

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E
ELETRÔNICA**

Murilo Darela Rigoni

**ANÁLISE DE RESULTADOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO
MODELO DESSEM NA OPERAÇÃO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Florianópolis

2018

Murilo Darela Rigoni

**ANÁLISE DE RESULTADOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO
MODELO DESSEM NA OPERAÇÃO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica e Eletrônica da
Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica/Eletrônica
Orientador: Prof. Erlon Cristian
Finardi, Dr. Eng.

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Rigoni, Murilo
ANÁLISE DE RESULTADOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO
DESSEM NA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
/ Murilo Rigoni ; orientador, Erlon Cristian
Finardi, 2018.
96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. DESSEM. 3. Otimização
Energética . 4. Programação Diária da Operação. 5.
Operador Nacional do Sistema Elétrico. I. Cristian
Finardi, Erlon. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

Murilo Darella Rigoni

**Análise de resultados da implementação do modelo DESSEM na
Operação do Sistema Interligado Nacional**


Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel
em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca
Examinadora

Florianópolis, 20 de dezembro de 2018.




Prof. Jean Viane Leite, Dr. Eng.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr. Eng.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Viviane Berri Coelho, Msc.
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS



Eng. Victor da Silva Sierra Fernandez.
Engie Brasil

Este trabalho é dedicado a todos que me acompanharam nessa jornada e, em especial, aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos que fizeram parte da minha jornada no curso de engenharia. Seja de perto, como meus colegas de curso, professores e colegas de trabalho. E de não tão perto, como meus pais, familiares e amigos de longa data.

Meus pais, Alexander Rigoni e Fabrícia Rigoni, têm um papel especial em minha formação. Foram eles os responsáveis por me incentivar a estudar desde pequeno. De acreditar nos meus sonhos. De me apoiar nos momentos mais difíceis. Graças a eles consegui ter garra e determinação para me formar com excelência. Sem vocês, não estaria onde estou. Meus avós, Seu Lourival e Dona Salete também têm participação na minha formação. A vida de estudante longe de casa se tornou mais fácil com todas as “quentinhas” que vocês faziam para eu levar para Florianópolis.

Quero também agradecer a todos meus colegas de trabalho. Em especial, a equipe de Programação Elétrica e Energética do escritório Regional Sul do ONS: Alexandre De Marco, Viviane Coelho, George Gavioli, Daniel Bez, Ciro Eder, Sara Einsfeld, Kaio Kopko, Zélia Coelho, e também ao Ivair Freiria e Roger Kammler, que também já fizeram parte dessa equipe. Vocês sem dúvida têm papel fundamental na minha formação. Sou grato por cada aprendizado que pude absorver de vocês. Me sinto privilegiado por trabalhar dois anos com profissionais incríveis como vocês e por ter experiências que vou levar para o resto da minha vida profissional. Também Gostaria de dar um agradecimento especial à Viviane, Ciro, Roger e Gustavo de Oliveira por toda colaboração na elaboração do presente trabalho.

Agradeço meus bons professores, que conseguiram me transmitir conhecimento com excelência. Em especial, ao Prof. Miguel Moreto, que foi meu orientador de Iniciação Científica por um ano e meio, e me possibilitou um primeiro - e importante - contato com o dia a dia da Engenharia Elétrica. Também agradeço ao Prof. Erlon Finardi, meu orientador do TCC, que acolheu minha ideia de projeto, e me auxiliou e me deu suporte sempre que precisei.

Agradeço também aos meus amigos e colegas de graduação. Com a amizade de vocês o processo de me tornar engenheiro se tornou menos exaustivo. Agradeço a todos os momentos de alegria que tivemos e que foram de fundamental importância para um bom equilíbrio emocional durante o curso. Agradeço também aos momentos não tão alegres, que me trouxeram aprendizados e evolução como ser humano.

Finalmente, sou eternamente grato a todos que de alguma forma contribuíram para que eu chegasse aqui.

"N3o tenha medo de cometer erros. Tenha medo de
n3o aprender com eles"
(Peter Jones)

RESUMO

Este trabalho faz uma primeira análise dos resultados obtidos na implementação do modelo DESSEM na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), conhecida como Operação Sombra e realizada em conjunto pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Discorre-se brevemente à cerca da matriz energética brasileira, da operação de sistemas hidrotérmicos, e da importância de modelos de otimização energética para a realidade do SIN. Apresenta a cadeia de modelos desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), assim como o modelo DESSEM, que é o foco do trabalho. O trabalho também desenvolve uma ferramenta computacional para tratar os dados dos resultados da Operação Sombra, com objetivo de comparar os primeiros resultados obtidos pelo DESSEM com a Programação Diária da Operação, e mensurar os impactos da inserção do modelo no dia a dia da Operação.

Palavras-chave: DESSEM, Otimização Energética, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Sistema Hidrotérmico.

ABSTRACT

This work makes a first analysis of the results obtained in the DESSEM model implementation in the National Interconnected System (SIN) operation, known as Shadow Operation and carried out jointly by the National Electric System Operator (ONS) and the Electric Energy Trading Chamber (CCEE). It briefly discusses about the Brazilian energy matrix, the hydrothermal systems operation, and the importance of energy optimization models for the SIN reality. It presents the chain of models developed by the Electric Energy Research Center (CEPEL), as well as the DESSEM model, which is the focus of the work. The work also develops a computational tool to handle the results of Operation Shadow, in order to compare the first results obtained by DESSEM with the Daily Operation, and to measure the model insertion impacts in the everyday operation.

Keywords: DESSEM, Energy Optimization, National Electric System Operator, Hydrothermal System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL.....	31
Figura 2 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos	32
Figura 3 - Curvas: Composição do Custo TOTAL.....	33
Figura 4 - Curva típica de uma FCF	34
Figura 5 – Subsistemas.....	35
Figura 6 - Fluxograma do modelo NEWAVE.....	38
Figura 7 - Representação dos cenários de afluências	39
Figura 8 - Fluxograma do modelo DECOMP.....	40
Figura 9 - Fluxograma do processo do PMO.....	42
Figura 10 - Fluxograma dos processos da Programação Diária .	44
Figura 11 - Horizonte de estudo do DESSEM.....	46
Figura 12 - Representação do Problema antes da Operação Sombra	47
Figura 13 - Gráfico ilustrativo da FCF do DECOMP.....	48
Figura 14 - Arquivo " AREACONT.DAT "	52
Figura 15 - Arquivo " RESPOT.DAT "	53
Figura 16- Arquivo " DADVAZ.DAT "	53
Figura 17 - arquivo "DEFLANT.DAT"	54
Figura 18 - Arquivo " DESSELET.DAT "	55
Figura 19 - Arquivo " DESSEM.ARQ "	55
Figura 20 - Arquivo " ENTDAADOS.DAT "	56
Figura 21 - Arquivo "PDO_HIDR.DAT"	60
Figura 22 - Arquivo "PDO_TERM.DAT".....	60
Figura 23 - Arquivo "PDO_SIST.DAT"	61
Figura 24 - Fluxograma importação de dados	64
Figura 25 - Aba para gerenciamento da importação dos dados ..	64
Figura 26 - Geração dos gráficos comparativos	65
Figura 27 - Comparativo Itaipu 20/09/2018	66
Figura 28 - Bacia do Jacuí	67
Figura 29 - Bacia do Iguaçu	69
Figura 30 - Bacia do Uruguai	72
Figura 31 - Cadastro de restrição tipo "Registro RQ"	78
Figura 32 - Comparação UHE G.B. Munhoz para o dia 03/09/2018	79
Figura 33 - Geração e Vazão Turbinada UHE G. B. Munhoz (DESEM)	79
Figura 34 - Faixas Operativas das Usinas da Região Sul	81
Figura 35 - Comparação UHE Campos Novos para o dia 14/10/2018.....	82

Figura 36 - Comparação UHE Salto Osório para o dia 06/09/2018	82
.....	
Figura 37 - Restrições já cadastradas no DESSEM.....	83
Figura 38 - Operação UHE Machadinho 17/10/2018.....	85
Figura 39 - Comparativo CMO Região Sul.....	86
Figura 40 - Comparativo CMO Região Sudeste.....	86
Figura 41 - Comparativo CMO Região Norte.....	87
Figura 42 - Comparativo CMO Região Nordeste.....	87
Figura 43 - Comparativo UHE Salto Santiago 03/09/2018.....	89
Figura 44 - Comparativo UHE Furnas 06/09/2018.....	89
Figura 45 - Comparativo UHE Ponte Pedra 06/09/2018.....	90
Figura 46 - Proposta de Ordem de prioridade para o Tempo Real usando o Valor da Água.....	Erro! Indicador não definido.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR – Plano de Ampliações e Reforços
PEL – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo
PMO – Programa Mensal da Operação Energética
SE – Subestação
SIN – Sistema Interligado Nacional
VBA – *Visual Basic for Applications*
NEWAVE – Modelo de Despacho Hidrotérmico a Subsistemas Equivalentes
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDDD – Programação Dinâmica Dual Determinística
PLIM – Programação Linear Inteira Mista

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Motivação.....	27
1.2	Objetivo e Proposta do Trabalho.....	28
1.3	Organização do Trabalho	29
2	Modelos de Otimização Energética	31
2.1	Função de Custo Futuro – FCF	33
2.2	Custo Marginal de Operação – CMO.....	35
2.3	Subsistemas	35
2.4	Médio Prazo - NEWAVE.....	36
2.5	Curto Prazo - DECOMP.....	38
2.6	Programa Mensal Da Operação - PMO.....	41
2.7	Programação Diária da Operação.....	42
2.7.1	Insumos da Programação Diária:	45
2.8	Modelo DESSEM	46
2.8.1	Formulação do Problema e Estratégia de Solução	47
3	Operação Sombra e testes do DESSEM.....	51
3.1	Principais Arquivos de Entrada.....	51
3.1.1	Arquivos Para As Restrições de Reserva de Potência.....	52
3.1.1.1	AREACONT.DAT:.....	52
3.1.1.2	RESPOT.DAT:	52
3.1.2	Arquivo do Caso e Dados de Vazões Naturais	53
3.1.3	Arquivo de Histórico de Defluências Anteriores Ao Estudo	54
3.1.4	Arquivo Índice dos Dados Elétricos.....	54
3.1.5	Arquivo Índice	55
3.1.6	Arquivo de Dados Gerais	56
3.1.7	Arquivos de Cadastro das Usinas.....	56

