FILIPPE ANTONIO MARQUES FALCETTA

**EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA
HIDRELÉTRICO BRASILEIRO**

São Paulo

2015

FILIPPE ANTONIO MARQUES FALCETTA

Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências

Orientador:
Prof. Dr. Renato Carlos Zambon

São Paulo

2015

FILIPPE ANTONIO MARQUES FALCETTA

Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências

Área de Concentração:
Engenharia Hidráulica

Orientador:
Prof. Dr. Renato Carlos Zambon

São Paulo

2015

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Falcetta, Filipe Antonio Marques

Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro / F. A. M. Falcetta -- versão corr. -- São Paulo, 2015.
65 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental.

1.Sistemas hidroenergéticos 2.Reservatórios (Operação) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental II.t.

Aos meus pais, Miguel e Rita e aos meus avós, João 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. Abel Maia Genovez, da Faculdade de Engenharia Civil da UNICAMP, por me colocar em contato com a área de hidrologia e me ajudar a trilhar os primeiros caminhos na engenharia.

Ao Prof. Mario Thadeu Leme de Barros, pela amizade e companheirismo nos anos em que se desenrolaram este projeto.

Aos amigos, professores e funcionários do Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental da Escola Politécnica da USP.

Aos amigos do Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), pela paciência, apoio incondicional e incentivo ao desenvolvimento deste trabalho.

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

A genialidade é 1% inspiração e 99%
transpiração.

Thomas Alva Edison

RESUMO

No Brasil, cerca de dois terços da capacidade total instalada de geração de energia elétrica e, em média nos últimos quinze anos, aproximadamente 90% da geração efetiva provêm das hidrelétricas. Este sistema inclui 170 usinas hidrelétricas de médio e grande porte existentes ou previstas até 2023, aproximadamente dois terços delas com capacidade de regularizar vazões e todas operando de maneira interligada. Restrições ambientais, técnicas, sociais e econômicas tem dificultado cada vez mais a implantação de empreendimentos hidráulicos contendo reservatórios de grande porte, tornando a maioria dos novos empreendimentos a fio d'água. Para compreender melhor o processo, este trabalho apresenta um levantamento da evolução anual da capacidade instalada e de armazenamento do sistema desde 1950 até a expansão prevista nos próximos 8 anos, em 2023. Os dados da década de 2000 e a previsão até 2023 de forma ainda mais acentuada indicam uma redução contínua e significativa da capacidade relativa de regularização, com impacto direto nas decisões de operação e de expansão do sistema térmico complementar. A fim de avaliar as possíveis consequências da redução da capacidade de regularização, simulações foram realizadas no modelo HIDROTERM (ZAMBON *et al.* 2012); os resultados apontam para uma necessidade de ser complementar continuamente a energia hídrica, não só em períodos hidrologicamente desfavoráveis.

Palavras-Chave: Operação de reservatórios. Sistemas hidroenergéticos.

ABSTRACT

In Brazil, about two-thirds of electricity installed capacity and over the last fifteen years, on average 90% of energy consumed has come from hydropower generation. The hydro system includes 170 medium and large hydropower plants in integrated operation today or planned to be operational by the end of 2023, about two-thirds of them have large storage capacities to regulate flows. Environmental, technical, social and economic constraints have made it increasingly difficult to project and build new reservoirs with large storage capacities. As a result, newly built hydropower plants are mostly the run-of-river type. To better understand the process, this paper presents a historical survey of the installed capacity of hydropower and storage capacity of the system since 1950 and extends to the planned expansion over the next eight years, through 2023. Data from 2000 and projections through 2023 indicate a significant reduction of relative regulating capacity, which has a direct impact on decisions regarding operation and expansion of the complementary thermal system. In order to assess the possible consequences of the reduction in regulating capacity, simulations were performed on HIDROTERM model (ZAMBON *et al.* 2012); the simulation results point to a continuous need for complementing the hydropower generation, not only on hydrologically unfavorable years.

Keywords: Reservoir operation. Hydropower.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Histórico de operação do SIN	15
Figura 2 - Participação das fontes de energia na capacidade instalada	17
Figura 3 - ENA x Moagem de cana	18
Figura 4 – Esquema de uma usina hidrelétrica	28
Figura 5 - SIN - Evolução da Capacidade Instalada.....	36
Figura 6 - SIN - Capacidade Instalada por subsistema	37
Figura 7 - SIN – Histórico EARmax.....	38
Figura 8 - SIN – EARmax por subsistema.....	39
Figura 9 – Distribuição da EARmax nos reservatórios de acumulação	39
Figura 10 – EARmax / Capacidade Instalada por subsistema (meses)	40
Figura 11 – EARmax / Capacidade Instalada no SIN (meses)	40
Figura 12 – Geração hidrelétrica simulada – vazões mínimas do histórico (por subsistema).....	42
Figura 13 – Geração hidrelétrica simulada – vazões mínimas do histórico – SIN	43
Figura 14 – Geração hidrelétrica simulada – Q_{MLT} (por subsistema)	44
Figura 15 – Geração hidrelétrica simulada – Q_{MLT} – SIN.....	45
Figura 16 – Fatores de Capacidade (F_c) – vazões mínimas do histórico (por subsistema) ..	46
Figura 17 – Fatores de capacidade (F_c) – vazões mínimas do histórico – SIN	47
Figura 18 – Fatores de Capacidade (F_c) – Q_{MLT} (por subsistema)	48
Figura 19 – Fatores de capacidade – Q_{MLT} – SIN.....	49
Figura 20 – Fatores de capacidade mínimos <i>versus</i> configuração de usinas – Q_{MLT}	50
Figura 21 – Fatores de capacidade médios <i>versus</i> configuração de usinas – Q_{MLT}	50
Figura 22 – Fatores de capacidade máximos <i>versus</i> configuração de usinas – Q_{MLT}	51
Figura 23 – Curva de Permanência para os F_c – subsistema Sudeste/Centro-Oeste	52
Figura 24 – Curva de Permanência para os F_c – subsistema Sul	53
Figura 25 – Curva de Permanência para os F_c – subsistema Nordeste.....	53
Figura 26 – Curva de Permanência para os F_c – subsistema Norte	54
Figura 27 – Curva de Permanência para os F_c – SIN.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EAR	Energia Armazenada
EAR_{max}	Energia Armazenada Máxima
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPUSP	Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
F_c	Fator de Capacidade
GAMS	General Algebraic Modeling System
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PL	Programação Linear
PNL	Programação Não-Linear
PD	Programação Dinâmica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PNE	Plano Nacional de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIPOT	Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
SSD	Sistema de Suporte a Decisão
TCU	Tribunal de Contas da União
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
USP	Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	7
2 REVISÃO DA LITERATURA	9
2.1 A GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA	9
2.2 PANORAMA HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
2.3 ESTUDOS DE INVENTÁRIO HIDRELÉTRICO E USINAS A FIO D'ÁGUA.....	12
2.4 AS CONSEQUÊNCIAS DA IMPLANTAÇÃO DAS USINAS A FIO D'ÁGUA....	13
2.5 A TRANSFORMAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	15
2.6 A BUSCA POR FONTES DE ENERGIA ALTERNATIVAS	17
2.7 MODELOS PARA PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	19
3 MATERIAL E MÉTODOS	24
3.1 ANÁLISE HISTÓRICA DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SIN	24
3.2 UTILIZAÇÃO DO MODELO HIDROTERM COMO FERRAMENTA PARA A AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA	26
3.2.1 Modelo HIDRO	27
3.2.2 Modelo TERM e modelo HIDROTERM unificado	31
3.2.3 Aplicabilidade do modelo HIDROTERM a problemática do trabalho	33
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	36
4.1 ANÁLISE HISTÓRICA DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SIN	36
4.2 UTILIZAÇÃO DO MODELO HIDROTERM COMO FERRAMENTA PARA A AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA	41
4.2.1 Geração hidrelétrica – cenário de vazões mínimas	41
4.2.2 Geração hidrelétrica – cenário médio de longo termo (MLT).....	44
4.2.3 Fator de Capacidade (Fc) – cenário de vazões mínimas.....	46
4.2.4 Fator de Capacidade (Fc) – cenário médio de longo termo (MLT)	47
4.2.5 Avaliação do Fator de Capacidade em todos os cenários analisados	51
5 CONCLUSÃO	56
REFERÊNCIAS.....	57

1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica é de primordial importância para o desenvolvimento das atividades econômicas de qualquer nação.

Nesse sentido, o Brasil, com dimensões continentais, apresenta um panorama favorável por ter em seu território possibilidades de se obter esta energia de diferentes fontes: hidrelétrica, termelétrica (por óleo diesel, biomassa, carvão e gás natural), nuclear, eólica, solar, etc.

A fim de não afetar a competitividade das demais atividades econômicas, a geração de energia elétrica deve, preferencialmente, apresentar custo baixo, não causar danos significativos ao meio ambiente, utilizar-se de fontes preferencialmente renováveis, ser confiável e regular.

Ressalta-se que os prejuízos do não cumprimento das demandas, além de não se realizarem constantes investimentos na produção de energia trazem resultados no curto, médio e longo prazo, interferindo diretamente nas riquezas produzidas por um país; por exemplo, estima-se que, no ano de 2001, quando o Brasil sofreu o racionamento de energia, a primeira crise em grande escala sofrida pelo setor elétrico brasileiro, houve, segundo dados do TCU, perdas da ordem de R\$ 60 bilhões.

No Brasil, cerca de dois terços da capacidade total instalada (ANEEL, 2014) e, em média nos últimos quinze anos, aproximadamente 90% da geração efetiva (ONS, 2014) provém de usinas hidrelétricas, as quais se interligam com as demais fontes de energia e centros de demanda no denominado Sistema Interligado Nacional (SIN).

O SIN possibilita um ganho significativo na confiabilidade na geração de energia, pois permite que, considerando a variabilidade e aleatoriedade das vazões naturais afluentes, haja um melhor aproveitamento da capacidade de regularização no fornecimento de energia proveniente de diferentes usinas. Ocorre não apenas a regularização individual pela operação dos reservatórios, mas entre diferentes usinas e regiões do sistema. De forma geral, quanto maiores os volumes úteis dos reservatórios, maior a capacidade de regularização para a sua própria usina, as demais a jusante e para o sistema operado de maneira integrada.

No entanto, a implantação de empreendimentos hidráulicos que contenham reservatórios de grande porte tornou-se mais difícil, tendo em vista que o potencial hidrelétrico a ser instalado passa por restrições ambientais e geográficas, técnicas, sociais e econômicas crescentes.

Esta condição faz com que as usinas hidrelétricas previstas para entrar em operação nos próximos anos no Brasil contenham reservatórios de tamanho reduzido ou, na maioria das vezes, sejam empreendimentos a fio d'água. Nestes empreendimentos, a flexibilidade do sistema fica cada vez mais limitada, introduzindo uma maior variabilidade entre a energia hídrica disponível nos períodos úmidos e a dos períodos secos.

A maior disponibilidade da energia hidráulica nos períodos hidrologicamente favoráveis em relação aos desfavoráveis faz com que seja necessária a utilização de fontes de energia complementares à energia hídrica, de modo a proporcionar maior segurança de suprimento.

