindo atendimento à demanda com mínima utilização do parque térmico.

Gomes (2012) aponta que, a partir de 1979, passou-se a utilizar um modelo baseado na técnica da Programação Dinâmica Estocástica (PDE) desenvolvido pela Eletrobrás, por meio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Como o sistema ainda não trabalhava de forma integrada, o modelo considerava a redução em sistemas equivalentes de energia, sem, contudo, considerar o intercâmbio entre eles.

Este modelo, à época, foi considerado inviável devido ao reduzido potencial computacional e à maldição da dimensionalidade. Na medida em que os sistemas de transmissão foram sendo construídos, o modelo passou a não mais representar adequadamente o sistema elétrico brasileiro. O intercâmbio entre os subsistemas energéticos foi acrescentado com a utilização de técnicas mais modernas, entre as quais a programação dinâmica dual estocástica (PDDE), conforme Pereira e Pinto (1985).

As bases do modelo utilizado atualmente, NEWAVE (CEPEL, 2013a), surgiram deste estudo da década de 1980, o qual já considerava a agregação de reservatórios em quatro subsistemas equivalentes (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). As restrições deste modelo são consideradas de forma simplificada e se propõe uma mesma condição hidrológica para as usinas de um mesmo subsistema.

Os modelos NEWAVE (CEPEL, 2013a) e DECOMP (CEPEL, 2013b) são utilizados atualmente pelo setor elétrico brasileiro para auxiliar o planejamento mensal e semanal da operação.

O modelo NEWAVE utiliza PD como técnica de otimização e apresenta um maior horizonte de planejamento e considera as usinas agrupadas em reservatórios equivalentes,

denominados subsistemas, representando de forma detalhada a estocasticidade das afluições e as projeções de oferta e de demanda. Já o modelo DECOMP é aplicado a um horizonte de planejamento compatível com a operação de curto prazo e desagrega os subsistemas em usinas individualizadas.

A partir de janeiro de 2020, o setor elétrico brasileiro incorporou modificações importantes aos modelos NEWAVE e DECOMP (ONS, 2019) e acrescentou o modelo DESSEM ao rol de modelos necessários ao planejamento da operação do SIN. O modelo DESSEM é utilizado para auxiliar a programação diária, uma vez que opera em intervalos de até meia hora em um horizonte de planejamento de curtíssimo prazo.

Quanto às modificações dos modelos já utilizados anteriormente, há considerações mais realistas dos múltiplos usos da água nos reservatórios do SIN, de modo a valorar adequadamente a água em cenários conflituosos da gestão dos recursos hídricos, adotando-se penalidades quando da ocorrência de violação do volume mínimo operativo, evitando o esvaziamento de reservatórios estratégicos à segurança do sistema.

A solução inicial dos modelos foi alterada para a média dos cenários possíveis de afluição, reduzindo a ocorrência de infactibilidades para o caso de meses mais secos.

Além dos modelos utilizados oficialmente, outros pesquisadores desenvolveram modelagens alternativas para otimização da operação do setor elétrico brasileiro. Os estudos apresentados por Braga et al. (1991) mostram a utilização de modelo em PDE para auxiliar na operação em tempo real das usinas do rio Tietê, combinando métodos determinísticos para reduzir o tempo de processamento do modelo.

O modelo SISOPT (BARROS et al., 2003) foi pioneiro na aplicação de PNL em sistemas de usinas hidrelétricas consideradas de maneira individualizada, aplicando técnicas de otimização a um sistema com 75 empreendimentos. A interface deste modelo foi desenvolvida em planilha eletrônica e rotinas de otimização em PNL e PLS escritas na linguagem de programação Fortran.

Também utilizando técnicas de PNL e rotinas similares às adotadas pelo modelo SISOPT, o modelo SolverSIN, desenvolvido por Lopes (2007), agrega as usinas em subsistemas, de modo similar ao já aplicado pelo setor elétrico brasileiro.

Partindo de formulação básica semelhante ao modelo SISOPT, Zambon (2008) desenvolveu o modelo HIDROTERM, acrescentando geração térmica, conceito de subsistemas e intercâmbios, expansão do sistema, variação da demanda no tempo e topologia variável. Nele as usinas hidrelétricas são consideradas individualmente e demais fontes, além das demandas, são representadas por subsistemas.

O modelo apresenta interface gráfica amigável e assume a forma de um SSD, permitindo a importação dos dados oficiais utilizados pelo SIN, sendo possível utilizá-lo como uma ferramenta efetiva de análise e tomada de decisão. O pacote computacional General Algebraic Modeling System (GAMS, 2020) é o que torna possível a aplicação da técnica da PNL com diferentes algoritmos de otimização como o MINOS, o CONOPT e o SNOPT.

Inicialmente, o modelo HIDROTERM (ZAMBON, 2008) considerava apenas as afluições de forma determinística; atualmente o modelo vem sendo aprimorado para representar cenários de vazões utilizando uma abordagem estocástica (ZAMBON et al., 2013). Esta transição conta com diversos mecanismos que reduzem o tempo de processamento computacional do mesmo, entre as quais a simplificação das não linearidades (SILVA et al., 2013) e algumas peculiaridades que serão exploradas posteriormente no item 4.2 desta tese.

As infactibilidades causadas por restrições as quais não podem ser atendidas em determinadas circunstâncias hidrológicas ou, simplesmente, pela utilização de dados de entrada inconsistentes são um grande desafio para a implementação da formulação estocástica do modelo HIDROTERM e são objeto de estudo deste trabalho.

Além do modelo HIDROTERM, cabe destacar que a modelagem da operação hidrotérmica no Brasil é objeto de estudos desenvolvidos por outras universidades e grupos de pesquisa brasileiros.

O Modelo de Otimização do Despacho Interligado Nacional (ODIN) foi desenvolvido pela Unicamp por pesquisas que tiveram início com o trabalho de Carvalho e Soares (1987) e vem sendo aprimorado desde então. Este modelo determinístico utiliza as técnicas de programação não-linear para otimizar a operação do setor elétrico a usinas individualizadas, de maneira similar à formulação atual do modelo HIDROTERM.

O Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico (MDDH) foi desenvolvido pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e a PUC-Rio visa a geração de séries sintéticas de vazões a serem utilizadas na operação simulada do setor elétrico. Segundo Souza et al. (2012), o modelo utilizado é programado em PDE usando o algoritmo da envoltória convexa. Outros trabalhos, como o de Dias et al. (2010) e Oliveira et al. (2011) também tratam de desenvolvimentos deste modelo.

Larroyd (2016) desenvolveu em sua tese de doutorado no LabPlan (Laboratório de Planejamento de Sistemas Elétricos de Potência), vinculado à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), um modelo estocástico para planejamento de médio prazo do sistema

hidrotérmico considerando usinas individualizadas e relaxando restrições operativas a fim de evitar a ocorrência de infactibilidades.

2.2.1 Classificação dos modelos de otimização de sistemas hidrotérmicos

Os modelos de otimização de sistemas hidrotérmicos podem ser classificados levando-se em conta três dimensões importantes, permitindo que a formulação hidráulica, as demandas e a geração de outras fontes de energia sejam consideradas com graus de simplificação compatíveis em cada escala de representação. Estas dimensões são: temporal, espacial e relativa ao tratamento das incertezas das afluências e demandas.

Quanto à dimensão temporal, os modelos podem representar a escala de tempo de forma anual, em estudos que subsidiem as estratégias de expansão do sistema elétrico; de forma mensal, com ou sem patamares de carga, adequada ao planejamento da operação, geralmente considerando um horizonte típico de dois a cinco anos; de forma horária, a qual permite definir estratégias de operação em tempo real.

Quanto à dimensão espacial, o modelo pode considerar os reservatórios agregados em sistemas equivalentes como feito pelos modelos NEWAVE ou SolverSIN. Uma solução intermediária seria representar o sistema hidrelétrico por bacias hidrográficas. A representação pode ser de modo individualizado, por usina, que é o caso dos modelos SISOPT e HIDROTERM.

Esta variabilidade na forma de considerar as dimensões existentes nos sistemas hidrotérmicos é percebida em trabalhos como, por exemplo, o de Hidalgo et al. (2015), em que os autores tratam de modelos de otimização para o curtíssimo prazo e levam em conta em sua formulação a individualização de turbinas e escala de tempo horária. O modelo proposto pelos autores é considerado híbrido e multiobjetivo, utilizando algoritmos genéticos e programação não linear, visando permitir um aumento na eficiência na operação das unidades geradoras e reduzir o custo de manutenção delas.

Considerando a dimensão temporal em escala diária, no trabalho de Xu et al. (2015) os autores verificam os impactos que a operação do setor elétrico no curto prazo provoca na geração hidráulica no longo período com a utilização de modelos multiobjetivo com escala temporal diária em cascata de reservatórios.

Os objetivos considerados (minimizar vertimentos e valorizar o armazenamento) são conflitantes e impactam no armazenamento final de um sistema de reservatórios. Desta forma,

destacam a importância da utilização de modelo que possa ser atualizado frequentemente com a entrada de dados de previsão de aflúências mais próximos da realidade.

Os autores concluem que as incertezas nas aflúências de longo termo precisam ser analisadas utilizando técnicas robustas, uma vez que a estratégia de valorizar os armazenamentos nos reservatórios só apresenta benefícios significativos em cenários de baixas ou médias vazões afluentes, sendo prejudicial utilizar desta estratégia em cenários mais úmidos.

Estas conclusões também são apresentadas por Xu et al. (2017), que sugerem a utilização de penalidades econômicas para ajustar o comportamento do modelo nas operações do curto prazo.

Quanto ao tratamento das incertezas das aflúências e demandas, a abordagem pode ser determinística, com operação do sistema com base em cenário único de dados de vazões afluentes, ou estocástica, com a utilização de múltiplos cenários probabilísticos de vazões afluentes.

Independente da forma a qual os modelos de otimização a usinas individualizadas assumem, é evidente que existem diversos pontos de atenção a serem considerados quando da entrada de dados e de sua operação, visando minimizar a ocorrência de inconsistências na representação das usinas e suas respectivas aflúências, bem como permitindo a redução dos cenários que resultem de infactibilidades em sua execução. Estes assuntos serão tratados no item a seguir.

2.3 Modelagem do SIN a usinas individualizadas: pontos de atenção e fontes de infactibilidades

Neste item serão apresentadas as particularidades inerentes à utilização do modelo HIDROTERM, objeto de estudo deste trabalho, e as principais fontes de infactibilidades que podem dificultar a sua correta execução e operação, bem como os principais pontos de atenção a serem considerados quando da modelagem da operação dos reservatórios do SIN por usinas individualizadas.

Hidalgo (2004) apresenta, em sua dissertação de mestrado, o desenvolvimento de um sistema de consulta e consolidação dos dados cadastrais das usinas hidrelétricas brasileiras, uma vez que, segundo a autora, a inconsistência destes dados pode provocar o comportamento inesperado ou até mesmo resultados incoerentes apresentados pelos modelos de otimização utilizados no planejamento e operação do SIN.

Lopes (2007) alerta para a dificuldade de se obter dados que adequadamente representem as características físicas e as restrições operativas de cada empreendimento hidrelétrico do SIN, de forma individualizada. Segundo o autor, muitos dados foram estimados à época do projeto de muitas usinas, sem que tenham sofrido verificações posteriormente à sua implantação ou mesmo fossem atualizados com as progressivas modificações que a própria operação dos reservatórios ocasionou no regime natural dos cursos d'água.

Ambos os autores, portanto, destacam a importância de validar de forma individualizada, por empreendimento, os dados de entrada e apontam para a necessidade de automatizar a verificação de consistência dos dados, bem como buscar formas alternativas de tratamento das restrições.

Na sequência, serão apontadas considerações relacionadas aos diversos dados de entrada do modelo HIDROTERM e os pontos de atenção quando da utilização dos dados oficiais disponibilizados pelo setor elétrico brasileiro.

2.3.1 Fontes de infactibilidades: aflúências naturais e mínimas defluências

O planejamento energético no Brasil, por depender fortemente da geração hidráulica, acaba sendo extremamente dependente da existência de séries naturais de vazões afluentes. Via de regra, as previsões da operação são realizadas com estimativas de séries futuras sintéticas construídas a partir dos parâmetros estatísticos das séries históricas de aflúências, as quais, no caso do SIN, consistem em séries de vazões médias mensais desde 1931, atualizadas mensalmente.

O problema gerado por esta prática é a consideração de que as séries de vazões são estacionárias e, portanto, o comportamento das bacias hidrográficas é o mesmo ao longo do tempo, o que nem sempre é verdade.

Mudanças no uso e ocupação do solo, por exemplo, induzem modificações importantes no regime de aflúências de uma bacia hidrográfica e, até mesmo, a implantação de empreendimentos hidrelétricos modifica o regime natural das vazões, fazendo com que a hipótese de estacionariedade das aflúências seja falsa e, segundo Detzel et al. (2011), interfira na confiabilidade das aflúências geradas sinteticamente quando considerada.

Neste sentido, Queiroz et al. (2019) valem-se do conceito de energia firme, aplicando diversos modelos climáticos que apontam para existência de uma tendência de modificação na geração hidrelétrica em todo o SIN. Segundo os autores, para a maioria dos subsistemas, com

exceção da região Sul, há uma forte tendência de redução nas afluições e, conseqüentemente, redução na disponibilidade de energia hidrelétrica no Brasil como um todo.