3.1.8	Arquivos da Função de Custo Futuro do DECOMP	57
3.1.8.1	Arquivo de mapa para os Cortes de Benders	57
3.1.8.2	Arquivo de informações adicionais	57
3.1.8.3	Arquivo com os cortes de Benders	57
3.1.9	Arquivo de Cadastro de Vazões Médias Históricas.....	58
3.1.10	Arquivo com as Restrições Operativas das Usinas hidroelétricas.....	58
3.1.11	Arquivo com as Restrições Operativas das Usinas Térmicas	58
3.1.12	Arquivos de Modificação sobre os Casos-Bases	59
3.2	Principais Arquivos de Saída	59
3.2.1	Arquivo de operação das usinas hidroelétricas	59
3.2.2	Arquivo de operação das usinas térmicas	60
3.2.3	Arquivo de Resultados dos subsistemas	61
3.2.4	Arquivos de Relatórios Consolidados de Operação.....	61
3.3	Dados da Programação Diária	62
3.4	Ferramenta de Acompanhamento dos Resultados	63
3.4.1	Importação dos dados	63
3.4.2	Comparação Gráfica por Usina, Bacia e submercado.....	65
3.4.3	Funcionalidades complementares	66
3.5	Principais bacias da Região Sul e suas restrições	66
3.5.1	Bacia do Rio Jacuí	66
3.5.1.1	UHE Ernestina	67
3.5.1.2	UHE Passo Real.....	67
3.5.1.3	UHE Jacuí.....	68
3.5.1.4	UHE Itaúba	68
3.5.1.5	UHE Dona Francisca	68
3.5.1.6	UHE Castro Alves	68
3.5.1.7	UHE Monte Claro.....	68
3.5.1.8	UHE 14 de Julho.....	68

3.5.2	Bacia do Rio Iguaçu.....	68
3.5.2.1	UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia)	70
3.5.2.2	UHE Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo).....	70
3.5.2.3	UHE Santa Clara.....	70
3.5.2.4	UHE Fundação	70
3.5.2.5	UHE Salto Santiago	70
3.5.2.6	UHE Salto Osório	71
3.5.2.7	UHE Governador José Richa (Salto Caxias).....	72
3.5.3	Bacia do Rio Uruguai.....	72
3.5.3.1	UHE Garibaldi	73
3.5.3.2	UHE Barra Grande.....	73
3.5.3.3	UHE Passo fundo.....	73
3.5.3.4	UHE Machadinho	73
3.5.3.5	UHE Itá.....	74
3.5.3.6	UHE Foz Chapecó	75
3.5.3.7	UHE Monjolino.....	75
3.5.3.8	UHE Campos novos.....	75
4	Análise dos Primeiros Resultados do DESSEM	77
4.1	Atendimento das Restrições Operativas.....	78
4.1.1	Restrições tipo “Registro RQ”	78
4.1.2	Faixa de operação das usinas	80
4.1.3	Restrições operativas normatizadas	83
4.1.4	Restrições condicionais.....	84
4.1.5	Restrição da UHE Machadinho.....	84
4.2	Comparação CMO horário e semanal	85
4.3	Decisão de geração x Valor da água	88
4.4	Proposta de Ordem de prioridade pelo Valor da Água	90
5	CONCLUSÃO	93

5.1	Considerações Finais	93
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	94
	REFERÊNCIAS.....	95

1 INTRODUÇÃO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), juntamente com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), começaram em 25 de abril de 2018, em caráter de teste, a divulgar o Custo Marginal da Operação (CMO) em base semi-horária, assim como o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) em base horária. [1]

O processo ficou denominado como Operação Sombra, e tem como base a implantação do Modelo DESSEM como ferramenta para programação da operação e formação de preço, que calcula o CMO em base semi-horária e é executado em paralelo à Programação Diária da Operação. Os resultados são divulgados junto ao mercado e aos agentes do setor elétrico todos os dias. [2]

Dessa forma, iniciou-se os trabalhos para estudo, validação, simulação, aprovação e utilização oficial do modelo DESSEM, cuja implantação para programação da operação e formação de preço está prevista para ocorrer em janeiro de 2020.

Dada a necessidade de um estudo sobre os resultados do modelo, do ponto de vista dos novos procedimentos de trabalho e novos desafios para a operação do sistema com a entrada do modelo, foi criada uma força tarefa no ONS, com o objetivo de análise dos impactos da entrada do modelo na Programação Diária da Operação. [1]

1.1 Motivação

No início dos anos 2000, quando o modelo de preços e despacho hidrotérmico foi colocado em operação, cerca de 90% da matriz energética nacional era composta por hidrelétricas. Neste cenário, os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM foram pensados e desenvolvidos com o intuito de precificar a energia e realizar o despacho ótimo das usinas, considerando as expectativas de operação no horizonte analisado. O NEWAVE realizaria a otimização energética no horizonte de 5 anos, mês a mês, determinando o preço mensal da energia, enquanto que o DECOMP realizaria a análise mensal, determinando o preço semanal a ser aplicado. Por fim, o DESSEM realizaria a programação da operação horária, determinando o preço horário a ser aplicado no mercado de curto prazo. [3]

O modelo NEWAVE entrou em operação em 2000 e em 2001 o DECOMP. Porém, em virtude da primeira crise energética do setor e as devidas mudanças associadas, houve na época uma dificuldade em

abraçar novas regras e procedimentos. Ademais, sobretudo ao relativo sucesso dos modelos NEWAVE e DECOMP operando em cadeia, não permitiram que o DESSEM fosse autorizado a operar. Como resultado, em 2004 o preço horário viu sua prioridade de implantação quase nula.

A perda de regularização das usinas hidráulicas e o aumento significativo de fontes renováveis intermitentes, vem impactando na precificação da energia e influenciando na operação do sistema, ocasionando maior preocupação e atenção a novas formas e mecanismos de monitoramento de mercado. É sabido que fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, são muito voláteis e possuem variações na geração durante os períodos do dia, o que dificulta a incorporação destas oscilações no atual sistema de preço.

Os desafios de integração das renováveis induzem a criação de mercados “flexíveis”, capazes de absorver as intermitências destas fontes, bem como o seu impacto na rede, viabilizando a comercialização de novos produtos e serviços. O sistema de Preço Horário traz uma otimização de monitoramento, capaz de incluir estas variáveis ao preço da energia. O novo modelo abre possibilidade de resposta pelo lado da demanda e um melhor gerenciamento de operação, sobretudo, a possibilidade de inclusão na formação de preço, de produtos como armazenamento, entre outros serviços que hoje não são contemplados pelo método atual. [4]

Com a precificação horária haverá maior previsibilidade das renováveis intermitentes, que levam a uma operação personalizada e, especialmente, um maior aproveitamento dos recursos naturais disponíveis. Além disso, o CMO e o PLD estarão mais próximos da operação real. O mercado se torna mais competitivo e atrativo. Terá uma maior participação dos agentes e com isso os consumidores terão preços mais justos e reprodutíveis.

1.2 Objetivo e Proposta do Trabalho

O trabalho proposto tem como objetivo realizar uma análise de resultados da implementação do modelo DESSEM, e compará-los com o que é feito na Programação Diária da Operação. Com isso, antes de entrar em operação em definitivo, será possível identificar possíveis dificuldades, necessidades de informações adicionais, inconsistências, erros de modelagem, dentre outros.

Outros modelos trabalham em paralelo e servem como entrada de dados para o DESSEM, como o de previsão de vazão, previsão de carga, previsão de geração eólica, solar e pequenas usinas. Um resultado

confiável e preciso do modelo, também depende de uma entrada de dados confiáveis. Esses dados também serão discutidos no presente trabalho.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho foi dividido em cinco capítulos, conforme descrito a seguir: O Capítulo 1 traz uma introdução geral do trabalho, destacando a motivação, objetivos e organização do mesmo

O capítulo 2 fala sobre conceitos básicos sobre Modelos de Otimização Energética, introduzindo a sua origem e seu consequente desenvolvimento, seguido pela sua formulação matemática geral, com os principais conceitos e métodos utilizados para o estudo deste trabalho.

No capítulo 3 é apresentado a Operação Sombra, Arquivos de entrada e saída do DESSEM, os processos atuais da Programação diária, características dos subsistemas que devem ser levados em conta no processo e o desenvolvimento de uma ferramenta de análise dos resultados do modelo.

No Capítulo 4 é apresentado os primeiros resultados do DESSEM e a devida comparação com que é feito na Programação Diária. É discutido também algumas restrições peculiares e de difícil modelagem nos arquivos de entrada. Apresentado gráficos comparativos de geração do DESSEM e Programação Diária, e comparativos dos Custos Marginais por submercado.

Por fim, o Capítulo 6 é dedicado às conclusões gerais e às contribuições desta monografia.

2 Modelos de Otimização Energética

Devido ao porte continental do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a complexidade do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, é necessária sua divisão em etapas. Cada etapa abrange períodos de estudos com horizontes distintos. São eles: médio prazo, com horizonte de 5 anos e discretização mensal; curto prazo, com horizonte de 2 meses e discretização semanal no primeiro mês e mensal no segundo; e a Programação Diária, com horizonte de 1 semana e discretização semi-horária. [5]

Para definir as políticas e diretrizes da operação para cada período do planejamento, o ONS dispõe de uma cadeia de Modelos de Otimização Energética desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que visam minimizar o valor esperado do custo total de operação e uma medida de risco (CVaR). A cadeia de modelos, que será discutida posteriormente, está ilustrada na figura 1. [6]

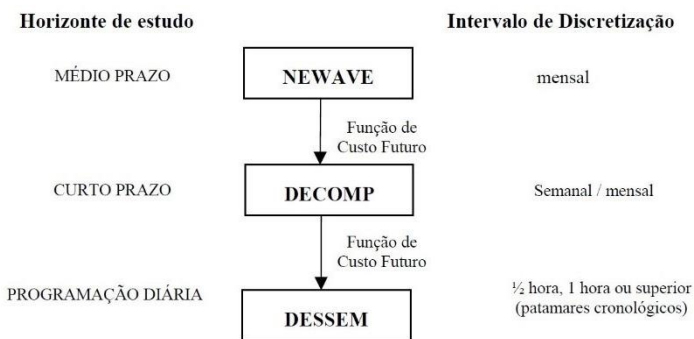


Figura 1 - Cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL

Importante ressaltar que existe uma série de modelos auxiliares, que não são o foco desse trabalho, para fornecer os dados de entrada necessários para utilização dos modelos de otimização. São eles: previsão de carga, previsão de geração eólica, geração de cenários ou previsão de aflúências, cronograma de manutenção das usinas, entre outros.