Mesmo com participação crescente também de fontes energéticas alternativas que apresentem menores custos, tais como a geração térmica por biomassa (bagaço de cana) e eólica, como sinaliza o Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 (EPE, 2007), os custos variáveis de operação do sistema continuam diretamente ligados ao despacho térmico complementar.

Esta pesquisa possui como objetivo mensurar a evolução e as consequências da participação cada vez maior de usinas hidrelétricas a fio d'água na capacidade de regularização do sistema hidrotérmico brasileiro e suas consequências na operação do SIN.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 A GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA

O homem utiliza a energia potencial proveniente de quedas d'água desde a Antiguidade e, as usinas hidrelétricas, hoje, se utilizam desta energia para produzir eletricidade. Assim, o potencial hidráulico existente em um rio é proporcionado pela vazão e pelos desníveis existentes ao longo do curso de um rio, de forma natural – em cachoeiras – ou com a construção de barramentos.

A construção de barramentos permite represar a vazão afluente à usina, com formação de um reservatório (ou lago artificial), o qual garantirá a queda d'água necessária para a operação das turbinas, permitindo a geração de energia elétrica. Em alguns casos, pode ainda ter um volume variável permitindo armazenar água em períodos de maior afluência e utilizar em períodos mais secos para regularizar tanto as vazões a jusante como a energia gerada.

A energia proveniente de hidrelétricas é vantajosa por ser uma fonte renovável e considerada, em comparação a outras fontes, relativamente limpa, ainda que gere impactos ambientais relevantes na formação dos reservatórios, com a alteração do regime hidrológico dos rios, prejuízos à fauna e flora locais, alteração do microclima, realocação de núcleos populacionais, etc.

O potencial hidrelétrico brasileiro, segundo o último levantamento do Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT) é de cerca de 250 mil MW, dos quais apenas cerca de 40% é aproveitado, o que nos coloca em vantagem em relação aos demais países; e, além disso, em média nos últimos quinze anos, cerca de 90% da geração elétrica efetiva do Brasil advém desta fonte de energia.

As usinas hidrelétricas podem ser classificadas de acordo com a finalidade e capacidade de regularização de seus reservatórios: nas usinas hidrelétricas a fio d'água, o reservatório é formado apenas para criar a queda; nas usinas hidrelétricas de acumulação, o reservatório fornece tanto a queda d'água como também um determinado volume útil para regularização da vazão do curso d'água.

Nas usinas a fio d'água, a vazão afluente quando menor que a capacidade máxima de turbinar é totalmente utilizada em geração de energia, quando superior, utiliza-se a capacidade máxima da turbina e verte-se o excedente.

A capacidade de regularização é uma medida indireta da quantidade de água que pode ser armazenada em períodos hidrológicos favoráveis para utilização em períodos mais secos. Ela pode ser determinada por meio do porte do reservatório comparado com a variabilidade na série temporal de vazões afluentes: quando o porte é pequeno, diz-se que a capacidade de regularização é menor ou igual a 1 mês (*i.e.* usinas a fio d'água); em um reservatório de porte médio, com capacidade de regularização entre 1 mês e 9 meses, diz-se que esta regularização é intra-anual; por fim, capacidades de regularização maiores que 9 meses são referidas como sendo plurianuais.

A geração de energia em uma usina de acumulação é mais constante ao longo do tempo e a regularização proporcionada por elas contribui também com as demais usinas a jusante, sejam elas de acumulação ou a fio d'água.

Por exemplo, a usina de Itaipu é uma usina a fio d'água, no entanto, por estar localizada no final de uma cascata de reservatórios de acumulação a montante, tem sua geração beneficiada pela regularização proporcionada por estes últimos. De acordo com Barros *et al.* (2009), a produção de energia de Itaipu, quando comparada com a que resultaria com as vazões naturais das décadas de 1970 a 1990, seria em média 14% superior devido a regularização proporcionada pelos reservatórios a montante.

Ademais, usinas com grandes reservatórios permitem a regularização das vazões em benefício de outros usos, tais como abastecimento público, irrigação, lazer, navegação, etc.

2.2 PANORAMA HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico nacional é marcado historicamente pela presença do investimento estatal a partir da década de 1950, que, por meio da criação da Eletrobrás em 1962, possibilitou a criação do SIN, um complexo de usinas hidrelétricas e seus reservatórios, bem como redes de transmissão as quais possibilitam a transmissão da energia gerada por quase todo território nacional.

O planejamento da operação do SIN é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual é fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para o planejamento da operação, o SIN é, hoje, dividido em quatro grandes subsistemas correspondentes às regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Estes sistemas estão interligados pelas principais linhas de transmissão de energia no Brasil.

A operação interligada de usinas hidrelétricas é complexa, e decisões tomadas para uma usina afetam sobremaneira a operação de toda uma cascata de usinas a jusante. Até mesmo estratégias de expansão do sistema interferem diretamente, de forma não linear, nos empreendimentos existentes.

A cooperação entre as diversas fontes presentes no Sistema Interligado Nacional torna a geração e distribuição de energia elétrica mais confiável e eficiente, na medida em que permite aproveitar os variados regimes hidrológicos do Brasil.

O modelo exclusivamente estatal de administração do setor elétrico perdurou até meados da década de 1990, quando, segundo Abbud *et al.* (2010), como consequência da redução maciça dos investimentos públicos no setor na década de 1980, tornou-se inviável a continuidade do financiamento do governo na manutenção e expansão do sistema.

Apenas em 1995 os investimentos no setor foram retomados, culminando com a criação da ANEEL e do ONS em 1998; o marco regulatório possibilitou a entrada decisiva de investidores privados no setor, o que garantiu a entrada em operação de diversos empreendimentos, tanto de geração, como de transmissão de energia.

Ainda assim, a falta de construção de novas usinas e o aumento da demanda proporcionado pelo crescimento econômico no período compreendido entre 1997 e 2000 acarretou no esvaziamento progressivo dos reservatórios existentes o que, em uma ocasião de baixo regime de chuvas no verão de 2000/2001, levou o país a um processo de racionamento de energia elétrica.

A fim de se evitar crises como a de 2001, o que se viu na última década, de acordo com Abbud *et al.* (2010), foi um esforço governamental que possibilitasse uma alteração na legislação regulatória do setor elétrico nacional.

Este esforço traduziu-se na elaboração dos Decretos 5.163/2004 e 5.177/2004, que regulamentaram a comercialização de energia elétrica com a instituição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da sanção da Lei 10.847/2005, a qual criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A partir destas regulamentações, passou-se a exigir que aproveitamentos hidrelétricos novos fossem licitados em leilões que permitam ofertar a energia da usina pelo menor preço. Os novos empreendimentos hidrelétricos estariam sujeitos, ainda, à exigência da obtenção da Licença Ambiental Prévia à licitação, de acordo com o decreto 5.163/2004.

As usinas termelétricas, segundo Abbud *et al.* (2010), diferentemente das hidrelétricas, embora requeiram concessão da União, não necessitam passar por processo licitatório, uma vez que não representam concessões de uso de bem público. Elas somente são obrigadas a participar dos leilões de compra e venda de energia, no entanto são construídas e operadas por conta e risco do empreendedor.

O impacto de tais medidas legislativas foi imediato: a grande totalidade dos leilões de expansão da malha de energia elétrica desde então foi essencialmente de usinas termelétricas; a comercialização de energia elétrica de hidrelétricas de grande porte só foi retomada timidamente em 2007, com a licitação da usina de Santo Antônio, no Rio Madeira.

2.3 ESTUDOS DE INVENTÁRIO HIDRELÉTRICO E USINAS A FIO D'ÁGUA

Cabe a EPE realizar estudos relacionados a expansão da oferta de recursos energéticos no Brasil. O principal instrumento de gestão utilizado para determinar a melhor forma de se aproveitar o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica é o Estudo de Inventário Hidrelétrico, que se caracteriza, de acordo com o Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas (MME, 2007), pela concepção e análise de várias alternativas de divisão de queda, formadas por um conjunto de projetos, que são comparadas entre si, visando selecionar aquela que apresente melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais.

Segundo Nahas (2010), a análise dos impactos socioambientais leva em conta diversos fatores ao se considerar a área a ser alagada pela implantação do empreendimento hidrelétrico, entre os quais a presença de grupos indígenas, unidades de conservação, atividade pesqueira comercial, ocorrência mineral, fauna, flora e demais atividades econômicas.

Quando se considera que cerca de 70% do potencial hidrelétrico inexplorado no Brasil, segundo estimativas da ANEEL e da EPE, se localiza na Região

Amazônica, sendo praticamente todo este potencial concentrado nas bacias dos rios Tapajós, Xingu, Madeira e Trombetas, percebe-se que o critério socioambiental acaba, por consequência da localização de referidas bacias, recebendo maior peso que os demais.

Salienta-se que o potencial hidrelétrico a ser explorado na Amazônia não apresenta bacias hidrográficas em áreas de região montanhosa, diferentemente da região Sudeste, a qual já possibilitou a implantação dos reservatórios de grande porte no passado.

Esta é uma restrição técnica relevante: o relevo de planície da região amazônica dificulta sobremaneira a implantação de reservatórios de acumulação de grande porte, acarretando em um direcionamento dos Estudos de Inventário, que passam a considerar a implantação de, quase que exclusivamente, empreendimentos a fio d'água.

2.4 AS CONSEQUÊNCIAS DA IMPLANTAÇÃO DAS USINAS A FIO D'ÁGUA

Como visto, restrições ambientais, técnicas, sociais e econômicas tem dificultado cada vez mais a implantação de empreendimentos hidráulicos contendo reservatórios de grande porte. Esta condição faz com que as usinas hidrelétricas previstas para entrar em operação nos próximos anos no Brasil contenham reservatórios de tamanho reduzido ou, na maioria das vezes, sejam empreendimentos a fio d'água, isto é, não apresentam reservatórios com capacidade de regularização de vazão, e, portanto, de energia.

As consequências de tal modelo ainda são discutidas por diversos setores da sociedade, mas já é evidente que uma participação maior das fontes térmicas na geração de energia acarretará em um maior custo para os consumidores finais e aumentará a emissão de gases provenientes da queima de combustíveis fósseis por parte do setor elétrico brasileiro.

Silva Leite (2008) afirma: “o incremento da participação de usinas a fio d'água – sem regularização sazonal – reduzirá a capacidade de reserva estratégica do sistema e irá requerer maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes. Além de requerer maior capacidade instalada de usinas de back-up, i.e., térmicas flexíveis, especialmente nos períodos de hidrologia desfavorável”.

Dessa forma, o planejamento da expansão do SIN deverá levar cada vez mais em conta a busca de fontes complementares que possam responder de maneira eficiente a variação na geração de energia causada pela ausência de reservatórios de acumulação que regularizem as vazões, garantindo o fornecimento de energia nos períodos hidrológicos desfavoráveis, sejam eles devido a sazonalidade das vazões ou em condições mais severas de estiagem.