Os autores apontam para a necessidade de inclusão de análises climáticas quando da modelação em longos horizontes de planejamento e criticam a estratégia de se utilizar cenários fixos de afluições para a estimativa de parâmetros relevantes à operação e expansão do SIN.

Lucena et al. (2008) destacam a não estacionariedade de várias séries de afluições e exemplificam os casos das bacias do São Francisco e do Paraíba do Sul, as quais além de estarem com tendência de vazões afluentes decrescentes, apresentam forte incremento nos usos consuntivos nas últimas décadas, situação que deve se agravar nos próximos anos.

Para os autores, este é um exemplo de situação crítica quanto ao planejamento energético de longo prazo, reduzindo o potencial de geração hidrelétrica destas bacias e colocando em risco o suprimento de água para atendimento de demais usos.

Dias et al. (2018) apontam para a necessidade de uma análise sistêmica dos impactos das mudanças climáticas na operação dos reservatórios do SIN, uma vez que a não estacionariedade das vazões afluentes é apenas consequência de uma série de fatores atrelados ao clima, dentre os quais podem ser citados, a modificação do uso e da cobertura do solo, que induzem modificações na temperatura da superfície terrestre, conseqüentemente alterando o regime de ventos e precipitações.

Os autores destacam que estas modificações alteram o regime das vazões afluentes, agravam a sedimentação dos reservatórios existentes, impactando na vida útil de seus respectivos volumes e conseqüentemente na disponibilidade hídrica, aumentando os conflitos de uso da água e afetando diretamente a geração de energia hidrelétrica.

Para tratar a não estacionariedade de vazões, autores como Vogel et al. (2011) propõem aplicações de fatores de multiplicação em vazões extremas em bacias dos Estados Unidos, ao mesmo tempo que se aplicam fatores de redução em períodos de retorno de eventos extremos cada vez mais frequentes devido à não estacionariedade das vazões em inúmeras bacias hidrográficas.

As dificuldades na otimização e na previsibilidade da operação do sistema em cenários de seca, tal como apontado por Zambon (2015) e Zambon et al. (2015), são exemplos das fragilidades inerentes à consideração de um modelo estacionário de vazões afluentes, uma vez que são nestas situações em que os modelos de otimização, inclusive o HIDROTERM, se deparam mais fortemente com as restrições de mínimas vazões defluentes, as quais podem levar a situações infactíveis.

I. Situações relacionadas às afluições naturais que podem culminar em infactibilidades

A série histórica de afluições e demais dados de entrada do modelo NEWAVE são atualizados pelo ONS e publicados mensalmente pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) na forma de “decks”. Cada “deck” apresenta um conjunto com algumas dezenas de arquivos de dados, nos quais estão incluídas características físicas das usinas componentes do SIN, sendo consideradas também as usinas previstas para a expansão em um horizonte de até cinco anos.

Um conjunto de regras publicado pelo ONS em diversos documentos de caráter normativo, visando a definição de Procedimentos de Rede e padronizando a forma como os dados de entrada do modelo NEWAVE são obtidos. Com as vazões afluentes não é diferente: o submódulo 9.2 – Acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2020b) – define os critérios necessários para a obtenção das afluições naturais a cada um dos aproveitamentos hidrelétricos do SIN.

As vazões naturais médias mensais são calculadas a partir da medição de dados diários corrigidas dos usos consuntivos, da operação dos reservatórios a montante e das perdas por evaporação. Na ausência de medições fluviométricas, o ONS prevê também a utilização de técnicas de regionalização de vazões para preenchimento da série histórica necessária à operação do modelo NEWAVE.

Estes critérios, publicados periodicamente em um documento intitulado “Atualização de séries históricas de vazões” (ONS, 2016), destacam as complexidades individuais de bacias hidrográficas que demandam critérios sistematizados para a obtenção das séries históricas sintéticas de vazões médias mensais que são utilizadas como dados de entrada dos modelos de otimização utilizados pelo setor elétrico brasileiro.

O documento considera a existência de bombeamentos, desvios, transposições de rios e trechos artificiais como algumas das situações que tornam mais complexos os tratamentos da reconstituição das vazões naturais de alguns aproveitamentos.

Exemplos em que esta situação é aplicável são destacados no documento, indicando a regra de formação das vazões apresentadas em cada “deck”, como é o caso das bacias do rio Paraíba do Sul, do sistema Alto Tietê, das usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos na junção Tietê/Paraná, no complexo Paulo Afonso/Moxotó, no desvio do rio Jordão para montante de Segredo, na operação integrada Belo Monte/Pimental etc. Algumas destas situações serão comentadas posteriormente nesta tese, no item 2.3.3.

Estas regras para cálculo das séries de vazões naturais podem ocasionar em inconsistências na série histórica de afluições à medida em que estas passam a não atender o necessário para contemplar as perdas por evaporação ou usos consuntivos. Esta situação foi observada nas vazões médias mensais das usinas de Simplício e Belo Monte, que apresentavam vazões afluentes iguais a zero em alguns meses do histórico, conforme pode ser visto na Tabela 2.

Tabela 2 – Vazões afluentes inconsistentes detectadas no histórico

Usina	Meses com vazões inconsistentes	Ação adotada
Simplício	10/2014 e 10/2015	Adotar $Q_{\min} = 5 \text{ m}^3/\text{s}$
Belo Monte	10/1963, 08/1969, 09/1971, 08/1998 e 10/1998	Adotar $Q_{\min} = 20 \text{ m}^3/\text{s}$

Lopes (2007) destaca também a pouca representatividade das afluições em períodos antigos, pois certamente muitas regras de formação das afluições se reportam a postos fluviométricos únicos, muitas vezes a grande distância dos pontos de interesse.

Os “decks” contemplam, além das afluições mensais, diversas restrições operativas dos empreendimentos hidrelétricos, as quais podem variar de forma mensal ou sazonal em cada uma das usinas hidrelétricas e referem-se às mínimas defluências exigidas, aos volumes mínimo e máximo dos reservatórios (volume de espera); à cota do canal de fuga a jusante de cada usina hidrelétrica, aos coeficientes de indisponibilidade de máquinas por conta de manutenções programadas, retiradas para usos consuntivos e/ou desvios etc.

Quando se considera a ocorrência de infactibilidades por conta do não atendimento destas restrições operativas, destaque especial será dado às mínimas defluências, apresentadas na sequência.

II. Situações relacionadas às mínimas defluências que podem culminar em infactibilidades

De modo análogo às afluições, uma análise detalhada na restrição de mínimas defluências também desempenha importante papel na redução das infactibilidades na operação do modelo HIDROTERM.

As restrições de mínima defluência, bem como outras restrições operativas dos reservatórios do SIN, estão contempladas no “Inventário das Restrições Operativas

Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos” (ONS, 2011), publicado regularmente pelo ONS.

Em muitos casos, na falta de melhor conhecimento sobre as necessidades e processos ambientais nas bacias, foi utilizado como critério a simples repetição como restrição das vazões mínimas observadas no histórico, conforme apontado por Lopes (2007) e por Zambon (2015).

Essa situação não corresponde à realidade, uma vez que podem ser necessários valores sazonais a fim de que sejam atendidas necessidades específicas de cada bacia. Isto se deve ao fato de que a vazão defluente total mínima deve ser observada visando atendimento de necessidades ambientais como, por exemplo, períodos de piracema.

Ainda de acordo com ONS (2011), os critérios para estabelecimento da restrição de defluências mínimas são diversos, entre os quais podem ser citados a necessidade de preservação da morfologia fluvial e da ictiofauna, a preservação de outorgas de usos consuntivos a jusante (abastecimento público de água e irrigação, por exemplo), a manutenção de trechos de vazão reduzida (TVR), permitir a navegabilidade dos trechos a jusante, evitar danos as estruturas hidráulicas etc.

A adoção de valores bem superiores às mínimas afluições observadas historicamente dificulta o atendimento destas restrições operativas, sobretudo nas usinas à fio d'água, onde não há volume útil que possa contribuir com o atendimento das vazões defluentes, aumentando o risco de não atendimento da restrição quando em períodos de hidrologia desfavorável.

Períodos longos de estiagem, com vazões afluentes mensais inferiores à restrição de defluência mínima, também provocam infactibilidades em usinas com capacidade de reservação, na medida em que o armazenamento vai progressivamente sendo deplecionado, tornando impossível o atendimento da restrição. Isto pôde ser visto na seca ocorrida durante os anos de 2012 e 2015 com a usina de Sobradinho, por exemplo.

A situação também é agravada quando se considera volume de espera para controle de cheias, o que provoca a redução do volume útil das usinas que apresentem reservatórios de grande porte, diminuindo a flexibilidade de operação e levando a infactibilidades por não atendimento à equação da continuidade.

A Tabela 3 apresenta as usinas em que o valor de vazão mínima do histórico de afluições foi inferior ao valor da vazão defluente mínima exigida para as usinas do SIN.

Tabela 3 – Q mínima histórico x Vazão defluente mínima exigida para usinas do SIN

Usina	Q mín hist. (m³/s)	Data Ocorrência	Rmin exigida (m³/s)	Usina	Q mín hist. (m³/s)	Data Ocorrência	Rmin exigida (m³/s)
A. A. Laydner	55	Nov/1934	147	Jirau	1.386	Set/1939	3.240
A.S. Oliveira	12	Set/1969	19	Lajeado	194	Set/2017	255
Baixo Iguaçu	160	Ago/1944	200	M. de Moraes	113	Out/2014	149
Balbina	19	Fev/1983	390	Machadinho	44	Mai/1952	120
Barra Grande	13	Mai/2012	16	Marimbondo	245	Out/2014	312
Batalha	8	Out/2016	23	Mascarenhas	93	Out/2017	210
Belo Monte	20(*)	Out/1998	300	Mauá	27	Mai/1952	60
Boa Esperança	151	Set/2017	240	Miranda	42	Out/2014	64
Caconde	8	Out/2014	32	P. Afonso – Moxotó	219	Out/2017	600
Camargos	24	Out/2014	34	P. Passos	46	Ago/2015	120
Candonga	28	Out/2015	58	Passo São João	21	Jun/1945	50
Capim Branco I	42	Out/2014	72	Peixe Angical	150	Set/2017	360
Capim Branco II	42	Out/2014	72	Ponte de Pedra	28	Out/1963	35
Corumbá I	47	Set/2017	120	Porto Colômbia	143	Out/2014	189
Emborcação	48	Set/2017	100	Promissão	135	Set/1969	160
Estreito	115	Out/2014	153	Queimado	4	Out/2017	8,8
Estreito (Tocantins)	527	Set/2017	744	Retiro Baixo	10	Out/2017	28
Fontes	3	Set/2017	6	Salto Caxias	148	Set/1944	200
Funil	50	Out/2014	70	Salto Osório	119	Set/1944	200
Funil Grande	48	Out/2014	60	Santa Branca	23	Ago/2015	30
Furnas	102	Out/2014	131	Santa Clara	5	Set/2016	15
Garibaldi	17	Mai/1952	81	Santo Antonio	1.407	Set/1939	3.293
Guilman - Amorim	11	Out/2015	19	São José	20	Jun/1945	44
Igarapava	119	Out/2014	172	Serra da Mesa	91	Set/2017	300
Irapé	5	Set/2014	23	Sobradinho	213	Out/2017	600
Itá	49	Mai/1952	150	Teles Pires	313	Out/1972	500
Itaparica	219	Out/2017	600	Três Marias	30	Set/2017	80
Itapebi	14	Out/2015	38	Tucuruí	1.080	Out/2017	2.000
Itiquira II	17	Nov/1962	40	Volta Grande	126	Out/2014	178
Itutinga	24	Out/2014	34	Xingó	222	Out/2017	600
Jaguara	116	Out/2014	168				

Fonte: elaborada pelo autor (*) com as correções de afluições inconsistentes incorporadas.

Alguns autores, como pode ser visto em Collischonn et al. (2005), defendem a implementação de um hidrograma ecológico como regra operativa para as restrições de mínima defluência onde há a necessidade prioritariamente ambiental de se preservar ecossistemas hídricos a jusante de empreendimentos hidrelétricos.

Segundo Collischonn et al. (2005), o conceito de vazão ecológica, em que se define um valor constante para a restrição de mínima defluência, não é suficiente para atender a qualidade ambiental dos ecossistemas ribeirinhos, os quais necessitam da preservação não apenas das vazões mínimas, como também das magnitudes e frequências dos eventos sazonais de cheias e estiagens.

Para os autores, há de se restituir um cenário de vazões defluentes variáveis que imitem os processos naturais de cheia e estiagem, reconstituindo-se o hidrograma natural dos ambientes lóticos, garantindo o atendimento de necessidades ecossistêmicas, sem prejuízo às atividades humanas, adotando ferramentas colaborativas de manejo e gestão do recurso hídrico, minimizando a ocorrência de conflitos pelo uso da água.

Eles concluem o trabalho sugerindo a adequação das estruturas hidráulicas existentes e da forma como as restrições operativas são implementadas nos modelos de alocação de água e de gestão do recurso hídrico, com a consequente adoção de resoluções elaboradas em conjunto com agentes ambientais que permitam liberações de vazões variáveis no tempo, possibilitando a ocorrência de cheias e estiagens naturais, com mínimo prejuízo às atividades econômicas, entre as quais a geração de energia.

O relatório técnico intitulado “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN” (EPE/CEPEL, 2017), publicado em abril de 2017 conjuntamente pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e pelo CEPEL, validado por portaria MME (Ministério de Minas e Energia) n.º 178, de 03 de maio de 2017, lista parâmetros e premissas adotadas pelo modelo NEWAVE e indica, entre outros parâmetros, a adoção de penalidades econômicas no valor da função objetivo pelo não cumprimento da demanda de energia, pelo não atendimento ao desvio da água e/ou usos consuntivos e, por fim, pelo não atendimento da restrição de vazão mínima.