Intuitivamente, o máximo aproveitamento da energia hidroelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, já que evita os custos de combustível. Porém, isso pode resultar em maiores riscos de déficits futuros, uma vez que a disponibilidade de geração hidrelétrica depende do volume armazenado nos reservatórios e das chuvas e aflúências

futuras, muitas vezes incertas, nas bacias hidrográficas. Por outro lado, manter o nível dos reservatórios o mais elevado possível, resulta na máxima confiabilidade de fornecimento, que por sua vez aumenta os custos de operação utilizando mais geração térmica, e aumenta o risco de desperdício de água, caso algum reservatório apresente vertimento. Um processo de decisão típico de sistemas hidrotérmicos está ilustrado na figura 2. [6]

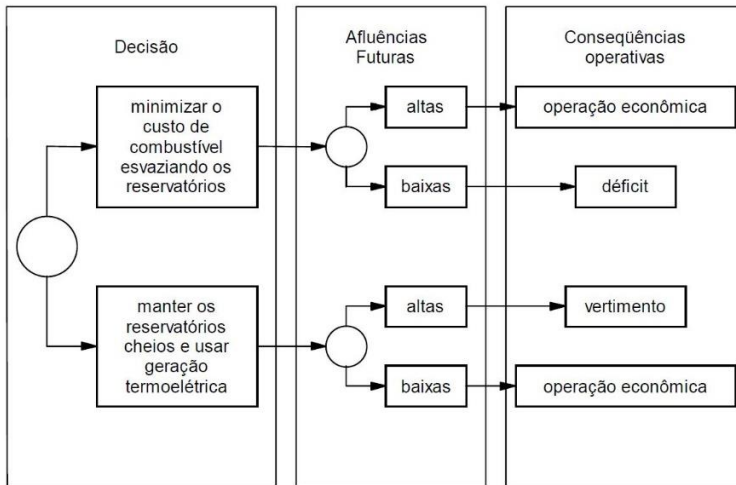


Figura 2 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos

A maneira de avaliar o quão confiável – ou econômico – o sistema deve ser, é calculando o custo de déficit: impacto econômico devido a possível interrupção no fornecimento de energia elétrica, que varia de acordo com a quantidade de carga não suprida. A determinação do custo do déficit é responsabilidade da ANEEL. [7]

O objetivo da cadeia de modelos é minimizar o custo total da operação do SIN, levando em conta o custo imediato, custo futuro e custo de não atendimento à carga, ou custo de déficit.

Portanto, a estratégia resume-se em determinar os níveis de produção de energia térmica e hidráulica de forma a atender a demanda energética em cada período do horizonte de planejamento a um custo mínimo. Otimizar os recursos disponíveis no presente e no futuro para que o reservatório tenha como meta chegar, ao final do período, no volume que garante o menor custo total. As curvas de custo total, imediato e futuro, estão ilustradas na Figura 3.

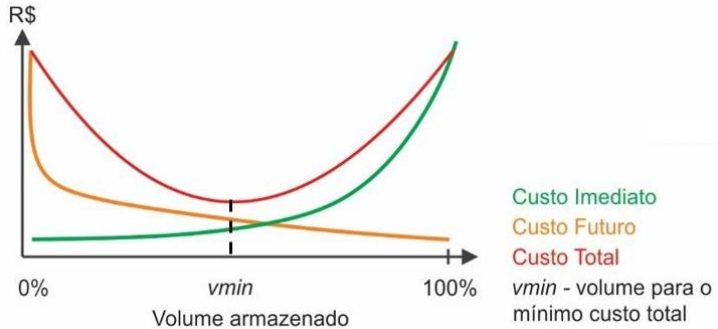


Figura 3 - Curvas: Composição do Custo TOTAL

2.1 Função de Custo Futuro – FCF

Conforme dito anteriormente, a soma do Custo Imediato com o Custo Futuro compõe o Custo Total, cujo valor mínimo pode ser encontrado através das derivadas das Funções de Custo futuro e Custo imediato.

A Função de Custo Futuro – FCF traz a informação de quanto vai custar a operação para as próximas etapas do planejamento em questão, de acordo com o volume de água armazenado ao final do período atual, e das afluições passadas. Em outras palavras, indica a estratégia de operação no presente e comanda as decisões que determinam o estado de armazenamento a ser atingido em cada etapa, para que no futuro, tenha seus custos reduzidos. Isto implica, também, em estudar o comportamento futuro das afluições, para poder conhecer o Custo Futuro relativo a cada estado de armazenamento que venha a ocorrer [4] [5].

Pode-se obter outras informações a partir da função de Custo Futuro, sua inclinação, por exemplo, indica como varia o Custo Futuro em relação ao volume de água armazenado nos reservatórios. Essa inclinação é a derivada da FCF e é conhecida como Valor da Água. A curva típica de uma FCF está ilustrada na figura 4.

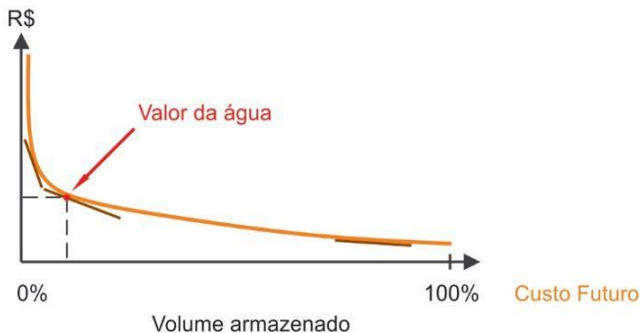


Figura 4 - Curva típica de uma FCF

Em uma análise rápida da Figura 4, é possível entender que tipos de informações uma FCF traz. Quanto maior o volume de água armazenado, menor o custo futuro. Isso traduz, matematicamente, o conceito intuitivo de que quanto mais água é economizada e guardada para o futuro, menor serão os custos a longo prazo. É bom sempre enfatizar que guardar água no presente não necessariamente representa economia no custo imediato, devido a dependência de geração térmica para o suprimento da carga. Por isso, sempre se busca o equilíbrio entre Custo Futuro e Custo Imediato.

Outra informação relevante é o Valor da Água, dado pela derivada da FCF, e representa quanto se pagaria por uma unidade a mais do recurso. É o custo de oportunidade da hidrelétrica. Em outras palavras, representa o custo evitado de geração térmica. Quando os reservatórios estão com um volume armazenado próximo ou igual a 100% o Valor da Água tende a zero. Porém, quando o volume armazenado é próximo de zero, o Valor da Água tende ao Custo de Déficit. Ela é utilizada para tomar decisões operativas como: o que vale mais, o Valor da Água ou o valor do combustível das usinas térmicas que é dado pela derivada da curva de custo imediato.

Através da FCF é feito o encadeamento dos modelos de otimização. A FCF gerada pelo NEWAVE é uma entrada para o DECOMP, que, por sua vez, gera uma FCF que será uma entrada do DESSEM. Essa abordagem possibilita que as políticas e estratégias de operação estejam em conformidade em todos os horizontes de estudo. [4]

2.2 Custo Marginal de Operação – CMO

O Custo Marginal de Operação – CMO – representa o custo adicional para atender a próxima demanda de MW do sistema. O cálculo leva em conta o custo da geração térmica, custo de déficit, intercâmbio entre submercados e a existência de vertimento turbinável cujo valor é zero. Ou seja, o CMO reflete o custo de atender, em curto prazo, uma unidade adicional à demanda para a qual o sistema foi programado, de modo a supri-la ao menor custo. Se esse aumento de demanda for atendido com utilização de usinas térmicas, o custo corresponde ao custo de geração da última térmica despachada, se for com utilização de usinas hidráulicas, o custo corresponde ao Valor da Água da usina utilizada. No caso do Brasil, que a matriz é predominantemente hidráulica, o CME geralmente é o Valor da Água. [8]

2.3 Subsistemas

O Sistema Elétrico Brasileiro é dividido em quatro grandes subsistemas, sendo eles: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Nordeste. (As regiões geográficas Sudeste e Centro Oeste estão representadas como uma só). As interligações e limites de intercâmbio entre os subsistemas são representadas nos processos de otimização. Na Figura 5 estão representados os subsistemas existentes, suas interligações, bem como a usina de Itaipu. [6]

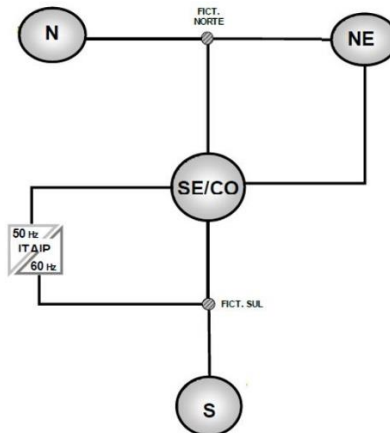


Figura 5 – Subsistemas.

2.4 Médio Prazo - NEWAVE

O Modelo de Despacho Hidrotérmico a Subsistemas Equivalentes (NEWAVE) é a ferramenta responsável por elaborar os estudos de planejamento da etapa de médio prazo. Realiza estudos com etapas mensais e horizonte de 5 anos, e representa o sistema através de um modelo equivalente. Quanto mais longínquo é o horizonte, maiores são as incertezas consideradas e menor é o grau de detalhamento da representação do sistema. Com isso, o NEWAVE, tem o parque hidrotérmico representado de forma agregada, reduzido a apenas 4 reservatórios equivalentes, um para cada região do SIN. [9]

O NEWAVE determina as estratégias da operação hidrotérmica a médio prazo, assim como a FCF do sistema, com cálculo da política ótima baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [10]. O sistema computacional do modelo é composto por quatro etapas integradas [9]:

1. Cálculo do sistema equivalente – Calcula os subsistemas equivalentes de energia, cujos principais parâmetros são: energia armazenável máxima, energia controlável afluente ao reservatório equivalente, energia a fio d'água afluente ao reservatório equivalente, energia de vazão mínima, energia evaporada, séries históricas, capacidade de turbinamento, rendimento, energia de desvio de água.
2. Módulo de energias afluentes – Estima os parâmetros do modelo estocástico autorregressivo periódico de ordem variável, PAR(p), e constrói séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas na simulação FORWARD e BACKWARD módulo de cálculo da política de operação e na simulação final do sistema.
3. Módulo de cálculo da política de operação – O procedimento cálculo da política ótima de operação através da PDDE baseia-se na execução iterativa dos seguintes passos: seleção de um conjunto de estados em cada etapa, teste de convergência e cálculo das funções de custo futuro em cada etapa.
 - a. Seleção de um conjunto de estados – corresponde à simulação *forward* ao longo do período de

- estudo, com os seguintes procedimentos: percorrer as etapas $t = 1, 2, \dots, T$. Ler de arquivo um vetor de energias afluentes para a etapa t . Ler de arquivo a função de custo futuro da etapa t . Ler de arquivo o vetor de energias armazenadas finais da etapa $t-1$. Resolver o subproblema de operação da etapa t .
- b. Teste de convergência – verifica-se a convergência do algoritmo, isto é, se a função de custo futuro está estimada dentro da tolerância pré-estabelecida. Caso haja convergência, os resultados são impressos e o modelo conduzido para etapa de simulação final do sistema.
 - c. Cálculo da função de custo futuro – Caso ainda não haja convergência, efetua-se uma *simulação backward* da operação do sistema ao longo do período de estudo, para os mesmos estados selecionados primeiro passo, com os seguintes procedimentos: percorrer as etapas no sentido inverso do tempo $t = T, T-1, \dots, 1$. Percorrer os estados selecionados no primeiro passo. Discretizar, para cada estado, o vetor de energias afluentes da etapa t . Resolver o subproblema de operação da etapa t . Obter nova aproximação para a função de custo futuro.
4. Simulação final do sistema – Com a política de operação ótima definida, representada pelas funções de custo futuro, faz-se uma simulação da operação do sistema ao longo do período de estudo, para distintas seqüências de vazões e se repete para diversas seqüências de energias afluentes. As séries de energias afluentes sintéticas empregadas no cálculo da política de operação e na simulação da operação são distintas.