A opção por este modelo de empreendimento hidrelétrico traz uma consequência ainda mais séria e, talvez, de mensuração mais complexa: a perda de capacidade relativa de regularização plurianual do SIN e o aumento na geração térmica de modo a atender a demanda crescente de energia.

A PSR Consultoria (2009) estima que deverá ocorrer uma perda da ordem de 10% na capacidade de regularização do sistema, entre 2010 e 2020.

Esta perda na capacidade de regularização deverá ser compensada com a utilização cada vez mais frequente de fontes térmicas de energia, que, indiretamente, acarretará no aumento na emissão de gases provenientes da queima de combustíveis fósseis, que, ainda segundo a PSR Consultoria (2009), será da ordem de 38% para cada percentual da perda na capacidade de regularização.

O estudo da PSR Consultoria (2009) conclui, ainda, que o impacto direto das usinas a fio d'água não é, como se poderia supor, conduzir a um esvaziamento mais rápido dos reservatórios, mas sim, aumentar a geração térmica, que passa a ocorrer antes e com mais frequência, aumentando a liberação de gases estufa.

Outras fontes podem contribuir com a expansão do sistema, com destaque para a geração eólica que já representou no primeiro semestre de 2015 perto de 5% da geração média mensal no SIN, e com rápido crescimento. A geração eólica tem um grande potencial de expansão, mas traz novos desafios como a sua integração em maior escala no planejamento da operação do SIN considerando aspectos como a sazonalidade, intermitência, aleatoriedade e, em alguns casos, a complementaridade com a geração hidrelétrica.

O gráfico na **Figura 1**, criado com base nos dados do histórico da operação do ONS (2015), mostra em valores médios mensais a participação da geração energética por fonte e os níveis de armazenamento nos reservatórios do SIN no período de 2000 até meados de 2015.

Em 2001, a baixa capacidade de gerar energia elétrica por fontes complementares à hidráulica, as quais teriam papel fundamental na garantia de segurança ao suprimento de energia elétrica, aliada ao baixo volume armazenado nos reservatórios devido a um período hidrológicamente seco, provocou o racionamento energético. Durante o racionamento houve uma redução de cerca de 20% no atendimento e uma descontinuidade na tendência de crescimento da demanda, que só retomou o mesmo patamar três anos depois. Nos doze anos entre 2000 e 2011, mesmo com a expansão do consumo da ordem de 50% no período, a proporção entre a geração hidrelétrica e a carga total oscilou próxima dos 90%.

Desde o último trimestre de 2012 e ainda persistindo em meados de 2015, esta proporção foi reduzida para pouco mais de 70%. O aumento da geração térmica foi ocasionado devido a uma combinação de fatores, dentre os quais o crescimento normal da demanda, estratégias e atrasos na expansão do sistema e um período hidrológico extremamente desfavorável.

2.5 A TRANSFORMAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

De acordo com a ANEEL (2015), o Brasil possui no total 4.363 empreendimentos em operação, totalizando uma capacidade instalada de 136.650 MW, dos quais cerca de dois terços deste valor são provenientes de hidrelétricas de

médio a grande porte. A **Tabela 1** mostra a composição da capacidade instalada brasileira.

**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	388	10.011	404	10.119	7,41%
		Biogás -AGR	2	2			
		Capim elefante	3	66			
		Casca de arroz	11	40			
	Biocombustíveis	Óleos vegetais	2	4	2	4	0,00%
	Floresta	Carvão vegetal	7	51	79	2.305	1,69%
		Gás de alto forno - Biomassa	8	110			
		Licor negro	17	1.785			
		Resíduos de madeira	47	359			
	Resíduos animais	Biogás -RA	12	2	12	2	0,00%
	Resíduos sólidos	Biogás -RU	10	62	10	62	0,05%
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	268	5.908	268	5.908	4,32%
Fóssil	Carvão mineral	Calor de processo - CM	1	24	23	3.613	2,64%
		Carvão mineral	13	3.389			
		Gás de alto forno - CM	9	200			
	Gás natural	Calor de processo - GN	1	40	138	12.898	9,44%
		Gás natural	137	12.858			
	Outros fósseis	Calor de processo - CF	1	147	1	147	0,11%
	Petróleo	Gás de refinaria	7	340	1.933	9.611	7,03%
		Óleo combustível	40	4.091			
		Óleo Diesel	1.870	4.242			
		Outros energéticos de petróleo	16	938			
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1.174	89.976	1.174	89.976	65,84%
Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990	2	1.990	1,46%
Solar	Radiação solar	Radiação solar	317	15	317	15	0,01%
Total			4.363	136.650	4.363	136.650	100,00%

Fonte: adaptado de ANEEL (2015)

As usinas termelétricas vêm aumentando significativamente a participação na malha energética brasileira, e ainda segundo a ANEEL correspondem a pouco mais de um terço da capacidade instalada no Brasil.

Corroborando os dados apresentados, o ONS, prevê uma queda na participação das hidrelétricas na capacidade instalada do SIN de 72% em 2012 para cerca de 60% em 2018.

Sendo assim, pode-se afirmar que a matriz energética nacional, antes quase que exclusivamente hidráulica, hoje pode ser considerada hidrotérmica de forte

predominância hídrica e com complementaridade térmica, dado o aumento significativo na geração termelétrica, conforme demonstrado no gráfico da **Figura 2**.

2.6 A BUSCA POR FONTES DE ENERGIA ALTERNATIVAS

A redução da capacidade relativa de regularização do sistema hidrelétrico implica em uma necessidade crescente de complementação nos períodos de hidrologia menos favorável.

Desta forma, o que se deve buscar hoje são fontes de energia ditas complementares, ou seja, de custo similar a existente e, presentes nos períodos em que há a queda da disponibilidade hídrica.

Neste cenário, duas prováveis fontes de complementaridade não só podem como já vem sendo cada vez mais utilizadas: as termelétricas por biomassa (principalmente, bagaço de cana) e eólica.

Segundo Castro *et al.* (2010), tradicionalmente autossuficiente em termos energéticos, o setor sucroalcooleiro tem na comercialização da eletricidade produzida a partir da biomassa da cana-de-açúcar a oportunidade de fornecer um terceiro produto ao mercado brasileiro, além de valer-se de um fator significativo de

complementaridade: o bagaço de cana tem sua disponibilidade aumentada, de modo geral, nos meses de estiagem da maioria das bacias hidrográficas brasileiras.

Isto porque a produção de eletricidade a partir das usinas sucroalcooleiras ocorre entre os meses de abril e novembro, que é considerado o período seco da região Sudeste, onde se concentram cerca de 70% dos reservatórios brasileiros, como pode ser visto na **Figura 3**.

Figura 3 - ENA x Moagem de cana

Fonte: Castro et al. (2010)

A produção de energia elétrica por biomassa já representa parte significativa da matriz elétrica nacional, respondendo por cerca de 9,2% da capacidade total instalada do SIN e cerca de um terço da capacidade termelétrica atual.

No entanto, ainda segundo o PNE 2030, vale lembrar que novas tecnologias de obtenção de etanol, como a que permite produzir o chamado etanol celulósico a partir do bagaço de cana írá, ao mesmo tempo em que permite uma elevação de até 50% da produtividade das usinas sucroalcooleiras, elevar o consumo energético das últimas e reduzir significativamente a oferta de bagaço de cana para fins de produção de energia elétrica.

Outra fonte de energia alternativa que vem garantindo participação crescente na malha energética brasileira é a eólica, que segundo Gomes (2012) e o PNE 2030,

compõe hoje cerca de 5% a capacidade instalada do sistema e poderá atingir cerca de 7% até 2020.

A energia eólica poderá vir a ser importante fonte complementar de energia renovável considerando-se a grande extensão territorial do Brasil e ao tamanho do litoral, tradicionalmente de grande potencial eólico, sobretudo na região Nordeste.

A geração de energia eólica aumenta de forma acentuada em diversos países do mundo, sendo importante parte da matriz energética de diversos países, tais como a Dinamarca, Alemanha, Espanha, Estados Unidos e, sobretudo, a China.

A geração eólica, assim como nas hidrelétricas, apresenta baixíssimo custo operacional por serem dependentes de uma fonte de energia primária não estocável. Para garantir a confiabilidade deste tipo de geração, costuma-se combinar as turbinas eólicas em sistemas denominados de fazendas eólicas, quando apresentam um número superior a cinco unidades geradoras.

De acordo com Ricosti *et al.* (2013), a energia eólica se beneficia pelo fato de não emitir gases estufa e pelo fato de complementar o regime hidrológico, sobretudo na região Nordeste que, apesar de possuir elevado potencial eólico, ainda depende da importação de energia de outras regiões do Brasil.

Ainda segundo Ricosti *et al.* (2013), devem ser criadas políticas públicas de obtenção de dados referentes ao regime de ventos e ao custo operacional desta forma de energia. O investimento governamental deve ser, também, no sentido de incentivar a produção nacional de equipamentos voltados à geração eólica, de modo a reduzir a interferência da depreciação da moeda local nos custos totais de implantação de projetos deste tipo.

2.7 MODELOS PARA PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Zambon (2008) destacou que para minimizar os custos de operação, o consumo de recursos não renováveis e mais poluentes, os riscos de não atendimento e demais impactos negativos da operação e expansão de sistemas hidrotérmicos de grande porte é fundamental operar de forma ótima estes sistemas.

Diversos modelos de otimização foram desenvolvidos para gerenciamento e operação de sistemas de reservatórios. Autores como Yeh (1985), Simonovic

(1992), Wurbs (1993), Momoh *et al.* (1999) e Labadie (2004) realizaram avaliações dos diversos modelos existentes.

Diversas técnicas de otimização são utilizadas nestes modelos, entre as quais: Programação Linear (PL), como visto em Becker e Yeh (1974), Diba *et al.* (1995) e Loálciga (2002); Programação Não-Linear (PNL), conforme Chu e Yeh (1978), Sakarya e Mays (2000), Castro e González (2004); Programação Dinâmica (PD), segundo Becker e Yeh (1974), Yakowitz (1982) e Braga *et al.* (1991).

Podem ser utilizadas também técnicas de Redes de Fluxo, como no caso do modelo MODSIM, desenvolvido pela Colorado State University em 1979. Este modelo é considerado um exemplo de modelo de otimização acoplado a um sistema de suporte a decisão (SSD) por Labadie (2004).

Segundo Gomes (2012), foi com o primeiro choque dos preços do petróleo na década de 1970 que se intensificou o interesse governamental pela coordenação e despacho econômico das fontes energéticas brasileiras.

De acordo com Zambelli (2009), em meados da década de 1970 passou-se a utilizar o método determinístico denominado Método da Curva Limite Inferior do Armazenamento para coordenação dos recursos energéticos brasileiros, baseando-se no limite inferior das reservas energéticas nos reservatórios do sistema, delimitando-se na pior série no histórico de vazões, de forma a permitir o atendimento a demanda, utilizando o mínimo necessário do parque térmico.