Desta forma, a partir da publicação desta orientação, o modelo NEWAVE passou a considerar valores sazonais de restrições operativas e a utilizar penalidades econômicas pelo não cumprimento das vazões defluentes mínimas. A proposta de modificação de formulação do modelo HIDROTERM apresentada neste trabalho permitirá dar tratamento semelhante a essa importante restrição.

Esta proposição de substituição de restrições por penalidades ou benefícios incorporados diretamente à função objetivo do modelo HIDROTERM foi utilizada por Mendes (2012), Mendes et al. (2015) e Zambon (2015), de modo a proporcionar não só o atendimento ao objetivo principal, ou seja, maximizar a geração hidrelétrica, como também auxiliar a gestão do atendimento dos usos consuntivos na bacia do rio São Francisco.

2.3.2 Fontes de infactibilidades: polinômios Cota de Jusante x Defluência

Lopes (2007) destaca a ausência de aferição dos valores das cotas dos canais de fuga de projeto os valores reais decorrentes das defluências nos empreendimentos hidrelétricos. Esta ausência na aferição implica na estimativa incorreta das quedas e, consequentemente, no cálculo incorreto da energia gerada pelos empreendimentos hidráulicos nos modelos de otimização.

Além da incerteza introduzida nos modelos de otimização, Hidalgo (2009) e Hidalgo et al. (2009) apontam a ocorrência de polinômios de defluência que não representam corretamente as variáveis neles demonstradas, assumindo valores infactíveis, destacando-se nos resultados inconsistentes o polinômio de jusante de Xingó.

Hidalgo et al. (2010) e Hidalgo et al. (2012) destacaram a importância de se consolidar os dados das hidrelétricas brasileiras de forma sistemática, de modo a atualizar parâmetros e garantir a eficácia das modelagens que norteiam a operação e a expansão do SIN, apresentando um exemplo de calibração de um polinômio de jusante a partir de pares de dados observados de cota de jusante e vazão defluente em que a nuvem de pontos não correspondeu à curva teórica apontada no cadastro do empreendimento analisado.

Khenayfis (2017) destaca que grande parte das relações entre a cota de jusante e a defluência de uma usina, indicadas no “deck” na forma de coeficientes de um polinômio de quarto grau, foram determinadas há muitos anos e não mais guardam uma relação coerente com a realidade.

A situação abordada pelo autor torna-se ainda mais evidente quando há presença de remanso provocado pela construção de novos empreendimentos hidrelétricos a jusante, tal como pode ser observado por Marchi et al. (2013), apontando uma redução na geração de energia da ordem de 400 MW provocada pela redução na queda bruta de parte dos reservatórios em cascata por efeito do remanso.

Considerando a possibilidade dos polinômios cota de jusante x defluência resultarem em dados sem sentido físico, neste trabalho, como forma de continuar as análises preliminares

apresentadas por Zambon et al. (2019b), foi realizada uma avaliação minuciosa das funções matemáticas que representam a variação de cota do canal de fuga de jusante de acordo com a defluência total.

Nesta avaliação, foram observadas situações em que os polinômios apresentaram comportamento decrescente, inclusive com possibilidade de retornarem valores de cota de jusante negativas, e casos em que os polinômios de jusante apresentaram rápido crescimento na cota de defluência.

Problemas deste tipo foram detectados principalmente nos polinômios de jusante de cinco usinas: Ilha dos Pombos, Salto Grande, Xingó, Jauru e Coaracy Nunes como pode ser observado da Figura 2 até a Figura 6.

Figura 2 - Polinômios cota de jusante x defluência de Ilha dos Pombos.

Figura 3 - Polinômio cota de jusante x defluência de Salto Grande.

Figura 4 - Polinômio cota de jusante x defluência de Xingó.

Figura 5 - Polinômio cota de jusante x defluência de Jauru.

Figura 6 - Polinômio cota de jusante x defluência de Coaracy Nunes.

2.3.3 Pontos de atenção: representações de complexos hidrelétricos no modelo HIDROTERM e a situação particular de algumas usinas

Conforme Zambon et al. (2019b), é importante que sejam tomadas decisões consistentes quando da operação de algumas circunstâncias particulares, mesmo quando se considera a modelagem por usinas individualizadas, caso do modelo HIDROTERM.

A escolha da correta representação de complexos hidrelétricos e da operação consistente de usinas hidrelétricas que exijam intervenções específicas no fluxo natural dos cursos d'água são exemplos destas circunstâncias. Nos casos envolvendo complexos de hidrelétricas, ainda que sejam empreendimentos hidrelétricos distintos, a existência de uma interligação faz com que o conjunto opere como sendo uma única usina.

Para estas situações especiais, o cadastro destes empreendimentos no banco de dados publicado pelo ONS considera de modo redundante tanto a operação em separado como o conjunto unificado, com o somatório das potências instaladas, volumes, vazões incrementais e a correta definição das ligações a montante e a jusante. No momento da execução dos modelos de otimização, a redundância é evitada considerando-se ativas apenas as usinas correspondentes ao complexo.

As usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos foram por muito tempo consideradas como um único empreendimento hidrelétrico, uma vez que estão conectadas entre si por meio do Canal Pereira Barreto. Entretanto, desde julho de 2018, as atualizações dos dados publicados pelo ONS fazem a separação dos dois empreendimentos.

O ONS ainda considera de forma integrada as usinas de Paulo Afonso I, II, III e IV com Moxotó, formando o complexo Paulo Afonso-Moxotó, indicado corretamente a jusante de Itaparica e a montante de Xingó. Os dados de entrada do modelo HIDROTERM consideram de forma análoga ao indicado pelo modelo NEWAVE (ZAMBON, 2008).

O caso da Usina de Belo Monte é diferente, embora também seja um complexo hidrelétrico composto por duas barragens diferentes: Pimental e Belo Monte (Figura 7). A primeira bloqueia parte do rio e forma um trecho de vazão reduzida (TVR) em região composta por áreas indígenas. A segunda recebe cerca de 80% da água do rio Xingu para gerar a maior parte da energia do complexo hidrelétrico e, posteriormente, devolver ao seu curso natural.

Figura 7 - Configuração do Complexo Hidrelétrico Belo Monte

Fonte: Adaptado de Norte Energia.

Desta forma, boa parte da energia elétrica é gerada por uma derivação do curso d'água natural, mas o TVR contempla uma usina hidrelétrica menor que gera energia com uma fração das vazões afluentes. Assim, é possível representar as duas usinas em paralelo, sendo que nenhum dos empreendimentos encontra-se a jusante do outro.

A análise dos dados de entrada do modelo HIDROTERM permite verificar a existência de dois postos distintos de vazões e é possível inferir a existência de regra sazonal de vazões mínimas direcionadas para o TVR. As duas usinas são representadas de forma independente, com vazões afluentes separadas já nos dados de entrada e que se dirigem ao oceano a jusante.

Ainda segundo Zambon et al. (2019b), o caso da usina de Henry Borden também pode ser considerado um ponto de atenção na operação de modelos de otimização por usinas individualizadas, na medida em que testes considerando Guarapiranga e Billings ativas no modelo a usinas individualizadas e com os dados fornecidos pelo ONS resultaram no esvaziamento dos reservatórios, como se a geração de energia fosse prioritária ao abastecimento público. Desta forma, os autores recomendam que os reservatórios Guarapiranga e Billings não devem ser considerados ativos para efeito de otimização do sistema energético com usinas individualizadas.

2.3.4 Pontos de atenção: penalização de vertimentos desnecessários

Foram observados resultados durante a execução do modelo HIDROTERM ao longo do desenvolvimento deste trabalho que motivaram a apresentação de artigo científico (ZAMBON et al., 2020): quando da ocorrência de cenários hidrológicos mais favoráveis, ocorriam vertimentos desnecessários, em especial nas usinas da região Norte.

Esta situação ficou evidente face à redução das demandas previstas em função da recessão econômica brasileira ocorrida desde 2014 e da expansão do sistema nas bacias dos rios Xingu, Tapajós e Madeira.

Com a observação dos resultados obtidos, os autores notaram tratar-se de efeito consistente com a formulação do modelo de otimização: atingida a restrição de armazenamento final mínimo, não se buscava níveis maiores de armazenamento, sendo indiferente armazenar a água acima do mínimo exigido ou verter o excedente.

Com o custo da transmissão da energia gerada no subsistema Norte, parecia economicamente melhor verter o armazenamento excedente do que gerar energia nestes complexos hidrelétricos e transferir para outros subsistemas.

Assim, para solucionar esta problemática foram realizados ajustes na formulação do modelo (ZAMBON et al., 2020) de modo a permitir que vazões excedentes, quando possível, sejam redirecionadas para obter níveis de armazenamento final mais elevados. Estas modificações na formulação do modelo consistem em penalizar vertimentos indesejados ou valorizar armazenamentos finais acima da restrição ao final do horizonte de planejamento.

3. METODOLOGIA

Em sua formulação original, o modelo HIDROTERM representa os reservatórios de modo individualizado e as demandas, demais fontes de energia e intercâmbios são representadas nos subsistemas do SIN (ZAMBON. 2008).

O modelo também considera a expansão do sistema, transposições e restrições ambientais de vazões. Os reservatórios podem ter usinas geradoras ou não e podem ser a fio d'água ou de acumulação, de acordo com a sua capacidade de regularização.

O HIDROTERM é resultado da integração de dois modelos de otimização processados opcionalmente de forma independente: o modelo HIDRO, que otimiza o sistema de hidrelétricas individualizadas aproveitando-se ao máximo a capacidade instalada; e o modelo TERM, o qual otimiza o despacho térmico e intercâmbios entre os diversos subsistemas.

O modelo HIDRO propõe explorar ao máximo a capacidade hidrelétrica, como a maioria dos modelos tradicionalmente utilizados para otimizar a produção de energia elétrica no SIN. A função objetivo do modelo minimiza a complementação quadrática para cada subsistema, em uma abordagem que utiliza a técnica da programação não linear (PNL). Este tipo de solução permite ganhos na medida em que otimiza o armazenamento dos reservatórios em série para maximizar a produtividade e a geração total.

3.1 Formulação original do modelo HIDROTERM

Antes de se analisar as funções objetivo do modelo, convém demonstrar como é representada matematicamente uma barragem de um aproveitamento hidrelétrico. Uma barragem serve, basicamente, para criar uma diferença de cotas entre seu reservatório e o canal de fuga, a jusante. Assim, tem-se, em um aproveitamento hidrelétrico genérico, o esquema apresentado na Figura 8.

Figura 8 – Esquema de uma usina hidrelétrica

Fonte: Zambon (2008) – adaptada.

Na Figura 8, são apresentadas algumas variáveis importantes:

- Queda bruta (H_b): resultado da diferença entre o nível d'água a montante (H) e o nível no canal de fuga a jusante (HT);
- Volume armazenado (S): alimentado pelas vazões turbinadas e vertidas a montante e pela vazão afluyente incremental;
- Produtividade específica da usina (ϵ_i): valor em expresso $MW/(m^3/s)/m$, necessário para transformação da vazão turbinada e queda bruta em energia gerada;
- A geração de energia utiliza uma parcela do armazenamento por meio da vazão turbinada R' e uma vazão excedente pode ser vertida ou descarregada a fim de restringir níveis máximos no reservatório ou atender necessidades a jusante por meio de uma vazão não turbinada R'' .

O nível no canal de fuga (HT) é função da vazão defluente que equivale à soma das parcelas R' e R'' . A potência gerada P é função da queda bruta e da vazão turbinada, descontando-se as perdas de carga ΔH . Usos consuntivos e evaporação também modificam o volume disponível no reservatório.

O modelo HIDRO apresenta a seguinte função objetivo:

$$\min ZH = \sum_{t=1}^{nt} dt_t \cdot \left(D_t - \sum_{i=1}^{ni} P_{i,t} \right)^2 \quad (1)$$

Onde:

ZH : objetivo do modelo HIDRO (10^6 s.MW^2);

t : índice dos intervalos de tempo;

nt : número de intervalos de tempo;

dt_i : duração dos intervalos de tempo (10^6 s);

D_t : demanda objetivo (MW);

i : índice da usina e/ou reservatório;

ni : número de usinas;

$P_{i,t}$: produção de energia pelas hidrelétricas (MW).

A demanda objetivo D_t será igual a demanda total menos as gerações fixas de termelétricas inflexíveis, PCHs, importações e outras fontes de energia (nuclear, eólica etc.).