O fluxograma de todas as etapas do modelo NEWAVE está ilustrada na figura 6.

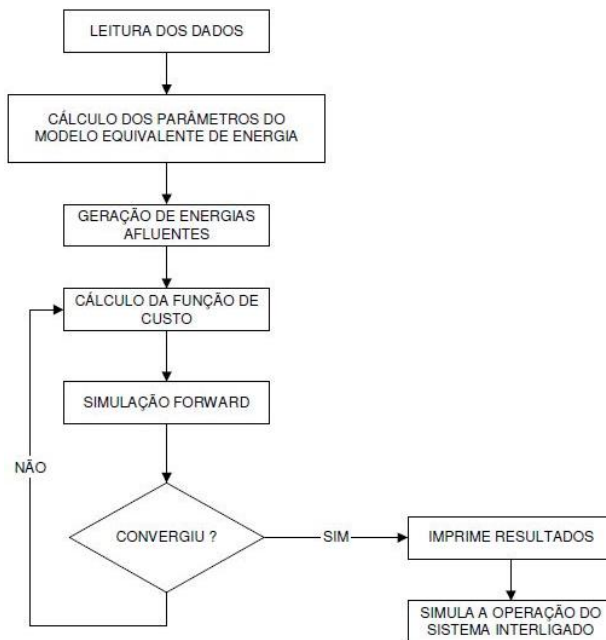


Figura 6 - Fluxograma do modelo NEWAVE

A principal aplicação do NEWAVE na cadeia de procedimentos do Planejamento da Operação é a obtenção da Função de Custo Futuro do Sistema, permitindo assim o acoplamento entre os estudos de médio e curto prazo.

2.5 Curto Prazo - DECOMP

O Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo (DECOMP) é utilizado no Programa Mensal da Operação do Sistema Interligado Nacional – PMO, que tem como objetivo estabelecer as metas e diretrizes energéticas, a cada semana, da operação coordenada do SIN, calcular o CMO para cada subsistema, determinar metas individuais de geração para usinas térmicas e hidroelétricas, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis [5].

O modelo de otimização implementado no DECOMP é linear, de grande porte, multiperíodo e estocástico. Representa de forma mais

detalhada – quando comparado com o NEWAVE - as características do sistema hidrotérmico. Apresenta discretização semanal para o primeiro mês do estudo, utilizando afluências determinísticas para este mês fornecidas por um modelo de previsão de vazões, e considera cenários de afluência para os próximos meses. Estes cenários hidrológicos são representados através de uma árvore de afluências, com probabilidades associadas a cada ramo [5]. Um horizonte de estudo de 4 meses, onde o primeiro mês é dividido em 5 semanas, está ilustrado na figura 6.

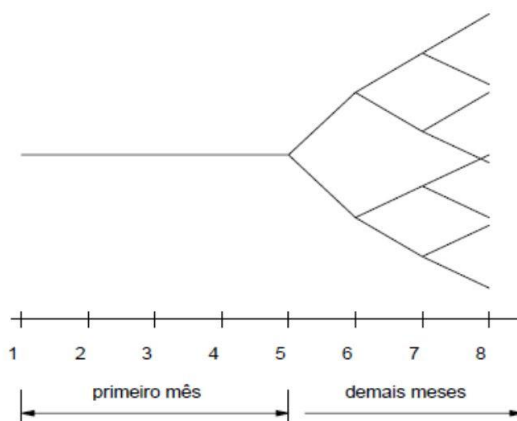


Figura 7 - Representação dos cenários de afluências

O custo de operação em cada estágio é função do gasto com combustível, e de eventuais penalidades associadas à não atendimento da carga (custo de déficit), vertimento em reservatórios (opcional) ou intercâmbio de energia entre os subsistemas.

O acoplamento do modelo de curto e médio prazo pode ser alcançado desagregando-se a função custo futuro do sistema equivalente – obtida com o NEWAVE – em funções de custo futuro que consideram a contribuição de cada reservatório. O acoplamento do modelo de despacho horário com o modelo de curto prazo pode ser realizado de maneira análoga, utilizando a função de custo futuro determinada pelo DECOMP, constituindo, desta forma, uma cadeia integrada de procedimentos para o planejamento da operação.

O DECOMP também representa as restrições físicas e operativas associadas ao Uso Múltiplo da Água, como exemplo a conservação da água, os limites de turbinamento, defluência mínima das usinas por questões ambientais, armazenamento dos reservatórios e atendimento à

demanda. As incertezas acerca das vazões afluentes são representadas através de diferentes alternativas para as afluências em cada estágio (cenários hidrológicos). O modelo possibilita a otimização energética a usinas individualizadas considerando um amplo conjunto de recursos, dos quais se destacam [5]:

- a) Representação de patamares de carga;
- b) Produtibilidade variável com altura da queda;
- c) Representação do tempo de viagem da água;
- d) Evaporação/Irrigação/Transposição de vazões;
- e) Geração em pequenas bacias;
- f) Contratos de Importação/Exportação de energia;
- g) Representação da interligação em Ivaiporã;
- h) Enchimento de volume morto;
- i) Penalidade para vertimento em reservatórios;
- j) Configuração dinâmica;
- k) Volumes de espera para amortecimento de cheias;
- l) Cronograma de manutenção;
- m) Indisponibilidade das unidades geradoras;
- n) Restrições hidráulicas;
- o) Restrições elétrica.

O fluxograma das etapas do modelo DECOMP está ilustrada na figura 8.

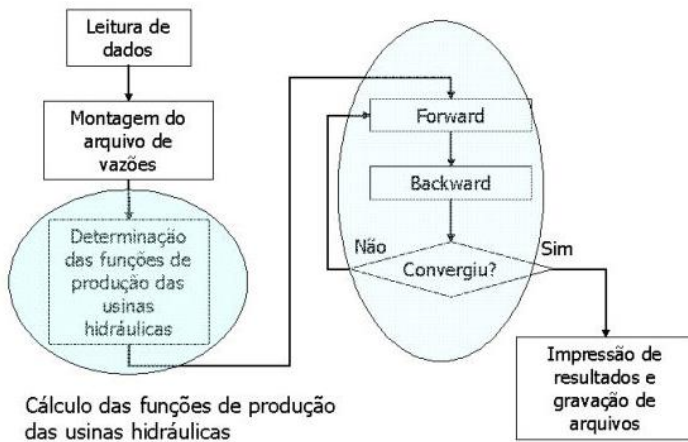


Figura 8 - Fluxograma do modelo DECOMP

As duas principais aplicações do DECOMP na cadeia de procedimentos do Planejamento da Operação são: (i) determinar as metas de geração das usinas hidráulicas e térmicas de forma a atender a demanda por energia e minimizar o custo de operação no período de planejamento; (ii) estipular o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa o custo de operação da usina térmica mais cara despachada ou o Custo Futuro da água mais elevado. O CMO é encontrado para cada um dos quatro subsistemas e é utilizado no mercado de curto prazo para estipular o preço da energia [6].

2.6 Programa Mensal Da Operação - PMO

O Programa Mensal da Operação (PMO) é elaborado pelo ONS em uma reunião mensal, transmitida pela internet, com a participação de todos os agentes do processo de planejamento, fundamentalmente as empresas de geração e de comercialização de energia [1]. Com isso, o processo de operação do NEWAVE e do DECOMP é executado uma vez por mês e, semanalmente, é feito uma revisão do processamento do DECOMP devido a novas observações e previsões hidrológicas. Desse modo, o CMO é também revisto semanalmente. Uma previsão hidrológica favorável aponta para uma redução do valor do CMO (o intervalo de previsão é semanal), ao contrário, qualquer previsão de seca tende a aumentar o valor do CMO.

Como principais resultados do PMO e suas revisões, além do CMO, tem-se [8]:

- a) despacho de geração individualizado, por patamar de carga e seu valor médio semanal, das usinas hidro e termoeletricas com programação e despacho centralizados;
- b) níveis meta de armazenamento dos reservatórios, ao final de cada semana operativa;
- c) balanços de energia por subsistemas, em base semanal;
- d) intercâmbios internacionais por patamar de carga e média semanal.

O fluxograma do processo de programação mensal da operação energética, disponibilizado pelo ONS, está ilustrado na figura 7.

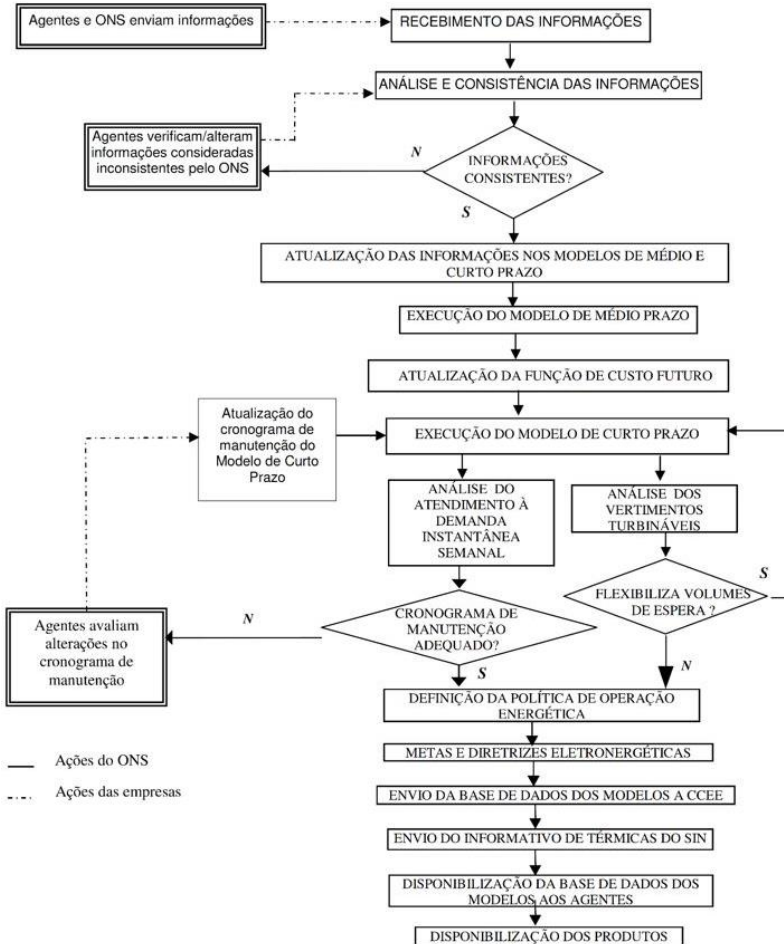


Figura 9 - Fluxograma do processo do PMO

2.7 Programação Diária da Operação

A partir das informações do curto prazo, e dos resultados e diretrizes energéticas do PMO, define-se, todos os dias, os programas diários de geração hidráulica, térmica, intercâmbios de energia entre subsistemas e entre agentes, bem como as transferências de energia pelas interligações internacionais, para atendimento das previsões de carga do

SIN, em intervalos de 30 (trinta) minutos. Com isso, é elaborado pelo ONS o Programa Diário da Operação Eletroenergética – PDE [11].