A partir de 1979, segundo Gomes (2012), um modelo desenvolvido em conjunto com a Eletrobrás e o CEPEL baseado em Programação Dinâmica Estocástica (PDE) passou a ser utilizado. Considerava-se uma redução em sistemas equivalentes de energia, ainda sem considerar o intercâmbio entre estes subsistemas, pois ainda não havia a integração física entre os mesmos.

Ainda segundo Gomes (2012), o modelo se mostrou inviável devido ao elevado número de subsistemas considerados, a baixa capacidade dos computadores à época e devido a maldição da dimensionalidade (PEREIRA; PINTO, 1985) e, com crescimento do sistema de transmissão e a interligação entre os sistemas isolados, a metodologia utilizada não mais correspondia a realidade da operação do sistema elétrico brasileiro.

Desta forma, a fim de considerar a possibilidade de intercâmbio entre os subsistemas energéticos foi proposta a PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica) – (PEREIRA; PINTO, 1985). A este modelo de otimização, aplicado aos

diversos reservatórios do SIN agregados em apenas quatro subsistemas equivalentes, deu origem ao modelo utilizado nos dias de hoje, denominado NEWAVE (CEPEL, 2001), desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) pertencente ao sistema Eletrobrás.

Neste modelo, as restrições físico-operacionais são consideradas de forma simplificada, propondo uma mesma condição hidrológica para as usinas de um mesmo subsistema. No entanto, outras variáveis são representadas mais detalhadamente, tais como a estocasticidade das condições hidrológicas, efeito das afluições nos reservatórios, projeção de demanda e oferta de energia, etc.

O objetivo do NEWAVE é minimizar o valor esperado do custo da operação, considerando-se o valor atual do combustível e o custo futuro da água, na forma de um modelo estocástico implícito. Como resultados ele apresenta, para um horizonte de cinco anos, o quanto de energia deverá ser produzida pelo sistema hidráulico e pelo sistema térmico de modo a atender a demanda prevista no período, valendo-se das variáveis de decisão geração hidrelétrica, geração térmica e intercâmbio energético entre subsistemas.

O modelo considera o sistema elétrico brasileiro em quatro grandes subsistemas equivalentes (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), cada qual formado por um grande reservatório de energia com volume igual ao total da “energia armazenada” em cada região. Os resultados do modelo NEWAVE servem como dados de entrada para o modelo DECOMP, o qual trabalha com horizonte de tempo menor e desagrega os subsistemas equivalentes em usinas individualizadas.

Modelos que fazem agregação de reservatórios em usinas equivalentes utilizam como artifício a transformação das vazões naturais afluentes e dos volumes armazenados em energia que seria gerada caso toda a vazão afluente (descontadas as perdas) ou os volumes armazenados fossem turbinados considerando níveis médios de armazenamento e no canal de fuga. Assim são calculadas as variáveis “Energia Natural Afluente” (ENA) e “Energia Armazenada” (EAR) para cada reservatório e que podem ser somadas em subsistemas equivalentes ou para todo o sistema.

ENA, “Energia Natural Afluente” é a energia que seria obtida em um intervalo unitário de tempo, normalmente mês, se a vazão natural afluente a uma determinada usina hidrelétrica fosse turbinada nela e em todas as demais situadas a jusante, considerando uma produtividade média.

EAR, “Energia Armazenada”: é o produto do volume armazenado acima do volume mínimo em cada reservatório de acumulação pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas a jusante. Quando se considera todo o volume útil de cada reservatório de acumulação diz-se que a energia armazenada é máxima (EAR_{max}).

Os dados de entrada para os modelos NEWAVE e DECOMP são publicados mensalmente pela CCEE na forma de “decks”. Cada “deck” apresenta todas as características físicas das usinas componentes do SIN, sendo consideradas também as usinas previstas para a expansão em um horizonte de até cinco anos.

Além do NEWAVE, atualmente utilizado pelo SIN, outros autores desenvolveram outros sistemas de otimização da operação do setor elétrico brasileiro.

Braga *et al.* (1991) implementou um modelo utilizando Programação Dinâmica Estocástica para auxiliar a operação em tempo real das usinas da cascata do Rio Tietê, combinando os métodos on-line e off-line (este, por sua vez, determinístico) como forma de reduzir o tempo de processamento computacional do modelo.

O modelo SISOPT, desenvolvido por Barros *et al.* (2003), foi aplicado a 75 usinas hidrelétricas explorando as técnicas de PNL e de programação linear sucessiva (PLS). Lopes (2007), desenvolveu o modelo SolverSIN usando PNL com agregação de usinas em subsistemas e o aplicou ao sistema hidrotérmico brasileiro.

A par destes modelos, diversas universidades contam também com grupos de pesquisa relacionados a operação do setor elétrico brasileiro:

Sob coordenação do Prof. Dr. Nivalde de Castro, o GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico) é um órgão de pesquisa vinculado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) criado em 1997 que busca desenvolver pesquisas sob aspectos direta ou indiretamente relacionados ao setor elétrico. As áreas de atuação do grupo incluem a análise da estruturação, a matriz de energia elétrica, processos de contratação e regulação, linhas de transmissão, direcionamento de investimentos etc. O GESEL publica diariamente o Informativo Eletrônico do Setor Elétrico (IFES), o qual consiste das principais notícias sobre o setor e divulgação de artigos de opinião elaborados pelos especialistas do setor elétrico e do próprio GESEL. Outra publicação importante do órgão são os denominados Textos de Discussão do Setor Elétrico (TDSE), onde são discutidos paradigmas atuais relacionados a gestão do setor elétrico.

Vinculado à Universidade Federal de Santa Catarina, o LabPlan foi criado em 1992 e objetiva realizar e promover desenvolvimento de atividades na área de ensino, pesquisa e extensão, com ênfase nos aspectos de planejamento e análise, nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Desde 1997, o prof. Dr. Edson Luiz da Silva lidera uma equipe com finalidade de desenvolver de modelos computacionais para planejamento de sistemas hidrotérmicos.

A Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) também tem relevância no âmbito de pesquisas na área do setor elétrico, desenvolvendo desde 2010, em conjunto com a PUC-Rio o projeto MDDH – Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico, tendo como coordenadores os professores doutores André Marcato da UFJF e Reinaldo Souza da PUC-Rio. O modelo MDDH consiste em um modelo estocástico para geração de séries sintéticas de vazões a serem utilizadas na simulação e otimização da operação do setor elétrico.

Na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP) tem sido implementado e constantemente aprimorado o modelo HIDROTERM, inicialmente desenvolvido por Zambon (2008) e atualizado em Zambon *et al.* (2012). O HIDROTERM toma a forma de um SSD, considerando as usinas hidrelétricas individualizadas e as usinas térmicas, bem como as demandas são representadas em subsistemas.

O modelo, fundamentado nas bases da programação não linear, inclui ainda meios de análise do sistema hidrelétrico, bem como planejamento da geração térmica e mecanismos de intercâmbio de energia. O sistema é flexível e permite a consideração de outras fontes de geração energética, simulação de diferentes cenários de expansão do sistema, usos múltiplos da água e outras restrições de ordem ambiental.

Este modelo, melhor descrito na sequência, será utilizado como ferramenta para análise quantitativa do impacto das mudanças proporcionadas pela presença das usinas a fio d' água na capacidade de regularização do SIN.

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 ANÁLISE HISTÓRICA DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SIN

Na análise histórica da capacidade de regularização do SIN, foram utilizados os dados do “deck” de maio de 2015 da CCEE (2015), que contempla usinas existentes e a previsão de expansão até 2018; além, de informações das usinas previstas para operar até 2023, obtidas do PNE 2023 (EPE, 2014).

Os dados fornecidos por ambas as fontes totalizam 170 usinas hidrelétricas de médio e grande porte (sendo 141 usinas existentes e as outras 29 previstas para entrar em operação até 2023, completando o horizonte de oito anos de planejamento).

De cada usina foram utilizadas as informações de produtividade específica (MW/(m³/s)/m), o polinômio cota-volume, os volumes e cotas máximas e mínimas dos reservatórios, a cota média do canal de fuga e as perdas de carga hidráulicas. Imprescindíveis para o traçado do panorama histórico da evolução da capacidade instalada e de armazenamento do sistema, também foram empregadas as datas de início de operação de cada usina do SIN, bem como estimativas de início de operação das usinas ainda em construção.

A Energia Natural Afluente (ENA) pode ser determinada para uma vazão natural afluente conhecida do histórico, de um cenário de planejamento, ou, no caso desta pesquisa, da média de longo termo. Este caso é apresentado na equação (1):

$$ENA_{MLT,i} = \xi_i \times h_{65\%,i} \times Q_{MLT,i} \quad (1)$$

Onde:

i: aproveitamento hidrelétrico considerado;

ξ_i : Produtividade específica da usina i (MW/(m³/s)/m);

$h_{65\%,i}$: Queda líquida igual a diferença entre o nível de montante correspondente a um armazenamento de 65% do volume útil e o nível médio do canal de fuga, descontadas as perdas de carga hidráulicas (m);

$Q_{MLT,i}$: Vazão média de longo termo (m³/s)

O nível de montante pode ser determinado utilizando-se dos polinômios cota-volume, e a queda líquida resultante:

$$h_{65\%,i} = a_0 + a_1 \times S_{65\%,i} + a_2 \times S_{65\%,i}^2 + a_3 \times S_{65\%,i}^3 + a_4 \times S_{65\%,i}^4 - \Delta h_i - HT_{med_i} \quad (2)$$

com $S_{65\%,i} = S_{min,i} + 0,65 \times (S_{max,i} - S_{min,i})$

Onde:

Δh_i : perdas de carga hidráulicas (m);

HT_{med_i} : nível médio do canal de fuga (m);

$S_{max,i}$: volume máximo operacional (hm³);

$S_{min,i}$: volume mínimo operacional (hm³);

a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 : coeficientes do polinômio cota-volume. Para empreendimentos a fio d'água, utiliza-se a cota de referência, constante ao longo do tempo.

A Energia Armazenada (EAR) é determinada como sendo o produto do volume armazenado acima do volume mínimo em cada reservatório de acumulação pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas a jusante. Quando o reservatório está a 100% do seu volume útil, tem-se a energia armazenada máxima:

$$EAR_{max,i} = \frac{S_{max,i} - S_{min,i}}{2,6298} \times \left(\xi_i \times h_{65\%,i} + \sum_{j=1}^n \xi_j \times h_{65\%,j} \right) \quad (3)$$

Onde:

$S_{max,i}$: volume máximo normal do reservatório i (hm³);

$S_{min,i}$: volume mínimo normal do reservatório i (hm³);

i : aproveitamento considerado;

j : aproveitamento existente a jusante do aproveitamento considerado;

n : número de aproveitamentos existentes a jusante do aproveitamento considerado.

O número 2,6298 corresponde ao número médio de segundos em um mês e também a conversão de unidade dos volumes para hm³.

Quando os cursos d'água atravessam mais de um subsistema, a água armazenada em um reservatório pertencente a um determinado subsistema pode vir a gerar energia em usinas a jusante pertencentes a outros subsistemas.