O modelo fica sujeito às seguintes restrições:

Vazão defluente total, turbinada e vertida:

$$R_{i,t} = R'_{i,t} + R''_{i,t} \quad (2)$$

Equação da continuidade:

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + dt_t \left(\sum_{m_i=1}^{nm_i} R_{m_i,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - \sum_{u=1}^{nu} UC_{i,u,t} - DT_{i,t} \right) - E_{i,t} \quad (3)$$

Perdas devido a evaporação:

$$E_{i,t} = \frac{A_{i,t} + A_{i,t-1}}{2} \cdot IE_{i,t} \quad (4)$$

Queda bruta:

$$Hb_{i,t} = \frac{Hb_{i,t} + Hb_{i,t-1}}{2} - HT_{i,t} \quad (5)$$

Produção de energia:

$$P_{i,t} = \varepsilon_i \cdot (Hb_{i,t} - \Delta H_{i,t}) \cdot R'_{i,t} \quad (6)$$

Nível d'água montante do reservatório:

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i} \cdot S_{i,t} + a_{2i} \cdot S_{i,t}^2 + a_{3i} \cdot S_{i,t}^3 + a_{4i} \cdot S_{i,t}^4 \quad (7)$$

Nível d'água no canal de fuga a jusante:

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i} \cdot R_{i,t} + b_{2i} \cdot R_{i,t}^2 + b_{3i} \cdot R_{i,t}^3 + b_{4i} \cdot R_{i,t}^4 \quad (8)$$

Curva cota-área do reservatório:

$$A_{i,t} = c_{0i} + c_{1i} \cdot H_{i,t} + c_{2i} \cdot H_{i,t}^2 + c_{3i} \cdot H_{i,t}^3 + c_{4i} \cdot H_{i,t}^4 \quad (9)$$

Limite do turbinamento em função da queda:

$$R'_{i,t}^{max} = d_{0i} + d_{1i} \cdot Hb_{i,t} + d_{2i} \cdot Hb_{i,t}^2 + d_{3i} \cdot Hb_{i,t}^3 + d_{4i} \cdot Hb_{i,t}^4 \quad (10)$$

Onde:

m_i : índice de usina/reservatório imediatamente a montante de i ;

nm_i : número de usinas a montante de i ;

$A_{i,t}$: área do reservatório (km^2);

$DE_{i,t}$: desvios de vazão como bombeamento, transposição etc. (m^3/s);

$E_{i,t}$: perdas por evaporação (10^6 m^3);

$Hb_{i,t}$: queda bruta média (m);

ε_i : produtividade específica da usina ($\text{MW}/(\text{m}^3/\text{s})/\text{m}$);

$H_{i,t}$: nível d'água montante do reservatório (m);

$HT_{i,t}$: nível d'água no canal de fuga a jusante do reservatório (m);

$IE_{i,t}$: índice de evaporação no período (m);

$I_{i,t}$: vazão afluente incremental durante intervalo de tempo t no reservatório i (m^3/s);

$R''_{i,t}$: vazão não turbinada, incluindo a vertida (m^3/s);

$R'_{i,t}$: vazão turbinada (m^3/s);

$R_{i,t}$: vazão defluente média total (m^3/s);

$S_{i,t}$: armazenamento no fim do intervalo t do reservatório i (10^6 m^3);

$UCmin_{i,t}$: vazão retirada para usos consuntivos (m^3/s);

u : índice dos usos consuntivos;

nu : número de usos consuntivos;

$a_{0i}, a_{1i}, a_{2i}, a_{3i}, a_{4i}$: coeficientes dos polinômios de quarto grau para equação do nível d'água de montante no reservatório em função do armazenamento;

$b_{0i}, b_{1i}, b_{2i}, b_{3i}, b_{4i}$: coeficientes dos polinômios de quarto grau para equação do nível do canal de fuga a jusante em função da vazão defluente;

$c_{0i}, c_{1i}, c_{2i}, c_{3i}, c_{4i}$: coeficientes dos polinômios de quarto grau para a equação da área do reservatório em função do nível d'água montante;

$d_{0i}, d_{1i}, d_{2i}, d_{3i}, d_{4i}$: coeficientes dos polinômios de quarto grau para a equação da vazão turbinada máxima em função da queda.

Por sua vez, a função objetivo do modelo HIDROTERM é minimizar o somatório dos custos referentes à geração térmica adicional, aos intercâmbios e ao déficit de energia:

$$\min ZT = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} \left[CGTad_{k,t} + \frac{dt_t}{3600} (DEF_{k,t} \cdot cDef + INTf_{k,t} \cdot cInt) \right] \quad (11)$$

O modelo tem adicionadas as seguintes restrições:

Balanço de energia:

$$DE_{k,t} - DEF_{k,t} = GH_{k,t} + GTad_{k,t} + GF_{k,t} + INTr_{k,t} - INTf_{k,t} \quad (12)$$

A geração fixa é dada por:

$$GF_{k,t} = GTif_{k,t} + GN_{k,t} + GP_{k,t} + IP_{k,t} \quad (13)$$

Custo da geração térmica adicional:

$$CGTad_{k,t} = e_{1k,t} \cdot GTad_{k,t} + e_{2k,t} \cdot GTad_{k,t}^2 + e_{3k,t} \cdot GTad_{k,t}^3 + e_{4k,t} \cdot GTad_{k,t}^4 \quad (14)$$

Limites da geração térmica adicional:

$$0 \leq GTad_{k,t} \leq GT_{k,t}^{max} - GTif_{k,t} \quad (15)$$

Limite de intercâmbio:

$$0 \leq INTf_{k,t} \leq INTf_{k,t}^{max} \quad (16)$$

$$0 \leq INTr_{k,t} \leq INTr_{k,t}^{max} \quad (17)$$

Balanço e perdas no intercâmbio:

$$\sum_{k=1}^{nk} INTf_{k,t} \cdot (1 - ftPT_r) = \sum_{k=1}^{nk} INTr_{k,t} \quad (18)$$

Geração hidrelétrica – resultante do modelo HIDRO:

$$GH_{k,t} = \sum_{i_k=1}^{ni_k} P_{i_k,t} \quad (19)$$

Onde:

ZT : objetivo do modelo HIDROTERM (10^6 R\$);

$CGTad_{k,t}$: custo da geração térmica adicional (10^6 R\$);

k : índice dos subsistemas;

nk : número de subsistemas;

$DEF_{k,t}$: déficit do atendimento da demanda por energia elétrica (MW);

$cDef$: custo do déficit (R\$/MWh);

$INTf_{k,t}$: intercâmbio fornecido (MW);

$cInt$: custo do intercâmbio (R\$/MWh);

$DE_{k,t}$: demanda de energia (MW);
 $GH_{k,t}$: geração hidrelétrica (MW);
 $GF_{k,t}$: geração fixa (MW);
 $GTad_{k,t}$: geração térmica adicional (MW);
 $INTr_{k,t}$: intercâmbio recebido (MW);
 $GTif_{k,t}$: geração térmica inflexível (MW);
 $GN_{k,t}$: geração nuclear (MW);
 $GP_{k,t}$: geração de PCHs (MW);
 $IP_{k,t}$: importação ou exportação (se negativo) (MW);
 $e0_{k,t}, e1_{k,t}, e2_{k,t}, e3_{k,t}, e4_{k,t}$: coeficientes dos polinômios de quarto grau para a função de custo térmico;
 $GT_{k,t}$: geração térmica total (MW);
 $fIPTr$: fator de perda nos intercâmbios.

3.2 Formulação proposta para o modelo HIDROTERM

Neste trabalho, propõe-se modificar a formulação da função objetivo e restrições do modelo HIDROTERM, atribuindo uma penalidade ao não cumprimento das mínimas defluências, de modo semelhante ao componente de atendimento à demanda, onde um custo elevado é atribuído na eventualidade de déficit.

Desta forma, ao invés de tornar inactivável o cenário de afluentes determinístico ou mesmo o arco de cenarização, considerando a formulação estocástica do modelo HIDROTERM em desenvolvimento (ZAMBON et al., 2013), em que a restrição de vazão mínima não é possível de ser atendida, é atribuída uma penalidade para o não cumprimento pleno do requisito.

A nova formulação deve aumentar a região factível no espaço das variáveis de decisão, mas ao mesmo tempo evitar a violação da restrição na maioria dos cenários de afluentes. O custo arbitrário a ser atribuído pelo déficit de atendimento à restrição de mínima defluência deve ser maior que o do déficit de atendimento à demanda energética.

Desta forma, na formulação original do modelo HIDROTERM (equações 11 a 19), modificam-se as restrições de mínima defluência e define-se uma variável de déficit por eventual não atendimento a vazão mínima $DefRmin_{i,t}$, calculada para cada intervalo de tempo e para cada usina, a partir da seguinte expressão:

$$R_{i,t} + DefRmin_{i,t} \geq Rmin_i \quad (20)$$

De modo a atribuir um valor econômico ao déficit do atendimento da vazão mínima, a variável $DefRmin_{i,t}$ é multiplicada em cada intervalo de tempo pela produtividade específica da usina $\xi_{i,65\%}$, considerando-se o armazenamento constante e igual a 65% do volume útil de seu respectivo reservatório, de modo a acrescentar o menor número possível de novas não-linearidades ao modelo, as quais se traduziriam em um maior esforço computacional.

O produto $DefRmin_{i,t} \cdot \xi_{i,65\%}$, equivale à energia que seria gerada com o déficit de atendimento à mínima defluência e desta forma o custo do déficit do atendimento da restrição de vazão mínima $cDefRmin$ pode ser expresso em R\$/MWh.

Assim, a nova função objetivo do modelo HIDROTERM, com as modificações sugeridas por este trabalho, fica:

$$\min ZT = GTad_{k,t} + defiEne_{k,t} + Exch_{k,t} + defiRmin_{i,t} \quad (21)$$

Sendo:

$$GTad_{k,t} = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} CGTad_{k,t} \quad (22)$$

$$defiEne_{k,t} = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} \frac{dt_t}{3600} (DEF_{k,t} \cdot cDef) \quad (23)$$

$$Exch_{k,t} = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} \frac{dt_t}{3600} (INTf_{k,t} \cdot cInt) \quad (24)$$

$$defiRmin_{i,t} = \sum_{t=1}^{nt} \sum_{i=1}^{ni} \frac{dt_t}{3600} (DefRmin_{i,t} \cdot \xi_{i,65\%} \cdot cDefRmin) \quad (25)$$

Ficando sujeita à nova expressão, além das anteriores que continuam válidas:

$$R_{i,t} + DefRmin_{i,t} \geq Rmin_i \quad (26)$$

Onde:

$\xi_{i,65\%}$: produtividade específica da usina, considerando armazenamento igual a 65% do volume útil (MW/(m³/s));

$DefRmin_{i,t}$: déficit no atendimento da restrição de vazão mínima (m³/s);

$cDefRmin$: penalidade por déficit no atendimento de vazão mínima (R\$/MWh).

3.3 Estratégias da execução do modelo HIDROTERM para verificação da eficácia da formulação proposta neste trabalho

Com relação às vazões defluentes mínimas, foco deste trabalho, foram adotadas duas formulações diferentes para esta restrição: **formulação original** do modelo HIDROTERM, ou seja, adoção de uma restrição rígida quanto ao atendimento da defluência mínima (item 3.1) e a aplicação de **penalização econômica** a ser somada no valor da função objetivo quando do não atendimento da defluência mínima (item 3.2).

A formulação considerando o **relaxamento total** da restrição foi considerada nos testes como uma forma de avaliar a influência da restrição de mínima defluência no espaço das soluções viáveis do modelo, mas esta formulação não faz sentido operacional para o SIN, pois as restrições de vazões defluentes são importantes por motivos diversos, entre os quais garantir o atendimento de usos consuntivos, permitir a reprodução de espécies de peixes, resguardar a vazão ecológica nos cursos d'água etc.

As outras restrições foram relaxadas uma a uma como forma de avaliar detalhadamente qual das restrições tem maior impacto na ocorrência de infactibilidades do modelo e permitem comprovar a hipótese que a restrição de mínima defluência é a que exerce maior impacto neste quesito.

O modelo HIDROTERM foi executado utilizando-se o “*deck*” de junho/2018 do CCEE (CCEE, 2020), devidamente convertido no formato aceito pelo modelo. Como o presente trabalho visa apenas verificar a eficácia da adoção de uma nova formulação, não há a necessidade de se utilizar “*decks*” atuais na análise. Neste “*deck*” constam informações de cerca de 150 usinas hidrelétricas, das quais 45 apresentam reservatórios de grande porte e cuja operação é modelada de forma integrada no modelo.

Quanto às afluições, o modelo foi processado de modo determinístico, com 84 cenários independentes de vazões afluentes formados por janelas móveis de 1931-1934 até 2014-2017, considerando na demanda objetivo um horizonte de planejamento de quatro anos, adotando-se duas configurações para o armazenamento inicial: igual à situação na qual o SIN se apresentava em junho/2018 e igual ao armazenamento médio correspondente ao mês inicial das rodadas do modelo HIDROTERM (vide Tabela 4); o armazenamento final foi adotado igual à média referente ao mês de junho observada nos últimos dez anos para cada subsistema.