Para tal, são considerados, diariamente, as previsões de aflúências e meteorológicas, as restrições para uso múltiplo da água e controle de cheias, as restrições ambientais, os cronogramas de manutenção, as restrições operativas e inflexibilidades das unidades geradoras, bem como as diretrizes para a operação elétrica do SIN.

O processo de programação deve ser participativo e interativo, com reprodutibilidade de resultados e transparência entre o ONS e os agentes envolvidos [12].

Principais etapas do processo [11]:

1. Análise e consolidação de dados e informações provenientes dos agentes.
2. Recebimento da previsão de carga consolidada de demanda integralizada em intervalos de 30 (trinta) minutos.
3. Análise das condições de atendimento das cargas de demanda e energia.
4. Análise da viabilidade das políticas energéticas, definidas para a semana no PMO, em função das condições hidroenergéticas verificadas.
5. Definição de novas políticas energéticas para a semana.
6. Elaboração da proposta do programa de geração diário, por usina, e de intercâmbio, discretizados em intervalos de 30 (trinta) minutos.
7. Validação energética das propostas de programas de geração e intercâmbios.

Na Figura 10, disponível no Procedimento de Rede submódulo 8.1 Programação diária da operação Eletroenergética, é ilustrado o fluxograma dos processos da Programação diária da operação.

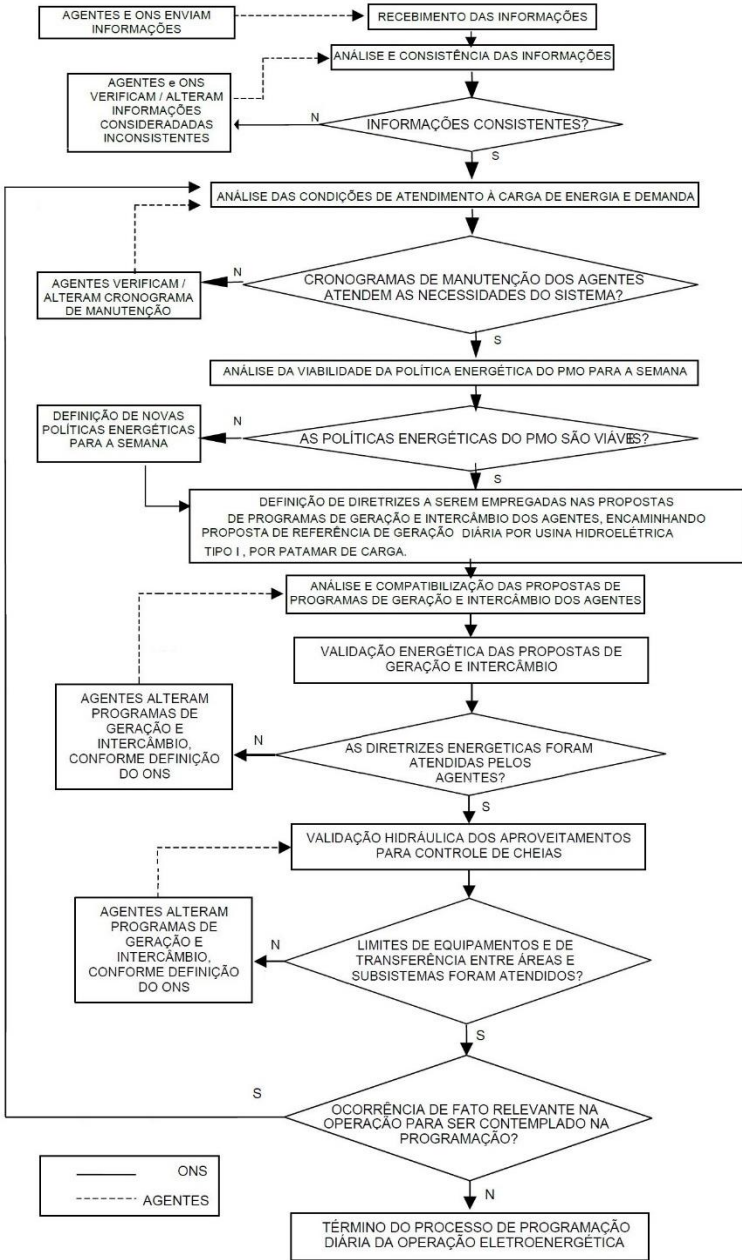


Figura 10 - Fluxograma dos processos da Programação Diária

2.7.1 Insumos da Programação Diária:

1. **Programa Diário de Produção (PDP)** : disponibilizado, para os Agentes e Centros de Operação, até as 14h00 do último dia útil anterior à data prevista para a execução da programação [11]. Contém:
 - a) Previsão de carga;
 - b) Programa de geração das usinas hidroelétricas, termoelétricas e eólicas, em intervalos de 30 (trinta) minutos;
 - c) Programa de defluência turbinada e vertida;
 - d) Intercâmbio líquido, por agente de geração e de distribuição;
 - e) Manutenção de unidades geradoras;
 - f) Restrições operativas das usinas hidroelétricas;
 - g) Balanço de energia; reserva de potência hidráulica e sua alocação;
 - h) Diretrizes eletroenergéticas para a operação;
 - i) Intercâmbios internacionais.

2. **Programa Diário de Defluências (PDF)**: disponibilizado, para os Agentes e Centros de Operação, até as 14h00 do último dia útil anterior à data prevista para a execução da programação [11]. Contém:
 - a) Afluência média diária prevista por aproveitamento hidráulico;
 - b) Defluência total – turbinada e vertida – média diária programada, por aproveitamento hidráulico;
 - c) Previsão do nível de armazenamento nos reservatórios dos aproveitamentos hidráulicos, considerando os requisitos de volumes de espera.

Com o objetivo de otimizar o processo da Programação Diária e tornar possível a formação de preço horário e a reprodutibilidade dos resultados, foi concebido o modelo DESSEM, cujo objetivo é determinar o Programa Diário de Produção e o Programa Diário de Defluências de forma automatizada e otimizada [4].

O DESSEM é um modelo de otimização com as mesmas concepções básicas de algoritmo do DECOMP, com a vantagem de representar em conjunto (para um horizonte de até 15 dias), o despacho de cada usina geradora e a topologia da rede elétrica disponível para os dias de estudo. Ou seja, permite a representação e a avaliação dos impactos elétricos, energéticos e das restrições no sistema de transmissão e geração decorrentes de manutenções e/ou indisponibilidades antes do dia da operação em tempo real. Além disso, há um ganho operacional para os Agentes, em relação ao processo atual da Programação Diária, na medida em que se consolidam as orientações/diretrizes eletroenergéticas definidas nos Programa de Operação Mensal e suas Revisões.

2.8 Modelo DESSEM

O modelo DESSEM tem praticamente o mesmo algoritmo de otimização que o DECOMP, com as adaptações decorrentes da redução da discretização. Determina o despacho ótimo para a Programação Diária da Operação, e minimiza o custo total de operação, composto das parcelas de custo presente e custo futuro, cuja função é fornecida pelo modelo DECOMP e acoplada ao final do horizonte de estudo.

O horizonte de estudo é de até 14 dias, com possibilidades de discretização em intervalos de meia-hora, 1 hora ou em patamares cronológicos de duração variável. O período de interesse pode incluir até 5 dias de estudo, com uma discretização de meia hora ou superior. Os demais dias de estudos, ou período estendido, tem nível de discretização de 1 hora ou superior [4]. O horizonte de estudo do DESSEM está ilustrado na Figura 11.

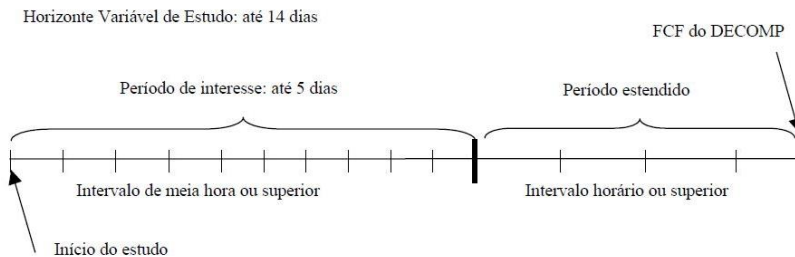


Figura 11 - Horizonte de estudo do DESSEM

O modelo representa as usinas hidroelétricas e termoelétricas de forma individualizada. Devido à necessidade de se contemplar a regularização diária dos reservatórios, as usinas a fio d'água no DECOMP são tratadas como reservatórios no DESSEM, e em praticamente todos os aproveitamentos é considerado o tempo de viagem da água para a usina de jusante. As aflúncias das usinas são consideradas determinísticas ao longo de todo o período de estudo [13].

A rede elétrica pode ser modelada de maneira simplificada, com a demanda por subsistema e os intercâmbios entre eles (estudos sem rede), ou de forma detalhada (estudos com rede), com a representação de cada circuito e a carga por barra, com uma representação DC do SIN. Para uma programação em base horária ou de meia-hora, a representação da rede elétrica tem que ser a mais detalhada possível [4].

2.8.1 Formulação do Problema e Estratégia de Solução

No início, antes da Operação Sombra, o modelo era contínuo e podia ser resolvido com a segmentação do problema em T subproblemas [4] (um para cada instante de tempo do estudo), que se encontram acoplados pelas restrições que envolvem a interdependência entre as operações dos diversos estágios. A soma dos custos presentes de todos os estágios mais o custo futuro constituía a Função Objetivo, e o problema era matematicamente resolvido com a minimização da Função. A figura 12 ilustra a representação do problema antes da Operação Sombra, e a FCF fornecida pelo modelo DECOMP, permitindo assim, o acoplamento entre os modelos [4].