Neste caso, a equação (3) pode ser modificada para uma forma vetorial, onde o vetor EAR_{max} será relacionado ao subsistema “k” e os vetores das produtividades específicas das usinas $\xi_{i,k}$ e $\xi_{j,k}$ terão valor integral para o subsistema onde está inserida a usina e zero nos demais subsistemas.

Desse modo:

$$EAR_{max,k} = \frac{S_{max,i} - S_{min,i}}{2,6298} \times \left(\xi_{i,k} \times h_{65\%,i} + \sum_{j=1}^n \xi_{j,k} \times h_{65\%,j} \right) \quad (4)$$

Costuma-se chamar a unidade da EAR de MWmês, devendo ser interpretada como a energia média que seria gerada durante um mês pela passagem das vazões ou pela utilização dos volumes armazenados. Trata-se de uma simplificação, que introduz uma série de erros por: número variável de dias em cada mês; variação da produtividade com o nível no reservatório, que é função do volume armazenado, e no canal de fuga, que é função da soma das vazões turbinadas e vertidas e, em alguns casos, do remanso pela elevação de nível dos reservatórios imediatamente a jusante; dos vertimentos e da evaporação nos reservatórios.

Os valores da evolução da capacidade instalada ao longo do tempo e da EAR máxima podem ser determinados para cada um dos aproveitamentos do SIN e somados no sistema, levando-se em conta os empreendimentos implantados até o final de cada ano. As duas variáveis combinadas podem ser consideradas um indicador da capacidade relativa de regularização no sistema.

3.2 UTILIZAÇÃO DO MODELO HIDROTERM COMO FERRAMENTA PARA A AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA

O HIDROTERM, conforme visto em Zambon (2008) e também em Zambon *et al.* (2012), apresenta-se como uma metodologia para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos formados por um conjunto de usinas hidrelétricas e seus respectivos reservatórios interligados, além de usinas termelétricas e outras fontes geradoras de energia elétrica, bem como intercâmbios operados de modo a atendimento de uma determinada demanda.

No modelo as usinas hidrelétricas são consideradas de modo individualizado enquanto as demandas e demais fontes de energia são representadas nos

subsistemas do SIN. São consideradas também a expansão do sistema, transposições de bacias hidrográficas, restrições ambientais e múltiplos usos da água.

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. Conforme Zambon (2008), “o modelo HIDROTERM pode ser executado através de um processo iterativo entre os modelos HIDRO e TERM, ou com uma formulação unificada”.

Os algoritmos e rotinas de simulação do HIDROTERM são escritos com base na sintaxe do software GAMS (GAMS, 2014), o qual permite modelar problemas de otimização em linguagem de programação de alto nível e resolver utilizando-se de um conjunto associado de “solvers”.

Denomina-se SSD HIDROTERM o conjunto formado pelas rotinas escritas na sintaxe do GAMS, os modelos HIDRO, TERM e HIDROTERM unificado, um banco de dados com possibilidade de ser atualizado mensalmente, bem como uma interface gráfica que facilita a entrada de dados, simulação e verificação dos resultados.

3.2.1 Modelo HIDRO

Simplificadamente, a função de uma barragem de uma usina hidrelétrica resume-se a criar uma diferença de nível entre o reservatório a montante e o canal de fuga a jusante. A energia potencial criada por meio desta diferença de cotas é que será transformada em energia elétrica pelos conjuntos turbina-gerador.

Pode-se considerar, em um empreendimento hidrelétrico genérico:

H : nível montante do reservatório (m);

HT : nível do canal de fuga a jusante (m);

$H_b = H - HT$: queda bruta (m);

S : volume de água armazenada no reservatório (hm^3).

O volume, função do nível do reservatório, é alimentado pela vazão incremental afluyente e vazões turbinadas e vertidas de reservatórios imediatamente

a montante, descontadas a diferença entre evaporação e precipitação e captações de água para atendimento de usos consuntivos.

Deste armazenamento, parte será utilizado para geração de energia por meio da vazão turbinada (R') e um excedente será vertido ou descarregado de modo a atender as necessidades a jusante, na forma de vazão vertida (R'').

O nível do canal de fuga é função de ambas as vazões ($R' + R''$) e a potência gerada (P) é função da queda bruta (H_b).

A **Figura 4** representa o esquema de uma usina hidrelétrica.

Figura 4 – Esquema de uma usina hidrelétrica

Fonte: Zambon (2008).

O modelo HIDRO propõe explorar ao máximo a capacidade hidrelétrica, uma vez que este tipo de energia é considerado de baixo custo e renovável. Assim, quando o atendimento a demanda energética é realizado por outras fontes que não as hidrelétricas, poder-se-á considerar que os custos de geração de energia serão crescentes a medida em que aumenta a participação das fontes não-hidráulicas no atendimento a esta demanda.

Esta situação agrava-se na proporção em que as fontes alternativas não-renováveis são solicitadas ao longo de diversos intervalos de tempo; deste modo, a função a ser otimizada pelo modelo HIDRO é condicionada ao somatório da energia necessária para complementar a produção hidrelétrica em cada intervalo de tempo e em cada usina do SIN.

As variáveis de decisão do modelo são as vazões turbinadas e vertidas em cada usina, a cada intervalo de tempo.

A seguir, é apresentada a formulação matemática do modelo HIDRO:

$$\min ZH = \sum_{t=1}^{nt} dt_t \cdot \left(D_t - \sum_{i=1}^{ni} P_{i,t} \right)^2 \quad (5)$$

Onde:

ZH : objetivo do modelo HIDRO (10^6 s.MW²);

t : índice dos intervalos de tempo;

nt : número de intervalos de tempo;

dt_t : 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_{k,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 equações:

Vazão total, turbinada e vertida:

$$R_{i,t} = R'_{i,t} + R''_{i,t} \quad (6)$$

Equação da continuidade para usinas com reservatórios de acumulação:

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + dt_t \left(\sum_{m=1}^{nm_i} R_{m,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - \sum_{u=1}^{nu} UC_{i,u,t} - DE_{i,i} \right) - E_{i,t} \quad (7)$$

Equação da continuidade para usinas a fio d'água:

$$0 = dt_t \left(\sum_{m=1}^{nm_i} R_{m,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - \sum_{u=1}^{nu} UC_{i,u,t} - DE_{i,i} \right) - E_{i,t} \quad (8)$$

Perdas devido a evaporação em usinas com reservatórios de acumulação:

$$E_{i,t} = \frac{A_{i,t} + A_{i,t-1}}{2} IE_{i,t} \quad (9)$$

Perdas devido a evaporação em usinas a fio d'água:

$$E_{i,t} = Af_i \cdot IE_{i,t} \quad (10)$$

Queda para usinas com reservatórios de acumulação:

$$Hb_{i,t} = \frac{H_{i,t} + H_{i,t-1}}{2} - HT_{i,t} \quad (11)$$

Queda para usinas a fio d'água:

$$Hb_{i,t} = Hf_i - HT_{i,t} \quad (12)$$

Produção de energia:

$$P_{i,t} = \varepsilon_i \cdot Hb_{i,t} \cdot R'_{i,t} \quad (13)$$

Nível d'água montante do reservatório (constante em usinas a fio d'água):

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i} \cdot S_{i,t} + a_{2i} \cdot S_{i,t}^2 + a_{3i} \cdot S_{i,t}^3 + a_{4i} \cdot S_{i,t}^4 \quad (14)$$

Nível d'água no canal de fuga a jusante:

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i} \cdot R_{i,t} + b_{2i} \cdot R_{i,t}^2 + b_{3i} \cdot R_{i,t}^3 + b_{4i} \cdot R_{i,t}^4 \quad (15)$$

Curva Cota-Área do reservatório (constante em usinas a fio d'água)

$$A_{i,t} = c_{0i} + c_{1i} \cdot H_{i,t} + c_{2i} \cdot H_{i,t}^2 + c_{3i} \cdot H_{i,t}^3 + c_{4i} \cdot H_{i,t}^4 \quad (16)$$

Limite do turbinamento em função da queda:

$$R_{i,t}^{\max} = d_{0i} + d_{1i} \cdot Hb_{i,t} + d_{2i} \cdot Hb_{i,t}^2 + d_{3i} \cdot Hb_{i,t}^3 + d_{4i} \cdot Hb_{i,t}^4 \quad (17)$$

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);

Af_i : área do reservatório a fio d'água (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);

Hf_i : nível d'água montante da usina a fio d'água (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 ($10^6 m^3$);

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

$a_{0i}, a_{1i}, a_{2i}, a_{3i}, a_{4i}$: 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.

Outras restrições no modelo HIDRO podem ser consideradas e são relacionadas as características físicas dos reservatórios, usinas e restrições ambientais, incluindo-se armazenamento máximo e mínimo, vazões turbinadas e vertidas máximas e mínimas, volume mínimo do reservatório e máxima produção de energia.

O modelo HIDRO é resolvido por Programação Não-Linear (PNL). Este tipo de solução permite ganhos a medida em que otimiza o armazenamento dos reservatórios em série para maximizar a produtividade e a geração total.

3.2.2 Modelo TERM e modelo HIDROTERM unificado

Segundo Zambon *et al.* (2012), no modelo TERM as usinas hidrelétricas, térmicas e demandas são representadas em subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). O objetivo é minimizar o custo total de geração térmica, intercâmbios e eventuais déficits.

Os dados de entrada para cada intervalo de tempo são: a previsão de demanda, geração hidrelétrica resultante do modelo HIDRO, importação/exportação, limites de geração térmica, limites das linhas de transmissão, geração de outras fontes de energia e as curvas de custo das térmicas agregadas por subsistema.

A seguir, é apresentada a formulação matemática do modelo TERM:

$$\min ZT = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} \left[CGTad_{k,t} + \frac{dt_t}{3600} (DEF_{k,t} \cdot cDef + INTf_{k,t} \cdot cInt) \right] \quad (18)$$

A função objetivo fica sujeita às seguintes equações:

Balanço de energia:

$$DE_{k,t} - DEF_{k,t} = GH_{k,t} - EH_{k,t} + GTad_{k,t} + GF_{k,t} + INTr_{k,t} - INTf_{k,t} \quad (19)$$

A geração fixa é dada por:

$$GF_{k,t} = GTif_{k,t} + GN_{k,t} + GP_{k,t} + IP_{k,t} \quad (20)$$

Custo da geração térmica adicional:

$$CGTad_{k,t} = e_{1k,t} \cdot GTad_{k,t} + e_{2k,t} \cdot GTad_{k,t}^2 + e_{3k,t} \cdot GTad_{k,t}^3 + e_{4k,t} \cdot GTad_{k,t}^4 \quad (21)$$

Limites da geração térmica adicional:

$$0 \leq GTad_{k,t} \leq GT_{k,t}^{\max} - GTif_{k,t} \quad (22)$$

Limite de intercâmbio:

$$0 \leq INTf_{k,t} \leq INTf_{k,t}^{\max} \quad (23)$$

$$0 \leq INTr_{k,t} \leq INTr_{k,t}^{\max} \quad (24)$$

Balanço e perdas no intercâmbio:

$$\sum_{k=1}^{nk} INTf_{k,t} \cdot (1 - ftPTr) = \sum_{k=1}^{nk} INTr_{k,t} \quad (25)$$

Onde:

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

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

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

DEF_{k,t} : déficit (MW);

cDef : custo do déficit (R\$/MWh);

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

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

DE_{k,t} : demanda de energia (MW);

DEF_{k,t} : déficit (MW);

GH_{k,t} : geração hidrelétrica – resultante do modelo HIDRO (MW);

EH_{k,t} : excedente de energia hidrelétrica, inicialmente zero (MW);

GF_{k,t} : geração fixa (MW);

GTad_{k,t} : geração térmica adicional (MW);

INTr_{k,t} : intercâmbio recebido (MW);

$GT_{if,k,t}$: 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);

$e_{0k,t}$, $e_{1k,t}$, $e_{2k,t}$, $e_{3k,t}$, $e_{4k,t}$: coeficientes dos polinômios de quarto grau para a função de custo térmico;

$GT_{k,t}$: geração térmica total (MW);

$ftPT_r$: fator de perda nos intercâmbios.