Tabela 4 – Configurações de armazenamento inicial adotadas na modelagem – valor correspondente ao “deck” de junho/2018 e armazenamento médio histórico

Usina	Volume inicial "deck" jun/2018	Volume inicial médio histórico	Comparação arm. médio em relação ao do "deck"	Usina	Volume inicial "deck" jun/2018	Volume inicial médio histórico	Comparação arm. médio em relação ao do "deck"
A. A. Laydner	71,99%	68,22%	↓	Jordão	100,00%	63,86%	↓
Á. Vermelha	58,50%	68,22%	↑	Lajes	100,00%	68,22%	↓
Balbina	39,04%	72,59%	↑	M. de Moraes	27,46%	68,22%	↑
Barra Bonita	85,30%	68,22%	↓	Machadinho	22,72%	63,86%	↑
Barra Grande	40,05%	63,86%	↑	Manso	81,18%	68,22%	↓
Batalha	86,83%	68,22%	↓	Marimbondo	62,87%	68,22%	↑
Boa Esperança	97,06%	67,30%	↓	Mauá	41,00%	63,86%	↑
Caconde	43,70%	68,22%	↑	Miranda	96,23%	68,22%	↓
Caçu	25,00%	68,22%	↑	Nova Ponte	23,01%	68,22%	↑
Camargos	84,09%	68,22%	↓	Paraibuna	51,80%	68,22%	↑
Campos Novos	53,40%	63,86%	↑	Passo Fundo	49,16%	63,86%	↑
Capim Branco 1	15,75%	68,22%	↑	Passo Real	70,36%	63,86%	↓
Capivara	83,04%	68,22%	↓	Pedra do Cavalo	88,00%	67,30%	↓
Chavantes	73,53%	68,22%	↓	Peixe Angical	73,50%	68,22%	↓
Corumbá I	91,33%	68,22%	↓	Porto Estrela	100,00%	68,22%	↓
Corumbá III	82,36%	68,22%	↓	Promissão	73,00%	68,22%	↓
Corumbá IV	93,52%	68,22%	↓	Quebra Queixo	75,00%	63,86%	↓
Curuá-Uma	100,00%	72,59%	↓	Queimado	95,16%	68,22%	↓
Emborcação	22,02%	68,22%	↑	Rondon II	96,80%	68,22%	↓
Ernestina	95,00%	63,86%	↓	Salto Santiago	63,21%	63,86%	↑
Espora	96,00%	68,22%	↓	Samuel	97,42%	68,22%	↓
Funil	43,41%	68,22%	↑	Santa Branca	64,29%	68,22%	↑
Furnas	33,44%	68,22%	↑	Santa Clara (PR)	29,50%	63,86%	↑
G. B. Munhoz	52,20%	63,86%	↑	São Simão	71,40%	68,22%	↓
G. P. Souza	74,90%	63,86%	↓	Segredo	37,50%	63,86%	↑
Garibaldi	29,69%	63,86%	↑	Serra da Mesa	22,23%	68,22%	↑
Ilha Solteira	85,20%	68,22%	↓	Serra Facão	52,71%	68,22%	↑
Irapé	39,61%	68,22%	↑	Sobradinho	37,39%	67,30%	↑
Itaparica	21,73%	67,30%	↑	Três Marias	48,45%	68,22%	↑
Itumbiara	68,30%	68,22%	↓	Tucuruí	98,69%	72,59%	↓

A forma de avaliar a ocorrência de infactibilidades na execução do modelo HIDROTERM utilizada neste trabalho consistiu na avaliação dos dados apresentados no segmento *Solution Report – Solve Summary* resultante da execução do código em GAMS,

pacote computacional no qual o modelo é programado. Estes resultados podem ser lidos consultando os arquivos no formato de texto gerados pelo GAMS (Vide Figura 9).

Figura 9 – Segmento *Solution Report* de um resultado da operação do modelo HIDROTERM no GAMS

```

General Algebraic Modeling System
Solution Report      SOLVE HIDRO2 Using NLP From line 3657

      S O L V E      S U M M A R Y

      MODEL  HIDRO2      OBJECTIVE  Z
      TYPE   NLP         DIRECTION  MINIMIZE
      SOLVER  MINOS      FROM LINE  3657

**** SOLVER STATUS      4 TERMINATED BY SOLVER
**** MODEL STATUS      7 INTERMEDIATE NONOPTIMAL
**** OBJECTIVE VALUE    76888249991.7294

RESOURCE USAGE, LIMIT      59.469      360000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    27711      9000000
EVALUATION ERRORS         0          0

```

Neste segmento, o GAMS retorna importantes informações acerca da execução do modelo de otimização, sendo as três mais importantes: *solver status*, *model status* e *objective value*. As informações *solver status* e *model status* retornam, respectivamente, o estado do solver e do modelo para o problema a ser resolvido pelas técnicas de otimização implementadas no algoritmo escolhido e o valor da função objetivo alcançado é retornado na informação *objective value*.

Também são apresentados o nome do algoritmo utilizado (MINOS, CONOPT, SNOPT etc.), o tipo de problema que está sendo resolvido (PL, PNL etc.), o total de recursos computacionais utilizados na execução do modelo entre outras informações que resumem os resultados da modelagem.

Inúmeros resultados são possíveis de serem retornados na resposta *model status*, mas na Tabela 5 são indicados os resultados possíveis da execução do modelo HIDROTERM e os que foram utilizados para avaliar quanto a ocorrência de infactibilidades.

Tabela 5 – Resultados possíveis para o modelo HIDROTERM no GAMS e seu significado

<i>Model Status</i>	Significado	Explicação	Infactível?
2	<i>Locally Optimal</i>	Um ótimo local foi encontrado para o modelo, ou seja, uma solução que é factível e foi provado que na vizinhança desta solução não há outra solução com melhor valor para a função objetivo.	Não
7	<i>Intermediate Nonoptimal</i>	Existem outras soluções melhores, mas o modelo não conseguiu encontrá-las. Há inconsistências na entrada de dados que precisam ser corrigidas ou as restrições não podem ser totalmente atendidas.	Sim

Os resultados deste trabalho foram divididos em cinco estudos de caso de aplicação do modelo HIDROTERM, cada qual com sua peculiaridade.

No primeiro estudo de caso o modelo foi executado com o “deck” na condição original, sem correções; no segundo, algumas correções pontuais foram realizadas; no terceiro, vazões nulas e polinômios de jusante foram corrigidos; no quarto e quinto estudos de caso, foram utilizadas as restrições constantes do “deck” de junho/2018, mais rígidas que as constantes nos estudos anteriores.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste item, são apresentados os resultados decorrentes da operação do modelo HIDROTERM considerando diferentes configurações de restrições envolvendo as vazões defluentes mínimas, expansão do sistema, controle de cheias e evaporação, com diferentes cenários hidrológicos. A expansão do sistema atua como restrição operativa à medida em que limita a operação das usinas que ainda possuem turbinas a serem adicionadas no parque gerador ou enchimento parcial de seus reservatórios.

4.1 Resultados dos Estudos de caso

Na Tabela 6 são apresentados os primeiros resultados do primeiro estudo de caso, onde nenhuma correção de dados inconsistentes foi aplicada ao “deck” convertido para o formato lido pelo modelo.

Tabela 6 – Estudo de caso 1: número de cenários de acordo com o *model status* resultante da execução do HIDROTERM

Testes feitos com o “deck” convertido sem correções manuais das inconsistências dos dados de entrada

Model Status	Sem relaxamento de restrições	Com relaxamento de restrições				Formulação proposta por este trabalho
		Evaporação	Expansão do Sistema	Controle de Cheias	Rmin	
Armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018:						
2	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
7	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)
Armazenamento inicial igual à média histórica:						
2	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
7	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)

Os dados apresentados na Tabela 6 mostraram que independente da restrição que foi considerada desativada ou da consideração que foi adotada com relação às mínimas defluências e do estado inicial de armazenamento, o modelo HIDROTERM resultou infactível para todos os cenários analisados. Este resultado indicou a possibilidade da existência de dados de entrada inconsistentes, os quais passaram a ser investigados e corrigidos manualmente no arquivo de entrada de dados.

O segundo estudo de caso consiste na execução do modelo HIDROTERM após a realização de correções manuais dos coeficientes dos polinômios de jusante das usinas de Salto Grande, Xingó e Ilha dos Pombos, conforme já apresentado no item 2.3.2 desta tese. Os resultados estão apresentados na Tabela 7.

Com estas primeiras correções, pouco mais de metade dos cenários analisados resultaram em factíveis e tanto o relaxamento total da restrição de defluência mínima como a formulação proposta de aplicar penalização econômica ao não atendimento aumentaram ligeiramente o espaço das soluções viáveis, ao passo que o relaxamento das demais restrições não provocou aumento nos cenários factíveis.

A modificação no estado inicial de armazenamento acrescentou um cenário infactível em todas as configurações testadas do modelo HIDROTERM quando se considerou o armazenamento inicial igual à média histórica em relação à consideração de armazenamento inicial igual à do “deck”.

Tabela 7 – Estudo de caso 2: Número de cenários de acordo com o *model status* resultante da execução do HIDROTERM

Testes feitos com os polinômios de jusante de Salto Grande, Xingó e Ilha dos Pombos corrigidos manualmente

Model Status	Sem relaxamento de restrições	Com relaxamento de restrições				Formulação proposta por este trabalho
		Evaporação	Expansão do Sistema	Controle de Cheias	Rmin	
Armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018:						
2	45 (54%)	45 (54%)	45 (54%)	45 (54%)	47 (56%)	46 (55%)
7	39 (46%)	39 (46%)	39 (46%)	39 (46%)	37 (44%)	38 (45%)
Armazenamento inicial igual à média histórica:						
2	44 (52%)	44 (52%)	44 (52%)	44 (52%)	46 (55%)	45 (54%)
7	40 (48%)	40 (48%)	40 (48%)	40 (48%)	38 (45%)	39 (46%)

Para a realização do terceiro estudo de caso, uma atenção adicional foi dada aos dados de entrada, onde se detectou erros também nos polinômios de jusante das usinas de Jauru e

Coaracy Nunes, valores nulos no histórico de vazões das usinas de Belo Monte e Simplício e foi verificada inconsistência nos resultados para a cascata do Tietê ao se manter ativa a usina de Henry Borden e os reservatórios Billings e Guarapiranga.

Esta inconsistência no comportamento da cascata do Tietê levava o modelo a considerar uso exclusivo das águas da Billings para geração de energia elétrica, esvaziando o referido reservatório e modificando as afluições das usinas localizadas ao longo do curso do rio Tietê.

Assim, no terceiro estudo de caso, foram desativados os empreendimentos Billings, Guarapiranga e Henry Borden, valores nulos de vazão foram substituídos por valores compatíveis com as perdas por evaporação e usos consuntivos de modo a atender o balanço hídrico dos reservatórios e os polinômios de jusante foram modificados. Os resultados podem ser vistos na Tabela 8.

Novamente, a adoção do armazenamento inicial igual à média histórica elevou o número de cenários infactíveis, mas não houve alteração na quantidade de infactibilidades quando foram modificadas as restrições relacionadas às mínimas defluências e na formulação proposta por este trabalho.

Neste resultado, foi possível observar um aumento do espaço de soluções viáveis no modelo HIDROTERM e se pode confirmar com maior exatidão que as restrições de mínima defluência são as principais, senão as únicas, responsáveis pelos cenários infactíveis.

Tabela 8 – Estudo de caso 3: Número de cenários de acordo com o *model status* resultante da execução do

HIDROTERM

Testes feitos com correção manual de vazões nulas e de 5 polinômios de jusante. Billings, Guarapiranga e Henry Borden desativadas.

<i>Model Status</i>	Sem relaxamento de restrições	Com relaxamento de restrições				Formulação proposta por este trabalho
		Evaporação	Expansão do Sistema	Controle de Cheias	Rmin	
Armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018:						
2	66 (79%)	66 (79%)	66 (79%)	66 (79%)	83 (99%)	82 (98%)
7	18 (21%)	18 (21%)	18 (21%)	18 (21%)	1 (1%)	2 (2%)
Armazenamento inicial igual à média histórica:						
2	65 (77%)	65 (77%)	65 (77%)	65 (77%)	83 (99%)	82 (98%)
7	19 (23%)	19 (23%)	19 (23%)	19 (23%)	1 (1%)	2 (2%)

Para os estudos de caso apresentados na sequência, foram considerados os valores mais atualizados de restrição de mínima defluência, conforme apresentados no “deck” de

junho/2018. A Tabela 9 mostra um comparativo entre as restrições de mínima defluência originalmente adotadas pelo HIDROTERM e os valores que passaram a ser adotados a partir da quarta rodada de testes do modelo.

Tabela 9 – Comparativo nas restrições de defluência mínima apresentadas no inventário de restrições de 2011 e as indicadas pelo “deck” de junho/2018

Usina	Rmin (ONS, 2011)	Rmin (jun/2018)
A. A. Laydner	55	147
A. S. Oliveira	12	19
Boa Esperança	173	240
Baixo Iguaçu	160	200
Balbina	19	390
Barra Grande	13	16
Batalha	0	23
Belo Monte	0	300
Cach. Dourada	20	20
Caconde	8	32
Camargos	22	34
Cana Brava	102	90
Candonga	0	58
Capim Branco I	44	72
Capim Branco II	44	72
P. Afonso -Moxotó	0	600
Corumbá I	74	120
Curuá-Una	0	17
D. Francisca	14,8	15
Emborcação	47	100
Estreito	0	153
Estreito Tocantins	585	744
Fontes	4	6
Funil	70	70
Funil Grande	45	60
Furnas	0	131
Garibaldi	0	81
Guilman Amorim	16	19
Igarapava	117	172
Irapé	6	23
Itá	49	150
Itaparica	0	600
Itapebi	24	38
Itiquira II	0	40
Itumbiara	0	70
Itutinga	22	34
Jaguara	113	168
Jaguari	4	4

Usina	Rmin (ONS, 2011)	Rmin (jun/2018)
Jordão	10	10
Lajeado	255	255
Lajes	0	6
M. De Moraes	0	149
Machadinho	44	120
Manso	25	95
Marimbondó	0	312
Mascarenhas	187	210
Mauá	0	60
Miranda	44	64
Nova Ponte	43	26,8
P. Cavalo	1	3
P. Estrela	10	10
P. Passos	120	120
Paraibuna	10	10
Passo S Joao	0	50
Peixe Angical	185	360
Porto Colômbia	0	189
Promissão	135	160
Quebra Queixo	0,5	1
Queimado	8,8	8,8
Retiro Baixo	10	28
Salto Caxias	148	200
Salto Grande	18	15
Salto Osório	0	200
Santa Branca	30	30
São José	0	44
São Salvador	0	90
Serra da Mesa	97	300
Sobradinho	396	600
Santa Clara	0	15
Santo Antonio	0	3293
Teles Pires	0	500
Três Marias	35	80
Tucuruí	1269	2000
Volta Grande	125	178
Xingó	409	600

Estes valores na maioria dos casos são superiores aos utilizados originalmente como dados de entrada do modelo HIDROTERM, o qual considerava como restrição de mínima defluência os valores publicados na versão de 2011 do “Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos” (ONS, 2011). Os resultados do quarto estudo de caso estão sintetizados na Tabela 10.