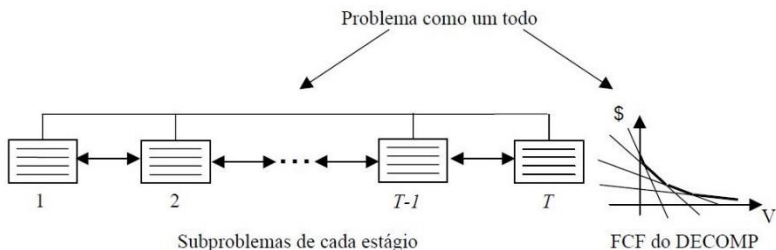


Figura 12 - Representação do Problema antes da Operação Sombra

Hoje o DESSEM é modelado como um grande problema de programação linear inteira mista (PLIM) [14] e é resolvido diretamente por um pacote de otimização chamado de CPLEX [15]. O pacote de otimização resolve problemas muito grandes e fornece soluções flexíveis e de alto desempenho para programação linear, programação inteira mista, programação quadrática e problemas de programação quadraticamente restritos [15].

O acoplamento com os outros modelos da cadeia continua sendo através da FCF. Dependendo do horizonte de estudo do DESSEM, pode-se utilizar a função da primeira ou segunda semana de estudo do DECOMP. Como a FCF do DECOMP é multidimensional e representa vários reservatórios, para simplificar o exemplo, é ilustrado na figura XX, a FCF do DECOMP para um único reservatório.

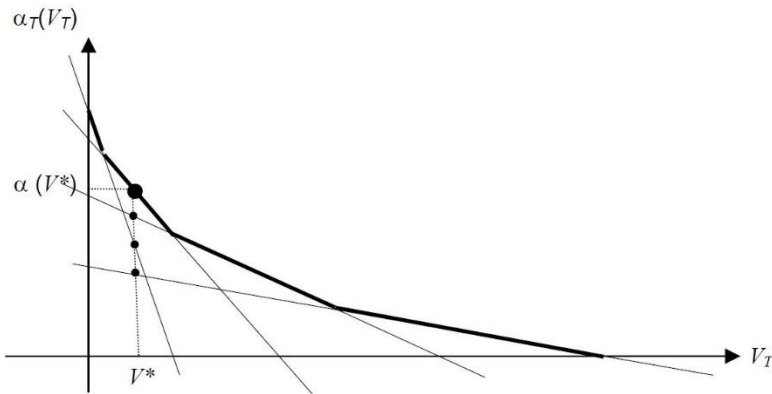


Figura 13 - Gráfico ilustrativo da FCF do DECOMP

Para um dado nível de armazenamento V^* , o valor de $\alpha_T(V^*)$ corresponde ao menor valor que seja igual ou superior ao valor que todos os segmentos que compõem a função assumem ao cruzar o ponto V^* . $\alpha_T(V_T)$ é, portanto, uma função linear por partes. Matematicamente, esta função assume a seguinte expressão [4]:

$$\text{Minimize } [\alpha_T(V_T)] \quad (2)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned}
\alpha_T &\geq \sum_{i=1}^{NR} \pi_1(i)V_T(i) + \delta_1 \\
\alpha_T &\geq \sum_{i=1}^{NR} \pi_2(i)V_T(i) + \delta_2 \\
&\dots \\
\alpha_T &\geq \sum_{i=1}^{NR} \pi_p(i)V_T(i) + \delta_p
\end{aligned} \tag{3}$$

Onde:

NR : Número de reservatórios no estudo;

p : Número de seguimentos que compõem a FCF

$V_T(i)$: Volume, ao final do estudo, para o i -ésimo reservatório.

$\pi_k(i)$: Inclinação do segmento k , em relação ao eixo em que está representado o volume do reservatório i . O módulo deste valor é conhecido como “valor da água para a usina”

δ_p : termo independente para a equação do k -ésimo segmento que compõe a função.

A FCF indica o ponto de operação, e os níveis dos reservatórios do sistema, que o DESSEM tem que atingir ao final do estudo, com o objetivo de minimizar o Custo Futuro. Assim, além da resolução do problema de programação linear inteira mista pelo pacote CPLEX, a melhor utilização da água em cada reservatório está relacionada à avaliação de como varia a FCF de acordo com os níveis dos reservatórios do sistema.

3 Operação Sombra e testes do DESSEM

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, em reunião do dia 27/07/2017, deliberou pela priorização de trabalhos visando à implementação do preço horário a partir de janeiro de 2019 (postergado para janeiro de 2020), através do uso do modelo DESSEM [16]. Com isso, decidiu-se que, a partir de abril de 2018, fosse elaborado pelo ONS, em paralelo à Programação Diária, e sem afetar os resultados da mesma, o processo de Programação Diária através do uso do DESSEM, denominado “Operação Sombra”.

O principal objetivo da Operação é comparar os resultados obtidos pelo DESSEM com a Programação Diária, de modo a aperfeiçoar o processo e evitar qualquer tipo de inviabilidade, além de consolidar o desempenho do modelo, tanto no que se refere ao tempo computacional quanto na adequabilidade dos resultados em relação à metodologia definida, para permitir que todas as instituições envolvidas no processo, incluindo os agentes de geração e de comercialização, adaptem seus processos para as referidas mudanças. Os testes com o modelo são de vital importância para que em janeiro de 2020 já seja possível a entrega do PDP e do PDF elaborados pelo DESSEM com resultados confiáveis, com as mesmas políticas e restrições adotadas na Programação Diária e permitir a reprodutibilidade dos resultados pelos agentes interessados, disponibilizando os decks de entrada e saída.

Desde abril de 2018, o ONS realiza diariamente os testes do modelo e divulga os resultados publicamente [17]. Para uma análise mais precisa, foi desenvolvido uma ferramenta de acompanhamento usando o software Excel, e programada com Visual Basic For Applications – VBA. A ferramenta também faz parte do escopo do presente trabalho pois foi desenvolvida pelo autor, e será melhor discutida posteriormente.

3.1 Principais Arquivos de Entrada

Para um resultado confiável, todos os arquivos de entrada do modelo precisam estar corretos e atualizados, garantido uma boa representação do SIN. No futuro, quando DESSEM entrar em operação, será responsabilidade da equipe de Programação Diária fazer a manutenção desses arquivos de entrada.

Nessa seção será descrito os principais arquivos de entrada e suas funções. Para um detalhamento mais aprofundado dos arquivos e como

são elaborados, o Manual de Usuário do DESSEM [13] traz todas as informações necessárias.

3.1.1 Arquivos Para As Restrições de Reserva de Potência

As informações para as restrições de reserva de potência estão divididas em dois arquivos. No primeiro arquivo, “AREACONT.DAT”, definem-se as áreas de controle. No segundo arquivo, “RESPOT.DAT”, informam-se os valores de reserva de potência por área e por usina, para o estudo considerado.

3.1.1.1 AREACONT.DAT:

O arquivo possui dois blocos. No primeiro, que se inicia com o mnemônico “AREA”, definem-se as áreas e, no segundo, que se inicia com o mnemônico “USINA”, identificam-se as usinas que compõem cada área. A figura 15 ilustra um exemplo desse arquivo.

```

areacont.dat
01 AREA
02 1
03 2 CAGSECO - RESERVA DE POTENCIA DO SIN
04 FIM
05 &
06 USINA
07 1 H 18 AGUA VERMELHA
08 1 H 61 CAPTVARA
09 1 H 24 EMBORCACAO
10 1 H 6 FURNAS
11 1 H 44 ILHA SOLTEIRA EQ
12 1 H 8 LUIZ CARLOS BARRETO
13 1 H 17 MARIMBONDO
14 1 H 25 NOVA PONTE
15 1 H 33 SAO SIMAO
16 &
17 2 S NE NORDESTE
18 FIM
19 9999

```

Figura 14 - Arquivo " AREACONT.DAT "

3.1.1.2 RESPOT.DAT:

Esse arquivo possui 2 blocos. No primeiro são informadas as áreas de controle de reserva de potência que participarão do estudo (registros RP) e suas respectivas reservas de potência ao longo do horizonte de estudo (registros LM). No segundo, informam-se os dados individuais de reserva de potência por usina. A Figura 16 ilustra um exemplo desse arquivo (sem o segundo bloco).

respot.dat					
01	&				
02	RP	1	4	0	F
03	&				
04	LM	1	4	0	F
05	LM	1	4	0	F
06	LM	1	4	1	F
07	LM	1	4	1	F
08	LM	1	4	2	F
09	LM	1	4	2	F
10	LM	1	4	3	F
11	LM	1	4	3	F
12	LM	1	4	4	F
13	LM	1	4	4	F
14	LM	1	4	5	F
15	LM	1	4	5	F
16	LM	1	4	6	F
17	LM	1	4	6	F
18	LM	1	4	7	F
19	LM	1	4	7	F
20	LM	1	4	8	F
21	LM	1	4	8	F
22	LM	1	4	9	F
23	LM	1	4	9	F
24	LM	1	4	10	F
25	LM	1	4	10	F
26	LM	1	4	11	F
27	LM	1	4	11	F

Figura 15 - Arquivo " RESPOT.DAT "

3.1.2 Arquivo do Caso e Dados de Vazões Naturais

O arquivo “DADVAZ.DAT” é editável e traz informações sobre o caso e dados de vazões afluentes às usinas hidroelétricas ao longo do período de programação. Deve ser fornecido pelo usuário e atender estritamente a ordem e os números dos registros descritos no manual.