As variáveis de decisão do modelo TERM são a geração térmica adicional e os intercâmbios entre os subsistemas em cada intervalo de tempo.

No modelo HIDROTERM unificado, todas as equações são unificadas em um único modelo. A operação ocorre de forma simultânea: ao mesmo tempo em que a operação individualizada das usinas hidroelétricas é otimizada, o modelo trata dos limites da geração térmica, das curvas de custo por subsistema e limites e perdas de transmissão.

Neste caso, as variáveis de decisão são as vazões turbinas e vertidas de cada usina, mais a geração térmica adicional e intercâmbios em cada intervalo de tempo para cada subsistema.

3.2.3 Aplicabilidade do modelo HIDROTERM a problemática do trabalho

Neste trabalho o modelo HIDROTERM foi aplicado para quantificar o impacto decorrente da redução da capacidade de regularização do SIN.

Para tanto, o módulo HIDRO foi utilizado a fim de avaliar a operação de três configurações de sistemas de usinas hidrelétricas em cenários determinísticos de vazão, formados a partir de janelas móveis de quatro anos do histórico de vazões mensais do SIN, compreendido entre os anos de 1931 até 2013. O primeiro cenário de vazões corresponde ao período 1931-1934, o segundo 1932-1935 e assim sucessivamente até o período correspondente aos anos de 2010 a 2013.

As três configurações de sistemas de usinas hidrelétricas constituem-se de:

Configuração do SIN em 1991: 62 usinas ativas, correspondentes a 53.439 MW de capacidade instalada; 53% dos empreendimentos com reservatórios de acumulação;

Configuração do SIN em 2000: 82 usinas ativas, correspondentes a 65.531 MW de capacidade instalada; 49,7% dos empreendimentos com reservatórios de acumulação;

Configuração do SIN prevista para 2018: 146 usinas ativas, correspondentes a 104.432 MW de capacidade instalada; 36,8% dos empreendimentos com reservatórios de acumulação.

É importante ressaltar que a inexistência de dados necessários para que o modelo HIDROTERM realize suas rotinas de otimização nas usinas com início de operação posterior a 2018, foram desconsideradas as usinas previstas para entrar em operação entre os anos de 2019 e 2023.

Como premissas para as simulações do HIDROTERM, a demanda objetivo foi adotada como sendo constante e igual a capacidade instalada correspondente a cada conjunto de usinas considerado, e os volumes de armazenamento inicial e final dos reservatórios foram adotados como sendo iguais a média histórica para cada subsistema.

Ainda, de acordo com a discussão promovida na mesa redonda “Hidroeletricidade no Brasil: o que aconteceu em 2012?”, no XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos realizado em Bento Gonçalves (RS), em 19 de novembro de 2013, tanto a ONS como a PSR Consultoria verificaram que problemas na qualidade dos dados oficiais, quando utilizados como parâmetros dos modelos de otimização, resultam em uma superestimativa da ordem de 9% na geração hidrelétrica simulada. Como forma de contornar esta inconsistência, foi adotado, simplificadaamente, um multiplicador de 0,91 na geração hidrelétrica calculada pelo HIDROTERM.

O modelo HIDRO considera os benefícios da interligação existente entre os subsistemas do SIN, portanto, embora os resultados deste trabalho sejam apresentados individualmente, estes devem ser analisados em conjunto. Isto porque a falta de capacidade de regularização de um subsistema pode ser compensada por outro.

O modelo HIDROTERM retorna os resultados na forma de uma tabela que contém a geração hidrelétrica mensal de cada usina no intervalo da janela móvel considerada e, com isso, torna-se possível a obtenção do Fator de Capacidade (F_c), para cada subsistema e para o SIN.

O F_c é definido como sendo a relação entre a energia efetivamente gerada em um dado período de tempo por uma usina de energia ou por um sistema de

usinas e a potência instalada do(s) empreendimento(s). A variação temporal do F_c é uma importante medida para aferição da capacidade de regularização de um conjunto de usinas elétricas.

Exemplificando, quando um sistema é composto, majoritariamente, por usinas hidrelétricas de acumulação (e usinas a fio d'água a jusante beneficiadas pela regularização), o armazenamento de água nos reservatórios de grande porte permite que a geração de energia seja mais constante ao longo do tempo, mantendo-se um F_c elevado mesmo em períodos de hidrologia desfavorável. Por outro lado, neste mesmo sistema, a medida em que se inserem usinas a fio d'água sem regularização no conjunto, é acrescentado um fator significativo de variabilidade ao conjunto, implicando em um F_c menor e mais variável ao longo do tempo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 ANÁLISE HISTÓRICA DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SIN

A **Figura 5** mostra a evolução da capacidade instalada das 170 usinas hidrelétricas de médio e grande porte do SIN, sendo 141 delas em operação e 29 previstas para entrar em operação até 2023. Não estão incluídas as pequenas centrais hidrelétricas, térmicas e outras fontes.

Figura 5 - SIN - Evolução da Capacidade Instalada

Nota-se que a expansão foi mais acentuada nas décadas de 1970 e 1980, desacelerada na década de 1990 e apresentou uma retomada depois do ano de 2004 em diante, supondo que sejam cumpridos os cronogramas de expansão previstos para o período de 2015-2023.

Na **Figura 6**, observa-se um incremento da participação relativa do subsistema Norte, com o início da operação de empreendimentos como a usina de Belo Monte, por exemplo. O incremento significativo no subsistema Sudeste/Centro-Oeste se dará com o início da operação da usina de São Luiz do Tapajós, na década de 2020. O aumento da participação do subsistema Norte é uma medida indireta do crescimento das usinas a fio d'água no SIN, uma vez que as usinas previstas para este subsistema não apresentam reservatórios de acumulação.

Figura 6 - SIN - Capacidade Instalada por subsistema

Ainda assim a participação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste permanece preponderante no SIN, correspondendo a mais da metade da capacidade hidrelétrica instalada do sistema.

A demanda média ao longo do tempo é cerca de metade da capacidade instalada, acrescida da complementação térmica, pois ocorrem variações horárias da demanda, restrições de disponibilidade hídrica ou de capacidade de armazenamento e manutenção. O sistema é operado para otimizar a geração hidrelétrica, aproveitando a capacidade instalada e de regularização, e minimizar os custos associados a complementação térmica e o risco de déficits.

A **Figura 7** mostra a evolução da capacidade máxima de armazenamento de energia no SIN. Os maiores acréscimos ocorreram na inauguração e início de operação das usinas com grandes reservatórios de regularização, com destaque para Furnas (1962), Emborcação (1963), Nova Ponte (1979), Itumbiara (1981), Três Marias (1982), Sobradinho (1994) e Serra da Mesa (1998).

A existência de novos aproveitamentos a jusante, com reservatório de regulação ou não, também valoriza a água armazenada nos reservatórios a montante, às vezes gerando saltos ainda maiores de aumento da EARmax como os decorrentes do início da operação de Itaipu (1984) e Xingó (1994).

Figura 7 - SIN – Histórico EARmax

Na análise regional, a **Figura 8** permite destacar a manutenção na participação majoritária do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no armazenamento do SIN, contando com cerca de 70% do armazenamento total desde o início da década de 1990 até hoje, situação a qual permanecerá praticamente inalterada nos próximos anos, mesmo com a implantação de novas usinas em outros subsistemas.

Isto evidencia o fato de que as novas usinas pouco contribuirão para incrementar a capacidade de armazenamento do SIN, seja por apresentarem reservatórios de acumulação pouco expressivos, como também por não pertencerem a bacias em que a construção de barramentos valorize a água armazenada a montante.

Vale lembrar que, em alguns casos, a água armazenada em uma usina de um dado subsistema deverá ser considerada no cômputo da energia armazenada (EAR) para outro subsistema, por apresentar, a jusante, outras usinas em subsistemas diferentes.

Exemplificando podemos citar que cerca de 25% da energia correspondente à água armazenada no Sudeste/Centro-Oeste no reservatório da usina de Serra da Mesa é destinada ao subsistema Norte, ao passar pelas usinas daquela região a jusante no Rio Tocantins. No caso de Três Marias, no Rio São Francisco, apenas 14% da energia gerada pela água armazenada em seu reservatório pertence ao Sudeste/Centro-Oeste, 86% do total será gerado a jusante, para o subsistema Nordeste, ao passar por Sobradinho, Itaparica, Complexo PAF-Moxotó e Xingó.

Figura 8 - SIN – EARmax por subsistema

Destaca-se aqui que basta a primeira turbina em operação para compor o valor da EARmax. Qualquer nova turbina instalada na mesma usina em anos posteriores aumenta a capacidade instalada, reduz as perdas por vertimentos, mas não afeta mais a EARmax.

A distribuição da energia armazenada nos atualmente 75 reservatórios de acumulação do SIN também não é uniforme: 30 reservatórios concentram cerca de 95% da EARmax do sistema e bastam 45 reservatórios para compor 99% da capacidade de armazenamento total do mesmo.

O gráfico da **Figura 9** mostra o percentual acumulado da EARmax em relação ao número de reservatórios de acumulação considerados.

Figura 9 – Distribuição da EARmax nos reservatórios de acumulação

Os gráficos da **Figura 10** e da **Figura 11** mostram a relação entre as duas variáveis: quantos meses correspondem à proporção entre a EARmax e a capacidade instalada. Se a EARmax fosse comparada com a evolução efetiva da demanda os valores seriam maiores, praticamente dobrados, mas deveríamos levar em conta também as parcelas atendidas pelo despacho térmico complementar, assim foram escolhidas apenas as variáveis diretamente ligadas às características físicas das usinas hidrelétricas.

Figura 10 – EARmax / Capacidade Instalada por subsistema (meses)

Figura 11 – EARmax / Capacidade Instalada no SIN (meses)

Os trechos anteriores a 2000 são menos significativos para comparação por corresponderem a uma capacidade muito inferior a atual, mas a década de 2000 e a previsão até 2023 de forma ainda mais acentuada, período destacado no gráfico, indicam uma redução contínua da capacidade relativa de regularização.