As restrições mais rígidas para a mínima defluência levaram o modelo, considerando a sua formulação original ou relaxando restrições relacionadas a evaporação, expansão do sistema ou controle de cheias, a soluções infactíveis em todos os cenários de afluência analisados.

Apenas o relaxamento total das restrições relativas às mínimas defluências e a formulação proposta por este trabalho modificaram este cenário, aumentando os cenários factíveis para quase a totalidade dos cenários de afluência analisados.

Tabela 10 – Estudo de caso 4: Número de cenários de acordo com o *model status* resultante da execução do HIDROTERM

Testes feitos com as restrições de defluência mínima atualizadas conforme as informações presentes no “deck”.

Model Status	Sem relaxamento de restrições	Com relaxamento de restrições				Formulação proposta por este trabalho
		Evaporação	Expansão do Sistema	Controle de Cheias	Rmin	
Armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018:						
2	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	83 (99%)	80 (95%)
7	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	1 (1%)	4 (5%)
Armazenamento inicial igual à média histórica:						
2	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	82 (98%)	81 (96%)
7	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	2 (2%)	3 (4%)

Com a mudança da configuração de armazenamento inicial do modelo HIDROTERM, tanto o cenário com as restrições referentes às mínimas defluências relaxadas como na formulação proposta por este trabalho não houve modificação expressiva no número de cenários factíveis.

Ao longo do cenário de seca severa ocorrido entre 2012 e 2015 (ZAMBON et al., 2016), a restrição de defluência mínima nas usinas de Sobradinho, Xingó e Itaparica foi sendo progressivamente reduzida do valor de 1.300 m³/s, em vigor até maio de 2013 (PINTO et al., 2019) para o valor atualmente adotado pelo ONS, 600 m³/s.

Esta redução, de certa forma, confirma o que já foi exposto neste trabalho, de que as restrições de mínima defluência necessitam ser revisadas e atualizadas de modo a manterem coerência com o regime hídrico atual dos cursos d'água.

De qualquer maneira, foi realizado o quinto estudo de caso considerando a restrição para Sobradinho como sendo igual a 1.300 m³/s, verificando que tal alteração não modificou significativamente o número de cenários factíveis obtidos pela formulação proposta para o modelo, como pode ser visto na Tabela 11.

Os resultados apresentados mostram que a formulação proposta para o modelo HIDROTERM, substituindo a restrição rígida de atendimento à defluência mínima por uma penalização econômica atribuída ao não atendimento da restrição, é eficiente ao ampliar de forma significativa o espaço das soluções viáveis do modelo.

Tabela 11 – Estudo de caso 5: Número de cenários de acordo com o *model status* resultante da execução do HIDROTERM

Testes feitos com as restrições de defluência mínima atualizadas conforme as informações presentes no “deck”, considerando $R_{min\text{ Sobradinho}} = 1.300 \text{ m}^3/\text{s}$

Model Status	Sem relaxamento de restrições	Com relaxamento de restrições				Formulação proposta por este trabalho
		Evaporação	Expansão do Sistema	Controle de Cheias	Rmin	
Armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018:						
2	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	83 (99%)	80 (95%)
7	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	1 (1%)	4 (5%)
Armazenamento inicial igual à média histórica:						
2	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	82 (98%)	78 (93%)
7	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	84 (100%)	2 (2%)	6 (7%)

No item a seguir, os resultados serão analisados de modo a verificar se a aplicação da penalização econômica não acabou por levar o modelo a soluções onde se preferiu “pagar a multa” a atender, ainda que parcialmente, a restrição de vazão defluente mínima imposta.

Este comportamento poderia anular os ganhos da formulação proposta por este trabalho, sendo necessário rever o custo de não atendimento à defluência mínima ($c_{DefRmin}$) ou até mesmo a forma de se aplicar a penalização do não atendimento da restrição.

Considerando que o quinto estudo de caso corresponde à situação mais realista de operação do HIDROTERM com a finalidade de auxílio ao planejamento da operação do SIN,

as avaliações constantes nos itens 4.2 e 4.3 foram realizadas apenas utilizando os resultados obtidos com esta configuração do modelo.

4.2 Avaliação dos resultados do Estudo de caso 5 com relação ao atendimento da restrição de mínima defluência mensal em relação à mínima defluência obtida

As defluências mensais obtidas do processamento do modelo na configuração constante do estudo de caso 5 foram analisadas uma a uma, usina por usina, de modo a verificar o menor percentual de atendimento à restrição de mínima defluência no conjunto de cenários hidrológicos utilizado na análise. Este menor percentual de atendimento à R_{min} é calculado por usina, conforme a expressão abaixo:

$$\% \text{ de atendimento à } R_{min_i} = 100 \cdot \left(\frac{\text{mínimo } R_{i,t}}{R_{min_i}} \right), \text{ em } \% \quad (27)$$

Na Figura 10 são apresentados graficamente os resultados da operação do HIDROTERM com o percentual de atendimento à R_{min} considerando a aplicação da formulação proposta por este trabalho.

Figura 10 – Percentual de atendimento à R_{min} no estudo de caso 5

Os resultados também podem ser vistos de forma a destacar o comportamento do percentual de atendimento da vazão mínima usina por usina, conforme apresentado na Figura 11 e também na Figura 12.

Os gráficos mostram que com a modificação proposta para o tratamento da restrição de mínima defluência mais de 70% das usinas atendem acima de 90% da restrição de vazão

mínima no pior cenário hidrológico, sendo que este montante atinge cerca de 90% das usinas quando se considera um atendimento superior a 40% da restrição de mínima defluência.

A variação no estado inicial do armazenamento dos reservatórios pouco modificou os resultados obtidos pelo modelo HIDROTERM, entretanto, alterações drásticas nesta variável de estado provocaram modificações significativas no percentual de atendimento à Rmin nas usinas de Caconde, Pereira Passos; Serra da Mesa e Balbina passaram a atender Rmin em todos os cenários (o percentual atendimento de Rmin era 0% com o volume inicial menor).

Este resultado mostra que a formulação proposta nesta tese para o modelo HIDROTERM não só aumenta o espaço das soluções viáveis, como também evita o principal efeito colateral do relaxamento parcial de uma restrição em um modelo de otimização, estratégia que vinha sendo adotada anteriormente a este trabalho: a violação das restrições operativas passa a ocorrer apenas quando necessário.

Figura 11 – Percentual de atendimento à Rmin considerando a formulação proposta por este trabalho – resultados por usina – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 12 – Percentual de atendimento à Rmin considerando a formulação proposta por este trabalho – resultados por usina – armazenamento inicial igual à média histórica

4.3 Avaliação dos resultados do Estudo de caso 5 com relação ao atendimento da restrição de mínima defluência mensal em relação às defluências obtida nas rodadas do modelo HIDROTERM

Os resultados também foram analisados no sentido de se avaliar, considerando os 77 empreendimentos que adotam restrições de defluência mínima, o percentual de atendimento à restrição de defluência mínima em todo o histórico de afluentes considerado, de modo a verificar com que frequência e intensidade a restrição não foi atendida.

Nestas circunstâncias, considerando a formulação proposta do modelo HIDROTERM e a configuração dos dados de entrada iguais às do estudo de caso 5, com armazenamento inicial constante no “deck” de junho/2018, apenas 22 usinas não atenderam o limite preconizado pelo ONS, sendo que, para a grande maioria destas, o não atendimento aconteceu em menos de 10% das afluentes mensais utilizadas nas rodadas do modelo HIDROTERM. Este resultado pode ser observado na Tabela 12.

Também na Tabela 12 estão destacadas as usinas onde o percentual de não atendimento a Rmin não sofreu alteração considerando o relaxamento total da restrição e a aplicação da penalidade econômica ao não atendimento. Esta situação decorre, principalmente, da existência de empreendimentos à fio d’água sem capacidade de regularização de vazões na própria usina que não apresentam regularização a montante, assim não há decisão operativa que modifique a vazão defluente.

De modo análogo, análise similar foi realizada com os resultados obtidos com a configuração de armazenamento inicial igual à média histórica. Nesta circunstância, apenas 19 usinas não atenderam o limite preconizado pelo ONS, sendo que, em apenas em três usinas, o não atendimento aconteceu em menos de 10% das afluições mensais utilizadas nas rodadas do modelo HIDROTERM. (Tabela 12).

Tabela 12 – Percentual de defluências inferiores à restrição de defluência mínima resultantes da aplicação do HIDROTERM com a aplicação de penalização por não atendimento no modelo – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Usina	Rmin (m³/s)	Menor valor de R (m³/s) (HIDROTERM)	Meses com R < Rmin	Número de cenários de afluições mensais	Percentual de não atendimento a Rmin
Pereira Passos	120	57	2	3.792	0,1%
A. A. Laydner	147	126	3	3.792	0,1%
Serra da Mesa	300	0	5	3.792	0,1%
Balbina	390	0	9	3.792	0,2%
Jirau	3.240	1.329	28	3.792	0,7%
Sto. Antônio	3.293	1.353	28	3.792	0,7%
Guilman Amorim	19	10	32	3.792	0,8%
Mascarenhas	210	84	39	3.792	1,0%
Caconde	32	0	51	3.792	1,3%
Teles Pires	500	211	51	3.792	1,3%
Ponte de Pedra	35	27	68	3.792	1,8%
Retiro Baixo	28	8	73	3.792	1,9%
Santa Clara (MG)	15	4	103	3.792	2,7%
Sobradinho	1.300	435	110	3.840	2,9%
Candonga	58	27	150	3.792	4,0%
São José	44	19	234	3.792	6,2%
Belo Monte	300	10	268	3.792	7,1%
Itiquira II	40	17	275	3.792	7,3%
Passo São João	50	19	319	3.792	8,4%
Garibaldi	81	15	395	3.792	10,4%
Lajes	6	0	530	3.792	14,0%
Jordão	10	0	2.119	3.792	55,9%

Tabela 13 – Percentual de defluências inferiores à restrição de defluência mínima resultantes da aplicação do HIDROTERM com a aplicação de penalização por não atendimento no modelo – armazenamento inicial igual à média histórica

Usina	Rmin (m³/s)	Menor valor de R (m³/s) (HIDROTERM)	Meses com R < Rmin	Número de cenários de afluências mensais	Percentual de não atendimento a Rmin
A. A. Laydner	147	88	4	3.888	0,1%
Jirau	3.240	1.329	28	3.888	0,7%
Sto. Antônio	3.293	1.353	28	3.888	0,7%
Caconde	32	10	32	3.888	0,8%
Guilman Amorim	19	10	32	3.888	0,8%
Mascarenhas	210	84	39	3.888	1,0%
Teles Pires	500	211	55	3.888	1,4%
Ponte de Pedra	35	27	68	3.888	1,7%
Retiro Baixo	28	8	77	3.888	2,0%
Sobradinho	1.300	436	91	3.744	2,4%
Santa Clara (MG)	15	4	103	3.888	2,6%
Candonga	58	27	156	3.888	4,0%
São José	44	19	234	3.888	6,0%
Belo Monte	300	10	279	3.888	7,2%
Itiquira II	40	17	313	3.888	8,1%
Passo São João	50	19	325	3.888	8,4%
Garibaldi	81	15	403	3.888	10,4%
Lajes	6	0	547	3.888	14,1%
Jordão	10	0	2.115	3.888	54,4%

Os resultados apresentados na Tabela 13 permitem observar que as usinas de Pereira Passos, Serra da Mesa e Balbina passaram a atender na totalidade a restrição de mínima defluência, com um armazenamento inicial mais elevado.

Nas usinas que continuaram não atendendo às restrições, em alguns casos houve redução na proporção de meses em que ocorreu o não atendimento, em outros, houve aumento. Esta variação se deve ao fato de que, em alguns casos, o armazenamento inicial médio é mais desfavorável do que a situação vivenciada em junho/2018.

Os próximos resultados apresentam graficamente, por usina, a diferença entre a vazão defluente obtida do modelo e a restrição de vazão mínima, de modo a visualizar a distribuição das ocorrências de déficit no atendimento à defluência mínima no tempo, para ambas as configurações iniciais de armazenamento, o que possibilita analisar se essa situação ocorreu

devido à um período de hidrologia desfavorável ou existe a necessidade de revisão da restrição devido ao não atendimento sistemático da mesma nos inúmeros cenários de afluência considerados.

O modelo foi processado de forma independente em vários cenários hidrológicos quadrienais de vazões afluentes formados por janelas temporais móveis com sobreposição. No entanto, a fim de sintetizar os resultados obtidos pelo modelo, os gráficos consideram a sequência temporal dos resultados com as sobreposições removidas.

Nos gráficos, também está apresentada uma linha de tendência de defluências, o que indiretamente indica a não estacionariedade das afluências.