O arquivo deve ser configurado com informações sobre a representação temporal, horizonte de estudo, acoplamento com o curto prazo, opções de execução e, de fato, as vazões naturais afluentes. Vale ressaltar que na coluna “itp” o número 2 corresponde à vazão natural e o número 1 à vazão incremental. A figura 17 ilustra um exemplo desse arquivo.

dadvaz.dat										
001	NUMERO DE USINAS									
002	XXX									
003	160									
004	NUMERO DAS USINAS NO CADASTRO									
005	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
006	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
007	1	2	4	24	27	28	25	33	156	134
008	Hr	Dd	Mm	Ano						
009	XX	XX	XX	XXXX						
010	00	04	09	2018						
011	Dia inic(1-SAB...7-SEX) ; sem da FCF; n. semanas; pre-interesse									
012	X X X X									
013	4 1 1 0									
014	VAZÕES DIARIAS PARA CADA USINA (m³/s)									
015	NUM	NOME	itp	DI	HI	M	DF	HF	M	VAZAO
016	XXX	XXXXXXXXXXXX	X	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XXXXXXXX
017	1	CAMARGOS	2	04	F					30
018	2	TUTINGA	2	04	F					30
019	4	FUNIL-GRANDE	2	04	F					72
020	4	FUNIL-GRANDE	2	07	F					71
021	24	EMBORCACAO	2	04	F					84
022	24	EMBORCACAO	2	05	F					83
023	24	EMBORCACAO	2	06	F					82
024	27	CAPIM BRANCI	2	04	F					63
025	27	CAPIM BRANCI	2	05	F					62
026	27	CAPIM BRANCI	2	07	F					61
027	28	CAPIM BRANCI	2	04	F					64
028	28	CAPIM BRANCI	2	05	F					63
029	28	CAPIM BRANCI	2	06	F					62

Figura 16- Arquivo " DADVAZ.DAT "

3.1.3 Arquivo de Histórico de Defluências Anteriores Ao Estudo

O arquivo “DEFLANT.DAT” traz a informação do histórico de defluências anteriores ao estudo. Esta informação é necessária para o modelo conhecer as afluições que chegam a uma usina, provenientes de defluências de usinas a montante, nas primeiras NHORAS do período de estudo, onde NHORAS indica o número de horas de viagem da água entre as duas usinas. A figura 18 ilustra um exemplo desse arquivo.

deflant.dat											
001	%	DEFLUENCIAS ANTERIORES AO INICIO DO ESTUDO									
002	%										
003	%										
004	%	Mont	Jus	TpJ	di	hi	m	df	hf	m	defluencia
005	%X	XXX	XXX	X	XX	XX	X	XX	XX	X	XXXXXXXXXX
006	DEFANT	2	4	H	03	00	0	F			51
007	DEFANT	4	6	H	03	00	0	F			87
008	DEFANT	6	7	H	03	00	0	F			632
009	DEFANT	7	8	H	03	00	0	F			613
010	DEFANT	8	9	H	03	00	0	F			645
011	DEFANT	9	10	H	03	00	0	F			784
012	DEFANT	10	11	H	03	00	0	F			793
013	DEFANT	11	12	H	03	00	0	F			960
014	DEFANT	12	17	H	03	00	0	F			1568
015	DEFANT	14	15	H	03	00	0	F			17
016	DEFANT	15	16	H	03	00	0	F			24
017	DEFANT	16	17	H	01	00	0	F			22
018	DEFANT	16	17	H	02	00	0	F			25
019	DEFANT	17	18	H	03	00	0	F			825
020	DEFANT	18	34	H	03	00	0	F			1515
021	DEFANT	20	21	H	03	00	0	F			59
022	DEFANT	21	24	H	03	00	0	F			136
023	DEFANT	24	31	H	03	00	0	F			400

Figura 17 - arquivo “DEFLANT.DAT”

3.1.4 Arquivo Índice dos Dados Elétricos

O arquivo “DESSELET.DAT” é composto por dois blocos, separados por um registro preenchido com o valor “9999” ou “99999”. No primeiro são definidos os “casos-bases”, configurações básicas da rede elétrica, para algumas combinações típicas de patamar de carga e dia da semana. No segundo deve-se indicar, para cada período de estudo do DESSEM, o caso-base de referência e, opcionalmente, um arquivo de modificações (opcional) aplicadas especificamente para o período. A figura 19 ilustra um exemplo desse arquivo.

3.1.6 Arquivo de Dados Gerais

O arquivo “ENTDADOS.DAT” é composto por vários blocos de dados. Cada bloco possui um conjunto de registros cujos campos serão detalhadamente descritos no manual. Cada tipo de registro é identificado por um mnemônico nas suas 2 primeiras colunas. Os blocos de dados que definem os índices das usinas devem ser fornecidos em primeiro lugar, pois serão utilizados nos demais registros.

Dentre as informações contidas no arquivo estão: Discretização do período de programação (TM), entrada e saída de horário de verão (VR), representação da rede elétrica (RD) e Tolerâncias para as perdas nas linhas de transmissão (PD). A figura 21 ilustra um exemplo desse arquivo.

entdados.dat	
0001	&
0002	& FLAGS PARA INSERIR AS FOLGAS NAS RESTRICOES DE REDE
0003	&1 2 3 4 5 6 7
0004	&X X XXX X X X X
0005	RD 1 800 0 1
0006	&
0007	&1 - Mnemonio RD
0008	&2 - Folga para as restricoes de limite de fluxos nas l
0009	&3 - Numero maximo de folgas para as restricoes de limi
0010	&4 - Utiliza a carga da rede mas sem calcular os fluxos
0011	&5 - Libera os limites de fluxo dos trafos elevadores
0012	&6 - Libera todos os circuitos (mas nao as inequaçôes
0013	&7 - Considera as perdas de acordo com osregistros DLIN
0014	&
0015	& DISCRETIZACAO DO ESTUDO
0016	&
0017	&X dd hr mh durac rede Patamar
0018	& XX XX X XXXXX X XXXXXX
0019	TM 4 0 0 0.5 1 LEVE
0020	TM 4 0 1 0.5 1 LEVE
0021	TM 4 1 0 0.5 1 LEVE
0022	TM 4 1 1 0.5 1 LEVE
0023	TM 4 2 0 0.5 1 LEVE
0024	TM 4 2 1 0.5 1 LEVE
0025	TM 4 3 0 0.5 1 LEVE
0026	TM 4 3 1 0.5 1 LEVE

Figura 20 - Arquivo " ENTDADOS.DAT "

3.1.7 Arquivos de Cadastro das Usinas

Os arquivos “HIDR.DAT”, para cadastro das usinas hidráulicas, e “TERM.DAT, para cadastro das usinas térmicas, são não editáveis e de acesso direto, onde cada registro contém os dados correspondentes a uma usina, e é utilizado também pelos modelos DECOMP e NEWAVE. Contém informações sobre todas as usinas hidro ou termoelétricas incluídas na configuração em estudo.

3.1.8 Arquivos da Função de Custo Futuro do DECOMP

O modelo DESSEM utiliza a FCF fornecida pelo modelo DECOMP para o final do horizonte de programação. Esta FCF relaciona o custo futuro de operação com o vetor de volumes armazenados finais nos reservatórios, através de um conjunto de restrições lineares, denominadas “cortes de Benders”. A leitura desses cortes é feita por meio dos arquivos: “MAPCUT.DEC”, “INFOFCF.DEC” e “CORTES.DEC”

3.1.8.1 Arquivo de mapa para os Cortes de Benders

O arquivo “MAPCUT.DEC” é não editável, e fornece ao DESSEM as informações básicas para leitura dos cortes contidos no arquivo descrito na seção 3.1.8.3. Além disso, fornece também a configuração hidroelétrica do caso estudado no modelo DECOMP.

3.1.8.2 Arquivo de informações adicionais

No arquivo “INFOFCF.DEC”, são fornecidas informações sobre as variáveis de estado cujos valores não são decididos pelo DESSEM, como o abatimento do despacho antecipado de usinas térmicas, tempos de viagem considerados no modelo DECOMP e custos de geração térmica mínima além do horizonte de estudo

Alguns desses registros são de caráter temporário, pois futuramente essas informações serão incorporadas no arquivo “MAPCUT.DEC”, de forma a assegurar a compatibilidade entre os dois modelos.

3.1.8.3 Arquivo com os cortes de Benders

O arquivo “CORTES.DEC” é não editável, e contém os cortes de Benders das funções de custo futuro do DECOMP. Cada corte de Benders da FCF do DECOMP é composto pelos seguintes termos:

- a) Termo independente;
- b) Fator para o volume armazenado de cada reservatório;
- c) Fatores para as defluências em semanas anteriores para as usinas com tempo de viagem da água para jusante.

3.1.9 Arquivo de Cadastro de Vazões Médias Históricas

O arquivo “MLT.DAT” é não editável, e contém as vazões médias históricas de longo termo (vazões MLT) para as usinas hidroelétricas. As vazões são usadas na construção da função de produção das usinas hidroelétricas.

3.1.10 Arquivo com as Restrições Operativas das Usinas hidroelétricas

O arquivo “OPERUH.DAT” contém o cadastro de restrições operativas para os reservatórios, geradores e vertedouros das usinas hidroelétricas. Os registros podem ser do tipo “limite” com informações dos limites inferior e superior da variável restringida, e do tipo “variação” com informações das rampas máximas, para acréscimo ou decréscimo, da variável restringida. Cada registro possui a definição de número e tipo da restrição, usina envolvida e definição dos limites operativos.

As variáveis que podem ser restringidas são:

- a) Nível de Reservatório (m)
- b) Volume armazenado (% vol. útil)
- c) Vazão turbinada (m^3/s)
- d) Vazão vertida (m^3/s)
- e) Vazão desviada (m^3/s)
- f) Vazão defluente total (m^3/s)
- g) Geração (MW)
- h) Vazão bombeada (m^3/s)
- i) Vazão afluyente (m^3/s)

3.1.11 Arquivo com as Restrições Operativas das Usinas Térmicas

O arquivo “OPERUT.DAT” contém o cadastro de restrições operativas para as unidades geradoras termoelétricas, e é composto por dois blocos. O primeiro traz as informações sobre as condições iniciais das usinas. O segundo traz as informações sobre os custos e limites de operação.

Opcionalmente, pode-se incluir “flags” no arquivo de restrições para adicionar outras funções restritivas, por exemplo: Flag tratamento de

Unit Commitment Térmico, Flag para desabilitar processamento paralelo do pacote de otimização e Flag para ativação de variáveis de folga para as restrições de geração térmica mínima de acionamento.

3.1.12 Arquivos de Modificação sobre os Casos-Bases

Os arquivos “PATXX.DAT” trazem as informações da rede elétrica dos Casos-Bases modificados para cada período de estudo – meia hora no caso do presente trabalho. Ou seja, para um dia de estudo há 48 arquivos do tipo “PATXX.DAT”, indo de “PAT01.DAT” até “PAT48.DAT”. Cada arquivo possui uma configuração de rede diferenciada, para melhor representar a meia hora estudada.

Os arquivos possuem dados de previsão de carga, previsão de geração eólica, geração de pequenas usinas, Além dos dados da rede elétrica para o período em questão.

3.2 Principais Arquivos de Saída

Os arquivos com os resultados do DESSEM são fornecidos pelo ONS publicamente para que qualquer Agente envolvido tenha acesso e, conseqüentemente, para que o processo seja o mais transparente possível.

Os arquivos têm formados de relatórios, ou banco de dados, e não muito amigáveis para o analista que deseja fazer uma análise mais profunda do modelo. Para isso é necessário o desenvolvimento de uma ferramenta – que será descrita posteriormente – para tratar esses dados e fornecer uma comparação gráfica e outras funcionalidades para facilitar os estudos dos resultados do modelo.