A redução na capacidade relativa de regularização é acentuada no Subsistema Norte, em que a capacidade relativa de regularização será reduzida em cerca de oito vezes. Nos demais, em especial no Nordeste e Sul, há manutenção nas capacidades relativas de regularização.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste também apresenta redução na capacidade relativa de regularização, porém em menor intensidade. Essa redução se acentuará com o início da operação de empreendimentos a fio d'água de grande porte, como por exemplo a usina de São Luiz do Tapajós.

4.2 UTILIZAÇÃO DO MODELO HIDROTERM COMO FERRAMENTA PARA A AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA

Os resultados das otimizações realizadas pelo modelo HIDRO apresentadas a seguir consideram cenários determinísticos de vazões obtidas a partir de janelas temporais móveis do histórico de vazões do SIN, considerados representativos da variabilidade hidrológica no sistema.

Os valores apresentados de geração hidrelétrica e, conseqüentemente, de F_c seriam os resultantes da operação otimizada do SIN, seguindo-se as premissas indicadas na metodologia deste trabalho, servindo como uma análise indicativa de como seria o comportamento dos conjuntos de usinas hidrelétricas considerados.

Estes resultados indicativos serão utilizados como insumos para analisar as conseqüências da redução da capacidade relativa de regularização do SIN na geração de energia hidrelétrica.

4.2.1 Geração hidrelétrica – cenário de vazões mínimas

A **Figura 12** mostra os resultados da operação do SIN em cada subsistema pelo modelo HIDROTERM no cenário determinístico composto pelo quadriênio que apresenta as menores vazões afluentes do histórico, modificando-se apenas a configuração de usinas.

Figura 12 – Geração hidrelétrica – vazões mínimas do histórico (por subsistema)

Os gráficos acima permitem observar a variabilidade que seria adicionada na geração hidrelétrica quando se compara as três diferentes configurações de usinas, principalmente a de 1991 em relação à prevista para 2018, sobretudo nos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste.

Para o subsistema Norte, a quantidade de energia que seria gerada no período chuvoso chegaria a ser quase oito vezes maior que nos períodos secos considerando a configuração de usinas prevista para 2018. Esta diferença seria de menos de quatro vezes nos conjuntos de usinas anteriores.

Como a maioria dos novos empreendimentos a fio d'água localizam-se neste subsistema, este incremento na variabilidade na geração de energia reflete uma das principais consequências deste modelo de expansão.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o qual concentra 70% do armazenamento do SIN, quando em uma operação integrada, apresentaria uma geração maior ao longo do período seco (geralmente de abril a setembro), como forma de tentar compensar a redução na geração nos demais subsistemas do SIN, de menor capacidade de armazenamento, e uniformizar a geração hidrelétrica ao longo de todo o período de análise quando considerado o conjunto dos subsistemas.

Com a progressiva perda da capacidade relativa de regularização do SIN é de se esperar que haja um rearranjo na variação sazonal na geração de energia no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, aumentando a geração nos períodos secos em relação aos períodos úmidos.

A **Figura 13** mostra o quanto de energia hidrelétrica seria gerada no SIN, em um cenário de vazões mínimas do histórico nas três configurações de usinas.

Figura 13 – Geração hidrelétrica – vazões mínimas do histórico – SIN

No gráfico fica evidente a sazonalidade ampliada na geração de energia, proporcionada pela perda na capacidade de regularização do SIN.

Para a configuração de usinas de 1991, a relação entre o máximo e o mínimo de energia gerada pela simulação seria de 1,13 (equivalente a 3.032 MW); para a de 2000, a relação seria de 1,08 (equivalente a 2.443 MW); e, por fim, para o conjunto de empreendimentos de geração previstos para 2018 a relação seria 1,12 (equivalente a 5.619 MW).

Os resultados obtidos para a configuração de 2018 apontam para uma perda na capacidade relativa de regularização, quando se analisa a operação em cenário hidrologicamente desfavorável.

4.2.2 Geração hidrelétrica – cenário médio de longo termo (MLT)

A mesma análise na geração de energia foi realizada considerando-se a vazão afluyente igual a média de longo termo (Q_{MLT}) para todos os empreendimentos do SIN em todos os anos do quadriênio, em cada configuração de usinas correspondente. Os resultados por subsistema são apresentados na **Figura 14**.

Figura 14 – Geração hidrelétrica – Q_{MLT} (por subsistema)

Os gráficos reforçam a tendência observada em um período hidrológico desfavorável de aumento na variação sazonal da geração hidrelétrica em todos os subsistemas devido à redução na capacidade de regularização plurianual do SIN.

O subsistema Norte apresentaria picos de geração hídrica em um curto período no ano, seguido de uma forte redução nos períodos mais secos.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste estaria sujeito a uma geração complementar aos demais cada vez maior nos meses onde as vazões afluentes são progressivamente menores até o início do período chuvoso, o que implicaria em uma redução progressiva no volume de água disponível nos reservatórios ao final do

período de estiagem. Esta tendência pode também ser observada nos subsistemas Sul e Nordeste, sendo que a inversão na sazonalidade da geração hídrica do subsistema Nordeste parece ter relação direta com o incremento significativo na geração do subsistema Norte em períodos hidrológicamente mais favoráveis.

A **Figura 15** mostra o quanto de energia hidrelétrica seria gerada no SIN em um cenário de vazões afluentes iguais a média de longo termo (Q_{MLT}) nas três configurações de usinas, confirmando a tendência de incremento na variabilidade da produção de energia.

Figura 15 – Geração hidrelétrica simulada – Q_{MLT} – SIN

A **Tabela 2** resume para a Q_{MLT} quais seriam as relações entre a geração hidrelétrica máxima e mínima em cada uma das configurações de usinas nos subsistemas e no SIN.

Tabela 2 - Relações entre as gerações hídricas máxima e mínima - Q_{MLT}

Subsistema	Geração máxima / Geração mínima			Diferença em MW (% da cap. instalada no subsistema analisado)		
	1991	2000	2018	1991	2000	2018
Cfg Usinas						
N	3,23	2,93	5,66	5.108 (62%)	4.890 (59%)	20.404 (66%)
NE	3,92	3,19	3,36	3.615 (59%)	5.088 (56%)	5.408 (56%)
SE/CO	1,14	1,14	1,24	3.115 (9%)	3.539 (9%)	7.016 (14%)
S	3,65	2,71	2,51	2.901 (56%)	4.630 (52%)	7.138 (49%)
SIN	1,09	1,08	1,13	3.025 (6%)	3.334 (5%)	7.589 (7%)

4.2.3 Fator de Capacidade (Fc) – cenário de vazões mínimas

Foi realizada uma análise similar, considerando os fatores de capacidade (Fc) como uma forma alternativa de quantificar as mudanças que seriam observadas na capacidade relativa de regularização do SIN proporcionadas pela redução da proporção entre o armazenamento e capacidade instalada do sistema.

A **Figura 16** mostra os resultados da operação do SIN em cada subsistema pelo modelo HIDROTERM no cenário determinístico composto pelo quadriênio que apresenta as menores vazões afluentes do histórico, modificando-se apenas a configuração de usinas.

Figura 16 – Fatores de Capacidade (Fc) – vazões mínimas do histórico (por subsistema)

Os resultados, considerando um cenário de vazões mínimas, apontariam um incremento na variabilidade ao longo do tempo no Fc de todos os subsistemas do SIN.

Na região Norte, no qual a maior parte dos novos empreendimentos a fio d'água serão instalados, seria possível observar uma redução ainda mais acentuada no Fc das usinas nos períodos secos de cada ano hidrológico.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a sazonalidade seria reforçada, aumentando-se o Fc nos períodos secos e reduzindo-se ligeiramente o Fc nos períodos úmidos. Isto porque, face a integração entre os subsistemas, no período úmido a geração seria realizada preferencialmente no subsistema Norte.

Seria observado no Sul uma redução uniforme no Fc das usinas, ainda que o comportamento ao longo do período não tenha se alterado. Por fim, no subsistema Nordeste, é possível notar um aumento significativo da amplitude de variação do Fc ao longo do tempo.

A **Figura 17** mostra como seria a variação temporal do Fc no SIN, em um cenário de vazões mínimas do histórico nas três configurações de usinas.

Figura 17 – Fatores de capacidade (Fc) – vazões mínimas do histórico – SIN

O Fc para o SIN se apresentaria com maior variabilidade ao longo do tempo, com a intensificação dos picos e redução nas suas durações. Em um cenário de vazões mínimas, o Fc ficaria contido no intervalo de 0,45 a 0,50.

4.2.4 Fator de Capacidade (Fc) – cenário médio de longo termo (MLT)

A análise da variação do Fator de Capacidade (Fc) foi realizada também se considerando a vazão afluente igual a média de longo termo (Q_{MLT}) para todos os empreendimentos do SIN em todos os anos do quadriênio, em cada configuração de

usinas correspondente. Os resultados por subsistema são apresentados na **Figura 18**.

Figura 18 – Fatores de Capacidade (Fc) – Q_{MLT} (por subsistema)

Os gráficos reforçam a tendência observada em um período hidrológico desfavorável de aumento na variação sazonal da geração hidrelétrica em todos os subsistemas devido à redução na capacidade de regularização plurianual do SIN.

No subsistema Norte, observar-se-ia um efeito sazonal significativo para todas os conjuntos de usinas analisados, entretanto, é possível notar uma redução no Fc ao longo do ano, especialmente durante o período seco do ano hidrológico, quando se compara a configuração prevista para 2018 com as demais.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentaria, para a configuração futura prevista, um aumento na variação sazonal da produção de energia, sendo que o Fc nos períodos úmidos dos anos hidrológicos seria reduzido e haveria um incremento no Fc ao longo de todos os períodos secos de cada ano hidrológico.

O comportamento do Fc no subsistema Sul se manteria praticamente inalterado para as três configurações de usinas.

No Nordeste, o incremento significativo na geração na região Norte aparentemente causaria uma inversão da sazonalidade do Fc neste subsistema.

A **Figura 19** mostra a variação no Fc que seria observada em um cenário de vazões afluentes iguais a média de longo termo (Q_{MLT}) nas três configurações de usinas.

Analisando o Fc para o SIN nas três configurações de usinas, percebe-se que haveria um ganho relativamente pequeno quando se compara o conjunto de empreendimentos de 2000 em relação ao de 1991.

Entretanto, quando se analisa o Fc para a configuração futura, seria observada uma redução global do fator de capacidade durante todos os períodos hidrológicos analisados, sendo que o máximo fator de capacidade seria reduzido de 0,67 para 0,62.

Provavelmente esta redução se daria devido a intensificação da geração no subsistema Sudeste/Centro-Oeste nos períodos secos de cada ano hidrológico, fazendo com que as usinas deste comecem os períodos úmidos com progressivamente menos água em seus reservatórios, implicando em uma redução da produtividade desses empreendimentos.

Uma maior variabilidade implicaria também em um F_c médio menor, o que elevaria a necessidade de se complementar a geração hídrica com outras fontes em todos os períodos do ano.