Observa-se que no caso da usina A. A Laydner (Figura 13), a restrição de defluência mínima não foi atendida em apenas três meses das afluências e que claramente há uma tendência de elevação nas defluências mensais da usina, o que implica no atendimento da restrição em sua totalidade nos cenários de afluência mais recentes.

Figura 13 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina A. A. Laydner – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Na Figura 14, observa-se uma situação ligeiramente mais desfavorável para a usina A. A. Laydner no tocante ao atendimento das restrições de mínima defluência quando se considera o volume inicial igual à média histórica.

Figura 14 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina A. A. Laydner – armazenamento inicial igual à média histórica

Na Figura 15, é possível observar uma tendência de redução nas defluências na usina de Serra da Mesa, a qual se agravou também durante a seca de 2012 a 2015, concentrando os não atendimentos à restrição justamente nas afluentes que representam este período do histórico de vazões observadas.

Com o cenário de armazenamento inicial médio, consideravelmente mais favorável que a situação observada em junho/2018, não houve situações em que a restrição de mínima defluência não foi atendida.

Na Figura 16, é possível observar casos isolados de não atendimento à restrição de defluência mínima para a usina Balbina (os quais não ocorreram quando considerado o armazenamento inicial médio) e uma ligeira tendência na elevação nas defluências do reservatório.

Figura 15 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Serra da Mesa – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 16 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Balbina – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Na Figura 17 e na Figura 18 também é possível observar situações isoladas de não atendimento à restrição de defluência mínima nas operações da usina Jirau. Cenário similar é observado na Figura 19 e na Figura 20, na usina Santo Antonio.

Figura 17 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jirau – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 18 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jirau – armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 19 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santo Antonio
– armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 20 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santo Antonio
– armazenamento inicial igual à média histórica

Da Figura 21 até a Figura 26, é possível observar o efeito da seca de 2012 a 2015 nas vazões defluentes de Guilman-Amorim, Mascarenhas e Sobradinho, respectivamente. É possível observar também que a formulação proposta do HIDROTERM permite que haja factibilidade na execução do modelo mesmo em um cenário de afluentes não estacionário.

Os resultados foram ligeiramente mais favoráveis quando se considera a média histórica de armazenamento inicial em relação ao estado inicial do sistema em junho/2018.

Figura 21 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Guilman-Amorim
– armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 22 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Guilman-Amorim
– armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 23 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Mascarenhas – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 24 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Mascarenhas – armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 25 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Sobradinho – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 26 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Sobradinho – armazenamento inicial igual à média histórica

Os resultados são similares aos observados para a usina Retiro Baixo (Figura 27 e Figura 28) e a usina Santa Clara (MG) (Figura 29 e Figura 30), sendo que na última, há também um cenário de baixas defluências anterior ao da seca ocorrida entre os anos de 2014 e 2016 no sudeste brasileiro. A consideração de um estado de armazenamento inicial diferente pouco alterou os resultados das defluências obtidas pelo modelo HIDROTERM.

Figura 27 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Retiro Baixo – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 28 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Retiro Baixo – armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 29 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santa Clara (MG)
– armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 30 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Santa Clara (MG)
– armazenamento inicial igual à média histórica

A Figura 31 e a Figura 32 mostram os resultados da operação do modelo HIDROTERM para a usina Caconde e a Figura 33 e a Figura 34 para a usina Candonga, onde os cenários de afluência que motivaram o não atendimento da restrição de defluência mínima são os correspondentes à seca da década de 1950, tradicionalmente utilizada como cenário crítico para o setor elétrico brasileiro (SANTOS et al., 2008), adicionalmente a outro período de estiagem ocorrido no final da década de 1960 e, por fim, o cenário de seca prolongada experimentado entre os anos de 2012 e 2015.

A situação dos não atendimentos às restrições de mínima defluência exibe ligeira melhora com o armazenamento inicial médio em relação ao registrado em junho/2018.

Figura 31 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Caconde – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 32 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Caconde – armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 33 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Candonga – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 34 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Candonga – armazenamento inicial igual à média histórica

A Figura 35 e a Figura 36 mostram os resultados para a usina Teles Pires, onde os cenários de afluência que motivaram o não atendimento da restrição de defluência mínima são os correspondentes a episódios de seca ocorridos ao longo de meados da década de 1960 até o início da década de 1970.

Figura 35 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Teles Pires – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 36 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Teles Pires – armazenamento inicial igual à média histórica

Estes cenários secos dos anos 1960 e 1970 também são motivadores do comportamento observado para as usinas de Ponte de Pedra (Figura 37 e Figura 38) e Itiquira II (Figura 39 e Figura 40).

Figura 37 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Ponte de Pedra
– armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 38 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Ponte de Pedra
– armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 39 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Itiquira II – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 40 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Itiquira II – armazenamento inicial igual à média histórica

Os resultados apresentados na Figura 41 à Figura 44, mostram um forte efeito de tendência positiva nas defluências das usinas São José e Passo São João, respectivamente, onde os cenários de não atendimento às defluências mínimas se concentram nas afluentes correspondentes aos primeiros anos do histórico do SIN e foram ficando progressivamente menos frequentes nos cenários mais recentes.

Figura 41 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina São José – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 42 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina São José – armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 43 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Passo São João
– armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 44 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Passo São João
– armazenamento inicial igual à média histórica

Os resultados apresentados também apontam para uma tendência de defluências crescentes para a usina Garibaldi (Figura 45 e Figura 46), mas que a restrição de defluência mínima é rígida demais para evitar a ocorrência de não atendimentos nos cenários mais recentes do histórico. Cenário similar é observado com a usina Belo Monte (Figura 47 e Figura 48), entretanto, para este empreendimento, a tendência aponta para defluências decrescentes.

Figura 45 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Garibaldi – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 46 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Garibaldi – armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 47 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Belo Monte – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 48 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Belo Monte – armazenamento inicial igual à média histórica

Para as usinas Lajes (Figura 49 e Figura 50) e Jordão (Figura 51 e Figura 52), observa-se a restrição de defluência mínima sendo repetidas vezes não alcançada, denotando claramente a necessidade de se revisar a restrição para estas usinas em especial.

Figura 49 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Lajes – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 50 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Lajes – armazenamento inicial igual à média histórica

Figura 51 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jordão – armazenamento inicial igual ao do “deck” de junho/2018

Figura 52 – Defluências mensais resultantes da aplicação do modelo HIDROTERM para a usina Jordão – armazenamento inicial igual à média histórica

Os resultados apresentados permitem observar a eficácia da formulação proposta para o modelo HIDROTERM no tratamento das infactibilidades geradas pelo não atendimento da restrição de defluência mínima.

A forma como o problema foi equacionado evitou o principal efeito colateral do relaxamento total ou parcial da restrição, que é o de provocar a máxima retenção possível do volume armazenado com o objetivo de elevar a produtividade das usinas hidrelétricas e das cascatas nas quais elas estão inseridas.

A formulação proposta permitiu o atendimento da restrição na maior parte dos cenários de vazão afluente, e, quando não foi possível atender a restrição na totalidade, proporcionou a maior vazão defluente possível, de modo a atender, ainda que parcialmente o valor preconizado pelos órgãos gestores.

Como resultado adicional, a partir do momento que o modelo HIDROTERM consegue ser executado em cenários de afluições onde não é possível atender a restrição de mínima defluência, é possível observar, a partir dos resultados obtidos, a frequência e a intensidade do não atendimento das vazões mínimas defluentes de forma individualizada por usina.

Este resultado permite aos gestores do setor elétrico avaliar se este tipo de ocorrência tem relação com cenários hidrológicamente desfavoráveis, a não estacionariedade das afluições ou se existe a necessidade de revisão de referida restrição pela ocorrência sistemática de não atendimento, como pode ser observado nas usinas Lajes e Jordão.

Outro dado fornecido pelo modelo aos operadores do sistema é a possibilidade de antever a ocorrência de cenários de defluências futuras inferiores à restrição de vazão mínima e, com isso, pode facilitar a tomada de decisões operativas no sentido de modificar a operação atual de modo a diminuir o risco futuro de uma ocorrência a qual poderia suscitar conflitos nos múltiplos usos da água armazenada ou impactos ambientais significativos a jusante.

Este tipo de abordagem torna o modelo HIDROTERM mais preparado para o atendimento de restrições de mínima defluência que assumem a forma de um hidrograma ecológico, com os resultados das defluências possíveis de serem atingidas em diversos cenários de vazões afluentes sendo mostrados de forma transparente ao operador.

Por fim, também é possível destacar que o tratamento adequado das infactibilidades na execução do modelo HIDROTERM não consiste apenas na adequação da forma com que o modelo lida com as restrições referentes às vazões mínimas, mas também na observância da qualidade dos dados de entrada, fornecidos pelo setor elétrico.

Há a necessidade de validações e atualizações periódicas dos dados físicos dos empreendimentos hidrelétricos, de modo a evitar que a tomada de decisões por parte dos gestores seja feita de forma enviesada ou até mesmo equivocada.

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho buscou estudar uma forma alternativa de tratar as restrições de mínima vazão defluente no modelo HIDROTERM, por meio da modificação da função objetivo e pela substituição da restrição de mínima defluência por penalidades ao seu não atendimento.

Os resultados obtidos permitiram comprovar a eficácia da formulação proposta para o modelo à medida em que as infactibilidades geradas pelo não atendimento das restrições de mínima defluência deixaram de ocorrer. O grau de factibilidade do modelo superou 90% dos cenários de aflúências analisados e em cerca de três quartos das usinas hidrelétricas houve atendimento pleno da restrição.

A mudança nos níveis de armazenamento inicial não afetou a eficácia da formulação proposta e em apenas 18 usinas hidrelétricas ocorreram vazões defluentes mensais inferiores à restrição de vazão mínima. Ainda assim, em 16 usinas o total de meses em que houve a ocorrência de defluências inferiores não chega a 10% do total de meses utilizados como dado de entrada do modelo HIDROTERM.

Somente na usina de Jordão houve o não atendimento da restrição de vazão defluente preconizada em mais de 50% das aflúências e este resultado pode indicar desde uma restrição que necessite ser revista até erros na topologia de referido empreendimento hidrelétrico, uma vez que é complexa a configuração das usinas da cascata do rio Paraíba do Sul e pode haver alguma inconsistência na sua concepção.

De qualquer maneira, pode-se dizer que a formulação proposta proporcionou o atendimento da restrição na maior parte dos cenários de vazão afluyente, e, quando não foi possível atender a restrição na totalidade, proporcionou a maior vazão defluente possível evitando-se o efeito colateral do relaxamento total ou parcial da restrição, que é o de provocar a máxima retenção possível do volume armazenado objetivando aumento da produtividade.

O modelo HIDROTERM passa a fornecer dado importante aos operadores dos reservatórios do SIN, com a possibilidade de prevenir defluências futuras inferiores à restrição de vazão mínima reduzindo-se o risco de ocorrências de conflitos nos múltiplos usos da água armazenada ou impactos ambientais significativos a jusante.

Neste trabalho também foi possível observar o impacto dos dados de entrada nas ocorrências de infactibilidades no modelo HIDROTERM. Foram realizadas adequações nos polinômios de jusante e nas aflúências históricas de modo a preparar o modelo a fim de que os testes necessários ao tema proposto pudessem ser realizados.

Dessa forma, a adequação da função objetivo proposta para o modelo HIDROTERM, pioneiro ao considerar a otimização da operação do sistema de reservatórios do SIN de forma individualizada, confere mais confiabilidade ao modelo, permitindo que sejam obtidos resultados factíveis de sua operação, independente da condição hidrológica, em um cenário que aponta para crescentes conflitos devido aos múltiplos usos da água, incremento na aleatoriedade na geração elétrica no SIN e incertezas de ordem climática.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANA. **Sistema de Acompanhamento de Reservatórios – SAR**. Disponível em <<https://www.ana.gov.br/sar/>>. Acesso em: 01 dez. 2020.
- ANEEL. **Matriz de Energia Elétrica**. Brasília: 2020. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 01 abr. 2020.
- BARROS, M.T.L.; TSAI, F.; YANG, S.; LOPES, J.E.G.; YEH, W. **Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 129(3), p. 178-188, 2003. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(2003)129:3(178).
- BECKER, L.; YEH, W. **Optimization of real time operation of a multiple-reservoir system**. Water Resources Research, v. 10(6), p. 1107-1112, 1974. doi: 10.1029/WR010i006p01107.
- BRAGA, B.P.F.; YEH, W.; BECKER, L.; BARROS, M.T.L. **Stochastic optimization of multiple-reservoir-system operation**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 117(4), p. 471-481, 1991. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(1991).
- CARVALHO, M.F.H.; SOARES, S. **An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm**. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. PWR-2, pp. 537-542, 1987.
- CASTRO, J.; GONZÁLEZ, J.A. **A non-linear optimization package for long-term hydrothermal coordination**. European Journal of Operational Research, v. 154(3), p. 641-658, 2004. doi: 10.1016/S0377-2217(02)00802-0.
- CCCE. **Site oficial da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. 2020. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 1 abr. 2020.
- CEPEL. **Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados – NEWAVE**: relatório técnico. Rio de Janeiro: CEPEL, 2013a.
- CEPEL. **Modelo DECOMP – Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo**: relatório técnico. Rio de Janeiro: CEPEL, 2013b.
- CHANG, F.J.; CHEN, L. **Real-coded genetic algorithm for rule-based flood control reservoir management**. Water Resource Management, v. 12(3), p. 185-198, 1998.
- CHANG, L. **Guiding rational reservoir flood operation using penalty-type genetic algorithm**. Journal of Hydrology, v. 354 (1-4), p. 65-74, 2008. doi: 10.1016/j.jhydrol.2008.02.021.
- CHU, W.S.; YEH, W. **A non-linear programming algorithm for real-time hourly reservoir operations**. Journal of the American Water Resources Association, v. 14(5), p. 1048-1063, 1978. doi: 10.1111/j.1752-1688.1978.tb02245.x.

COLLISCHONN, W., AGRA, S.G., FREITAS, G.K., PRIANTE, G.R., TASSI, R., SOUZA, C.F. Em busca do hidrograma ecológico. In: Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2005, João Pessoa. *Anais...* Porto Alegre: ABRH, 2005.

DETZEL, D.H.M.; BESSA, R.M., VALLEJOS, C.A.V.; SANTOS, A.B.; THOMSEN, L.S.; MINE, M.R.M.; BLOOT, M.L.; ESTRÓCIO, J.P. **Estacionariedade das afluições às usinas hidrelétricas brasileiras**. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 16(3), p. 95-111, 2011. doi: 10.21168/rbrh.v16n3.p 95-111

DIAS, B.H.; MARCATO, A.L.M.; SOUZA, R.C.; SOARES, M.P.; SILVA JUNIOR, I.C.; OLIVEIRA, E.J. de; BRANDI, R.B.S.; RAMOS, T.P. **Stochastic Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Power Systems Operation Planning Based on the Convex Hull Algorithm**. Mathematical Problems in Engineering, v. 2010, 2010. doi: doi:10.1155/2010/390940.

DIAS, V.S.; LUZ, M.P.; MEDERO, G.M.; NASCIMENTO, D.T.F. **An Overview of Hydropower Reservoirs in Brazil: Current Situation, Future Perspectives and Impacts of Climate Change**. Water, v. 10, 592. 2018. doi: 10.3390/w10050592

DIBA, A.; LOUIE, P.W.F.; MAHJOUN, M.; YEH, W. **Planned operation of large-scale water-distribution system**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 121(3), p. 260-269, 1995. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(1995)121:3(260).

EPE – Empresa de Pesquisa Energética e CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN**: relatório técnico. Brasília: MME, 2017.

FALCETTA, F.A.M.; ZAMBON, R.C.; YEH, W. Evolution of Storage Capacity in the Brazilian Hydropower System. In: WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2014, Portland. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2014.

FALCETTA, F.A.M. **Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro**. 2015. 66 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

GAMS (2020). **General Algebraic Modeling System** – www.gams.com

GOMES, R.O. **Estudo do impacto da incorporação de usinas hidrelétricas a fio d'água do sistema interligado nacional**. 2012. 124 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

HIDALGO, I. G. **Sistema de Consultas para a Análise de Dados Cadastrais de Usinas Hidrelétricas**. 2004. 112 p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

HIDALGO, I. G. **Ferramentas e Metodologia para Consolidação de Dados de Usinas Hidrelétricas Brasileiras**. 2009. 132 p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

HIDALGO, I. G.; SOARES, S.; FONTANE, D. G.; CICOONA, M. A. Management and Analysis of Data from Hydroelectric Plants. In: IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009, Seattle. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2009. doi: 10.1109/PSCE.2009.4840055.

HIDALGO, I.G.; FONTANE, D.G.; SOARES, S.; CICOONA, M.A.; LOPES, J.E.G. **Data Consolidation from Hydroelectric Plants**. Systemics, Cybernetics and Informatics. v. 10(1), p. 62-65, 2010.

HIDALGO, I. G.; SOARES, S.; FONTANE, D.G.; LOPES, J.E.G; CICOONA, M.A. SILVA, D. **Analysis of the Level-Release Polynomial from a Hydroelectric Plant**. Journal of Energy Engineering, 2012. doi: 10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000024.

HIDALGO, I.G.; CORREIA, P.B.; ARNOLD, F.J.; ESTRÓCIO, J.P.F.; BARROS, R.S. de; FERNANDES, J.P.T.; YEH, W. **Hybrid Model for Short-Term Scheduling of Hydropower Systems**. Journal of Water Resources Planning and Management, 2015. doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000444.

HIDALGO, I.G.; PAREDES-ARQUIOLA, J.; ANDREU, J.; LERMA-ELVIRA, N.; LOPES, J.E.G.; CIOFFI, F. **Hydropower generation in future climate scenarios**. Energy for Sustainable Development, v. 59, p. 180-188, 2020. doi: 10.1016/J.ESD.2020.10.007.

KHENAYFIS, L.S. **Proposta de nova metodologia para determinação das relações vazão-cota de jusante em aproveitamentos hidrelétricos brasileiros**. 2017, 62 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

LABADIE, J. **Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 130(2), p. 93-111, 2004. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(2004)130:2(93).

LARROYD, P.V. **Um modelo de otimização estocástica com representação individualizada das usinas hidrelétricas no planejamento de médio prazo da operação hidrotérmica**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Hidráulica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

LI, X.; WEI, J.; LI, T.; WANG, G.; YEH, W. **A parallel dynamic programming algorithm for multi-reservoir system optimization**. Advances in Water Resources, v. 67, p. 1-15, 2014.

LOAICIGA, H. **Reservoir design and operation with variable lake hydrology**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 128(6), p. 399-405, 2002. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(2002)128:6(399).

LOPES, J.E.G. **Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica**. 2007. 141 p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R.; SOUZA, R.R.; BORBA, B.S.M.C.; COSTA, I.V.L.; PEREIRA JUNIOR, A.O.; CUNHA, S.H.F. **The vulnerability of renewable**

energy to climate change in Brazil. Energy Policy, 37, p. 879-889, 2008. doi: 10.1016/j.enpol.2008.10.029.

MARCHI, M.E.V., ZAMBON, R.C. Backwater Effect over Tailrace Water Level in Cascade Hydropower Plants. In: WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2013, Cincinnati. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2013.

MENDES, L.A. **O impacto dos usos consuntivos na operação de sistemas de reservatórios para produção de energia elétrica.** 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Hidráulica) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

MENDES, L.A.; BARROS, M.T.L.; ZAMBON, R.C.; YEH, W. **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, 2015. doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000527,04015014.

MOMOH, J.A.; EL-HAWARY, M.E.; ADAPA, R. **A review of selected optimal power flow literature to 1993, Part II: Newton, linear programming and interior point methods.** IEEE Transactions on Power Systems, 14(1), p. 105-111, 1999. doi: 10.1109/59.744495.

NICKLOW, J.; REED, P.; SAVIC, D.; DESSALEGNE, T.; HARREL, L.; HILTON, A.C.; KARAMOUZ, M.; MINSKER, B.; OSTFELD, A.; SINGH, A.; ZECHMAN, E. **State of the art for genetic algorithms and beyond in water resources planning and management.** Journal of Water Resources Planning and Management, v. 136 (4), p. 412-432, 2009.

OLIVEIRA, F.L.C.; SOUZA, R. C. **A new approach to identify the structural order of par (p) models.** Pesquisa Operacional, v. 31(3), 2011.

ONS. **Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos:** relatório técnico. Rio de Janeiro: ONS, 2011.

ONS. **Atualização de séries históricas de vazões – período 1931 a 2015:** relatório técnico. Rio de Janeiro: ONS, 2016.

ONS. **Entenda o que muda no ONS com a entrada em operação do DESSEM em Janeiro de 2020.** 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190807_oquemudacomodessem.aspx>. Acesso em 07 abr. 2020.

ONS. **Site oficial do Operador Nacional do Sistema Elétrico.** 2020a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 01 abr. 2020a.

ONS. **Procedimentos de rede – Submódulo 9.2 – Acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos do Sistema Interligado Nacional:** relatório técnico, rev. 2020.01. Rio de Janeiro: ONS, 2020b.

PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. **Stochastic optimization of multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach.** Water Resources Research. v. 21(6), p 779-792, 1985. doi: 10.1029/WR021i006p00779.

PEREIRA, F., FALCETTA, F.A.M., ARAÚJO, I.L., CAVALCANTE, Y.F.O. Wind generation in the northeast Brazilian subsystem: challenges and opportunities. In: Decarbonization, Efficiency and Affordability: New Energy Markets in Latin America, (ELAEE/IAEE), 2019, Buenos Aires. *Proceedings...* Cleveland: IAEE, 2019

PINTO, M. (org.). **Energia Eólica: princípios e operação**. São Paulo: Érica, 2019, 336 p.

QUEIROZ, A.R.; FARIA, V.A.D.; LIMA, L.M.M.; Lima, J.W.M. **Hydropower revenues sunder the threat of climate change in Brazil**. Renewable Energy, v. 133, p. 873-882, 2019. doi: 10.1016/j.renene.2018.10.050.

SAKARYA, A.; MAYS, L. **Optimal operation of water distribution pumps considering water quality**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 126(4), p. 210-220, 2000. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(2000)126:4(210).

SANTOS, G. A. G.; BARBOSA, E.K.; SILVA, J.F. **Por que as Tarifas Foram para os Céus? Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro**. Revista do BNDES, Brasil, jun. 2008.

SILVA, L.M.; ZAMBON, R.C.; Nonlinearities in Reservoir Operation for Hydropower Production. In: WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2013, Cincinnati. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2013. p. 2429-2439.

SIMONOVIC, S.P. **Reservoir systems analysis: Closing gap between theory and practice**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 118(3), p. 262-280, 1992. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(1992)118:3(262).

SOUZA, R.C.; MARCATO, A.L.M.; DIAS, B.H.; OLIVEIRA, F.L., C. **Optimal operation of hydrothermal systems with Hydrological Scenario Generation through Bootstrap and Periodic Autoregressive models**. European Journal of Operational Research, v. 222, p. 606-615, 2012. doi: 10.1016/j.ejor.2012.05.020.

VOGEL, R.M.; YAINDL, C.; WALTER, M. **Nonstationarity: Flood magnification and recurrence reduction factors in the United States**. JAWRA Journal of the American Water Resources Association, v. 47(3), p. 464-474, 2011. doi: 10.1111/j.1752-1688.2011.00541.x

WURBS, R. **Reservoir-system simulation and optimization models**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 119(4), p. 455-472, 1993. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9496(1993)119:4(455).

XU, B.; ZHONG, P.; STANKO, Z.; ZHAO, Y.; YEH, W. **A multiobjective short-term optimal operation model for a cascade system of reservoirs considering the impact on long-term energy production**. Water Resources Research. v. 51, p. 3353-3369, 2015. doi: 10.1002/2014WR015964.

XU, B.; ZHONG, P.; WU, Y.; FU, F.; CHEN, Y.; ZHAO, Y. **A Multiobjective Stochastic Programming Model for Hydropower Hedging Operations under Inexact Information**. Water Resources Management. v. 31 (14), p. 4649-4667, 2017. doi: 10.1007/s11269-017-1771-x.

YAKOWITZ, S. **Dynamic programming applications in water resources**. Water Resources Research, v. 18(4), p. 673-696, 1982. doi: 10.1029/WR018i004p00673.

YEH, W. **Reservoir management and operations models: A state of Art Review**. Water Resources Research, v. 21(2), p. 1797-1818, 1985. doi: 10.1029/WR021i012p01797.

ZAMBELLI, M. **Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

ZAMBON, R.C. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Hidráulica) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

ZAMBON, R. C. **A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional**. Revista USP, Brasil, n. 104, p. 133-144, mar. 2015.

ZAMBON, R.C.; BARROS, M.T.L.; LOPES, J.E.G.; BARBOSA, P.S.F.; FRANCATO, A.L.; YEH, W. **Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation**. Journal of Water Resources Planning Management, v. 138(2), p. 135-143, 2012. doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000149.

ZAMBON, R.C.; BARROS, M.T.L.; BARBOSA, P.S.F.; FRANCATO, A.L.; LOPES, J.E. G.; NOGUEIRA, L.F.A.M.; YEH, W. A Stochastic Hydrothermal Decision Support System for Planning Operation: New Developments for the HIDROTERM Model. In: WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2013, Cincinnati. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2013. p. 1563-1573.

ZAMBON, R.C.; BARROS, M.T.L.; LOPES, J.E.G.; FRANCATO, A.L.; BARBOSA, P.S.F.; YEH, W. Drought and Its Economical Impacts on the Brazilian Interconnected Power System. In: WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2015, Austin. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2015. p. 2101-2110.

ZAMBON, R.C.; BARROS, M.T.L.; YEH, W. Impacts of the 2012-2015 Drought on the Brazilian Hydropower System. In: WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2016, West Palm Beach. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2016. p. 82-91.

ZAMBON, R.C.; BARROS, M.T.L.; YEH, W. Storage, Productivity, and Resilience in the Brazilian Hydropower System. In: WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2019a, Pittsburgh. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2016. p. 82-91.

ZAMBON, R.C.; FALCETTA, F.A.M. Particularidades na representação individualizada de usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional. In: XXIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2019, Foz do Iguaçu. *Anais...* Porto Alegre: ABRH, 2019b.

ZAMBON, R.C.; FALCETTA, F.A.M.; BARROS, M.T.L.; FERREIRA, J. C.; YEH, W. Improving the management of storage reservoirs in the Brazilian Hydropower System. In:

WORLD ENVIRONMENTAL AND WATER RESOURCES CONGRESS, 2020, Henderson. *Proceedings...* Reston: ASCE, 2020.

ZHANG, R.; ZHOU, J.; WANG, Y. **Multi-objective optimization of hydrothermal energy system considering economic and environmental aspects.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 42(1), p. 384-395, 2012.