A **Figura 20**, a **Figura 21** e a **Figura 22** resumem para a Q_{MLT} os Fatores de Capacidade mínimos, médios e máximos para cada uma das configurações de usinas em cada um dos subsistemas e no SIN.

Figura 20 – Fatores de capacidade mínimos *versus* configuração de usinas – Q_{MLT}

Figura 21 – Fatores de capacidade médios *versus* configuração de usinas – Q_{MLT}

Figura 22 – Fatores de capacidade máximos *versus* configuração de usinas – Q_{MLT}

Todos os subsistemas analisados, exceto o Sul, apresentariam redução nos Fc mínimo, médio e máximo quando se compara a configuração de usinas de 2000 com a prevista para 2018, considerando a vazão média de longo termo.

Seria observada uma redução significativa no Fc mínimo na região Norte, para 0,14 (cerca de metade do valor observado com a configuração de 2000). Neste subsistema, haveria redução também para os valores médio e máximo de Fc. O resultado é esperado, uma vez que a maioria dos novos empreendimentos a fio d'água se localizarão nesta região.

Apesar da inversão na sazonalidade na geração da região Nordeste, quando se compara os valores mínimos, médios e máximos do Fc, em cada configuração de usinas na média de longo termo, não seriam observadas modificações significativas neste parâmetro.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentaria uma redução no Fc mínimo, pois, com o incremento da produção de energia no subsistema Norte, seria menor a necessidade de se gerar energia neste subsistema no período úmido, quando se considera a operação integrada.

4.2.5 Avaliação do Fator de Capacidade em todos os cenários analisados

Dos cenários determinísticos de vazão formados por quadriênios móveis do histórico de vazões mensais do SIN, foram utilizados 53 intervalos coincidentes de

análise, considerando-se as três configurações de usinas para construir curvas de permanência do Fator de Capacidade.

De modo geral, quanto maior a capacidade de regularização plurianual de um sistema de hidrelétricas, mais constante é o Fator de Capacidade ao longo do tempo. Isso é esperado mesmo em circunstâncias onde a hidrologia desfavorece a geração hídrica, por exemplo, nos períodos secos de cada ano.

A medida que a capacidade relativa de regularização decresce, aumenta a variabilidade no Fc e a curva de permanência assume uma forma mais inclinada.

A **Figura 23** mostra a curva de permanência dos Fc para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Figura 23 – Curva de Permanência para os Fc – subsistema Sudeste/Centro-Oeste

A análise temporal dos Fc para o sistema Sudeste/Centro-Oeste mostraria uma pequena variação para as três configurações de usinas nos cenários de vazão analisados, considerando um Fc na ordem de 0,60 e 0,70 na maior parte do tempo. A curva pouco inclinada reforça a capacidade de regularização deste subsistema, a maior do SIN.

A **Figura 24** mostra a curva de permanência dos Fatores de Capacidade para o subsistema Sul.

Figura 24 – Curva de Permanência para os Fc – subsistema Sul

A capacidade de regularização nas configurações de 1991 e 2000 aponta um comportamento similar do subsistema para estas condições, com um ganho uniforme no Fc para todas as vazões analisadas.

A configuração prevista aponta um aumento no Fc em 80% das vazões dos cenários simulados e uma redução brusca para situações hidrológicas desfavoráveis, com valores menores que os das configurações de usinas anteriores.

A **Figura 25** mostra a curva de permanência dos Fatores de Capacidade para o subsistema Nordeste.

Figura 25 – Curva de Permanência para os Fc – subsistema Nordeste

O comportamento dos fatores de capacidade do subsistema Nordeste indica um incremento na capacidade de regularização deste subsistema, com a presença de um patamar progressivamente maior comparando-se as configurações de usinas de 1991, 2000 e a previsão para 2018.

Por outro lado, o subsistema parece estar se tornando mais vulnerável para situações hidrológicas desfavoráveis, com a queda mais acentuada no fator de capacidade nestas condições.

A **Figura 26** mostra a curva de permanência dos Fatores de Capacidade para o subsistema Norte.

Figura 26 – Curva de Permanência para os Fc – subsistema Norte

O subsistema Norte é o que receberá a maior parte dos novos empreendimentos sem capacidade de regularização e os resultados obtidos para a configuração prevista de usinas de 2018 mostram uma redução significativa no fator de capacidade para os cenários analisados.

A forma da curva de permanência indica uma grande variabilidade no fator de capacidade, medida indireta da baixa capacidade de regularização deste sistema.

Por fim, a **Figura 27** mostra a curva de permanência dos Fatores de Capacidade para o SIN.

Figura 27 – Curva de Permanência para os Fc – SIN

A análise do fator de capacidade para o SIN aponta uma redução uniforme na distribuição do fator de capacidade para os cenários analisados, com o comportamento do sistema se aproximando para situações desfavoráveis de vazões.

A inclinação das curvas de permanência permanece praticamente a mesma, portanto, a redução na capacidade de armazenamento do SIN parece afetar a geração hidráulica em todos os períodos hidrológicos.

5 CONCLUSÃO

O trabalho mostrou um panorama histórico com a evolução anual da capacidade instalada e de armazenamento para as 170 usinas de médio e grande porte do Sistema Interligado Nacional, incluindo as 141 usinas existentes mais 29 previstas para entrar em operação até 2023. Para a análise, a água armazenada nos reservatórios foi convertida em energia armazenada, considerando-se o volume útil e a produtividade média acumulada de uma usina e de todas as demais a jusante, cada uma delas com início de operação em diferentes épocas.

Utilizando a proporção entre a energia armazenada máxima e a capacidade instalada como referência, os dados da década de 2000 e, de forma ainda mais acentuada, a previsão de expansão do sistema até 2023 indicam uma redução contínua e significativa da capacidade relativa de regularização.

Foi demonstrado também neste trabalho que a medida em que se inserem usinas a fio d'água sem regularização a montante, é acrescentado um fator significativo de variabilidade ao sistema, implicando em um fator de capacidade das usinas hidrelétricas menor e mais variável ao longo do tempo. Esta redução no fator de capacidade implicará na necessidade de se ampliar cada vez mais os investimentos em fontes de energia complementares às hidrelétricas.

Quando se considera a implantação de usinas a fio d'água sem regularização a montante, como é o que vem ocorrendo atualmente no SIN, o impacto ambiental referente à construção e enchimento dos reservatórios é significativamente reduzido, no entanto, as consequências deste paradigma que norteia a expansão do sistema elétrico brasileiro hoje implicam em fatores importantes que devem ser considerados, de modo a garantir a segurança no suprimento energético.

Dentre estes, é importante ser citada a necessidade crescente de ampliar a capacidade instalada e o despacho térmico complementar em proporção maior que o crescimento da demanda a fim de cobrir o aumento das incertezas na geração hidrelétrica decorrentes da redução da capacidade relativa de regularização do sistema e da maior vulnerabilidade às variações climáticas.

REFERÊNCIAS

- ABBUD, O.A.; TANCREDI, M. **Transformações Recentes na Matriz Brasileira de Geração de Energia Elétrica: Causas e Impactos Principais. Texto para Discussão nº 69. Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado**. Brasília: Senado Federal, 2010. 64 p.
- ANEEL (2015). **Agência Nacional de Energia Elétrica** – www.aneel.gov.br.
- 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).
- BARROS, M.T.L.; ZAMBON, R.C.; LOPES, J.E.G.; BARBOSA, P.S.F.; FRANCATO, A.L.; YEH, W. **Impacts of the Upstream Storage Reservoirs on Itaipu Hydropower Plant Operation**. In: World Environmental and Water Resources Congress, ASCE, 2009, Kansas City, MO.
- BARROSO, L.A.; BRITO, M.; PORRUA, F.; FLACH, B.; PEREIRA, M.V. **Measuring the hydroelectric regularization capacity of the Brazilian hydrothermal system**. In: IEEE – Power and Energy Society General Meeting, 2010, Minneapolis, MN. doi: 10.1109/PES.2010.5589738.
- 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., JR.; 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).
- BRITO, M.; VIANNA, M.; BEZERRA, B.; PEREIRA, M.V.; BARROSO, L.A. **Uma metodologia para analisar o impacto das usinas a fio d'água na capacidade de regularização do sistema hidrotérmico brasileiro**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 20, 2009, Recife.
- 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.
- CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. de A. **Textos para discussão do setor elétrico n. 15 - Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro**. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ, 2010. 32 p.
- CBIE – Centro Brasileiro de Infraestrutura. **Sistema elétrico brasileiro – Expansão hidrotérmica**. Rio de Janeiro: CBIE, 2011. 104 p.
- CCEE (2015). **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica** – www.ccee.org.br.

CEPEL. **Manual de Referência - Modelo NEWAVE**. Rio de Janeiro, 2001. Relatório Técnico.

CEPEL. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas – Ministério de Minas e Energia**. Rio de Janeiro, 2007.

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.

DIBA, A.; LOUIE, P.W.F.; MAHJOUR, 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).

ELETRONBRAS (2014) – www.eletronbras.com

EPE (2014). **Empresa de Pesquisa Energética** – www.epe.gov.br

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia – 2030**. Rio de Janeiro: 2007, 408p.

FALCETTA, F.; ZAMBON, R.C.; YEH, W. **Evolution of Storage Capacity in the Brazilian Hydropower System**. In: World Environmental and Water Resources Congress, ASCE, 2014, Portland, OR.

GAMS (2014). **General Algebraic Modeling System** – www.gams.com

GESEL (2014). **Grupo de Estudos do Setor Elétrico** – www.gesel.ie.ufrj.br

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.

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).

LabPlan (2014) – <http://labplan.ufsc.br>

LOÁLCIGA, 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.

MARCATO, A. L. M. **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte**. 2002. 170 p. Tese (Doutorado) – PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.

MDDH (2014). – www.mddh.com.br

MOMOH, J. A.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. **A review of selected optimal power flow literature to 1993, Part I: Nonlinear and quadratic programming approaches**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14(1), p. 96-104, 1999. doi: 10.1109/59.744492.

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.

NAHAS, R.L.L. *PCHs – Viabilidade e Inventário*. 2010. 36 p. Trabalho de Conclusão de Curso – EESC, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

ONS (2015). **Operador Nacional do Sistema Elétrico** – www.ons.org.br.

PEREIRA, M.V.F. **Mesas Redondas 2008 – Energia**. São Paulo, Instituto de Engenharia, 19 fev. 2008. Palestra proferida no Instituto de Engenharia de São Paulo, gravada e disponibilizada via online. Disponível em: <<http://www.truetech.com.br/webtvconsole/usuario3.0/webtvconsole.php?console=61&canal=209&video=1946>> Acesso em: 01 abr. 2012.

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.

RICOSTI, J.F.C.; SAUER, I.L. **An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 19, p. 742-753, 2013. doi: 10.1016/j.rser.2012.11.010.

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).

SILVA LEITE, A. *Projeto PIB: Perspectivas do Investimento no Brasil – Documento setorial: energia elétrica*. Rio de Janeiro: Instituto de Economia UFRJ, 2008. 64 p.

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).

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).

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.

ZAMBON, R. C. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte**. 2008. 105 p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

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.