Nessa seção será descrito os principais arquivos de saída e suas funções. Para um detalhamento mais aprofundado dos arquivos e como devem ser interpretados, o Manual de Usuário do DESSEM [13] traz todas as informações necessárias.

3.2.1 Arquivo de operação das usinas hidroelétricas

O arquivo “PDO_HIDR.DAT” traz todos os dados de operação das usinas hidroelétricas despachadas pelo modelo. Traz os dados, por usina e a cada meia hora, de geração, Valor da Água, volume armazenado, vazões, vertimento, perdas hidráulicas, dentre outros. A Figura 22 ilustra o arquivo de saída do modelo.

```

00001 *****
00002 *                               *
00003 *      CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA      *
00004 *  MODELO DESSIM      - VERSAO 12.8 - Junho de 2018 (CPELX)  *
00005 *                               *
00006 *****
00007
00008
00009 PROGRAMA LICENCIADO PARA ONS
00010
00011
00012
00013
00014
00015 TE PWO - JULHO/18 - AGOSTO/18 - REV 1 - FCF COM CVAR - 12 REE - VALOR ESPERADO
00016
00017
00018
00019
00020
00021
00022
00023
00024
00025
00026
00027
00028
00029
00030
00031
00032
00033
00034
00035
00036
00037
00038
00039
00040
00041
00042
00043
00044
00045

```

IPER	Pat	USIN	Nome	SIST	CONJ	Unid	Vagna	Vol.Final	%	m3/s	Qiner	Hm3	m3/s	Qmont	Hm3
00027	1	LEVE	1	CAMARGOS	SE	1	2								
00028	1	LEVE	2	ITUTINGA	SE	1	1	537.29	538.81	80.18	33.00	0.06	0.00	0.0	
00029	1	LEVE	2	ITUTINGA	SE	1	2								
00030	1	LEVE	2	ITUTINGA	SE	2	1								
00031	1	LEVE	2	ITUTINGA	SE	3	1								
00032	1	LEVE	2	ITUTINGA	SE	99	99	537.15	6.76	95.98	0.00	0.00	34.00	0.0	
00033	1	LEVE	4	FUNIL-GRANDE	SE	1	1								
00034	1	LEVE	4	FUNIL-GRANDE	SE	1	2								
00035	1	LEVE	4	FUNIL-GRANDE	SE	1	3								
00036	1	LEVE	4	FUNIL-GRANDE	SE	99	99	538.21	3.18	46.66	47.00	0.08	0.00	0.0	0.0
00037	1	LEVE	24	EMBORCACAO	SE	1	1								
00038	1	LEVE	24	EMBORCACAO	SE	1	2								
00039	1	LEVE	24	EMBORCACAO	SE	1	3								
00040	1	LEVE	24	EMBORCACAO	SE	1	4								
00041	1	LEVE	24	EMBORCACAO	SE	99	99	531.42	2784.74	21.33	68.00	0.12	0.00	0.0	0.0
00042	1	LEVE	27	CAPIM BRANCI	SE	1	1								
00043	1	LEVE	27	CAPIM BRANCI	SE	1	2								
00044	1	LEVE	27	CAPIM BRANCI	SE	1	3								
00045	1	LEVE	27	CAPIM BRANCI	SE	99	99	539.90	19.94	68.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0

Figura 21 - Arquivo "PDO_HIDR.DAT"

3.2.2 Arquivo de operação das usinas térmicas

O arquivo "PDO_TERM.DAT" traz todos os dados de operação das usinas térmicas despachadas pelo modelo. Traz os dados, por usina e a cada meia hora, de geração, geração mínima por inflexibilidade ou razão elétrica, CVU, dentre outros. A figura 23 ilustra o arquivo de saída do modelo.

```

00001 *****
00002 *                               *
00003 *      CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA      *
00004 *  MODELO DESSIM      - VERSAO 12.8 - Junho de 2018 (CPELX)  *
00005 *                               *
00006 *****
00007
00008
00009 PROGRAMA LICENCIADO PARA ONS
00010
00011
00012
00013
00014
00015 TE PWO - JULHO/18 - AGOSTO/18 - REV 1 - FCF COM CVAR - 12 REE - VALOR ESPERADO
00016
00017
00018
00019
00020
00021
00022
00023
00024
00025
00026
00027
00028
00029
00030
00031
00032
00033
00034
00035
00036
00037
00038
00039
00040

```

IPER	Pat	USIT	Nome	Unid	Sist	Geracao	GMN	GMX	Capacidade	L/D	CostoLinear
						MW	MW	MW	MW		\$/MWh
00025	1	LEVE	1	ANGRA 1	1	SE	640.00	0.00	640.00	L	31.17
00026	1	LEVE	1	ANGRA 1	99	SE	640.00	520.00	640.00	-	-
00027	1	LEVE	13	ANGRA 2	1	SE	1350.00	0.00	1350.00	L	20.12
00028	1	LEVE	13	ANGRA 2	99	SE	1350.00	1080.00	1350.00	-	-
00029	1	LEVE	211	BAIXADA FLD	1	SE	162.00	0.00	172.00	L	128.12
00030	1	LEVE	211	BAIXADA FLD	2	SE	172.00	0.00	172.00	L	128.12
00031	1	LEVE	211	BAIXADA FLD	3	SE	186.00	0.00	186.00	L	128.12
00032	1	LEVE	211	BAIXADA FLD	99	SE	520.00	0.00	520.00	-	-
00033	1	LEVE	7	CARIOBA	1	SE	0.00	0.00	18.00	L	937.00
00034	1	LEVE	7	CARIOBA	2	SE	0.00	0.00	18.00	L	937.00
00035	1	LEVE	7	CARIOBA	99	SE	0.00	0.00	0.00	-	-
00036	1	LEVE	97	CCBS	1	SE	150.10	0.00	166.10	L	0.00
00037	1	LEVE	97	CCBS	2	SE	49.90	0.00	49.90	L	0.00
00038	1	LEVE	97	CCBS	99	SE	200.00	0.00	0.00	-	-
00039	1	LEVE	12	CUIABA CC	1	SE	0.00	0.00	167.40	L	511.77
00040	1	LEVE	12	CUIABA CC	2	SE	0.00	0.00	167.40	L	511.77

Figura 22 - Arquivo "PDO_TERM.DAT"

3.2.3 Arquivo de Resultados dos subsistemas

O arquivo “PDO_SIST.DAT” traz os dados de operação entre os subsistemas. Traz os dados, por subsistema e a cada meia hora, de carga, CMO, geração térmica e hidroelétrica, importação e exportação, saldo, geração térmica por restrição elétrica, dentre outros. A figura XX ilustra o arquivo de saída do modelo.

```

001 *****
002 *                               *
003 *           CEPREL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELTRICA       *
004 *   MODELO DESSEM - VERSAO 12.8 - Junho de 2018 (CELEX)           *
005 *                               *
006 *****
007
008
009          PROGRAMA LICENCIADO PARA ONS
010
011
012
013
014          TE FMO - JULHO/18 - AGOSTO/18 - REV 1 - PCF COM CVAR - 12 REE - VALOR ESPERADO
015
016
017
018
019          Relatório dos subsistemas
020
021
022          OBS.:
023          1) A geracao de Itaipu injetada, no subsistema Sudeste (SE), inclui a geracao para atender a carga da ANDE.
024          2) Intercambio IV-SE não corresponde a recebimento do SE pois Itaipu(60Hz) já se encontra no SE.
025
026 -----
027
028          IPER : Fat : Sist : Cmo : Demanda : Perdas : OQOcas : OfEletr : SomatOIE : SomatOF : ConsEle
029
030          1 : LEVE : SE : 516.98 : 2852.84 : - : 0.00 : 2746.00 : 1913.81 : 6828.80 : 81
031          1 : LEVE : S : 508.97 : 8093.59 : - : 0.00 : 1920.17 : 3207.86 : 1573.00 : 1
032          1 : LEVE : NE : 516.30 : 9063.97 : - : 0.00 : 5747.94 : 1753.69 : 2655.40 : 1
033          1 : LEVE : N : 495.16 : 5251.67 : - : 0.00 : 0.00 : 4221.04 : 2028.00 : 1
034          1 : LEVE : FC : 0.00 : 0.00 : - : 0.00 : 0.00 : 0.00 : 0.00 : 1
035          2 : LEVE : SE : 513.44 : 27616.67 : - : 0.00 : 2757.00 : 17839.01 : 6828.80 : 81
036          2 : LEVE : S : 508.62 : 7888.40 : - : 0.00 : 1919.29 : 3095.75 : 1573.00 : 1
037          2 : LEVE : NE : 513.02 : 8932.77 : - : 0.00 : 5779.58 : 1753.66 : 2655.40 : 1
038          2 : LEVE : N : 492.00 : 5175.86 : - : 0.00 : 0.00 : 4217.86 : 2028.00 : 1
039          2 : LEVE : FC : 0.00 : 0.00 : - : 0.00 : 0.00 : 0.00 : 0.00 : 1
040          3 : LEVE : SE : 508.11 : 26516.62 : - : 0.00 : 2759.00 : 17407.33 : 6744.40 : 81
041          3 : LEVE : S : 508.11 : 7678.66 : - : 0.00 : 1918.51 : 2600.93 : 1573.00 : 1
042          3 : LEVE : NE : 508.07 : 8799.58 : - : 0.00 : 5729.55 : 1746.82 : 2651.40 : 1
043          3 : LEVE : N : 487.27 : 5105.14 : - : 0.00 : 0.00 : 4214.69 : 2028.00 : 1
044          3 : LEVE : FC : 0.00 : 0.00 : - : 0.00 : 0.00 : 0.00 : 0.00 : 1
045          4 : LEVE : SE : 508.06 : 26341.15 : - : 0.00 : 2739.00 : 16714.18 : 6744.40 : 81
046          4 : LEVE : S : 508.06 : 7610.15 : - : 0.00 : 1911.75 : 2600.93 : 1573.00 : 1

```

Figura 23 - Arquivo "PDO_SIST.DAT"

3.2.4 Arquivos de Relatórios Consolidados de Operação

Os arquivos de relatórios consolidados, “PDO_OPERAÇÃO.DAT” e “PDO_SUMAOPER.DAT”, trazem os resultados finais do DESSEM. Tais como: balanço hídrico, gerações hidro e termoelétricas, intercâmbios, balanço de energia para os subsistemas e os custos de operação. O primeiro arquivo apresenta os resultados para cada período cronológico de estudo do modelo – a cada meia hora no caso do presente trabalho – e o segundo apresenta um resumo diário e semanal dos resultados. O resultado do processo de convergência do modelo está apresentado no início de cada arquivo.

Os arquivos são divididos em 10 blocos e apresentam os seguintes resultados:

1. Balanço Hídrico por Usina
2. Afluências e Defluências por Usina e Unidades Elevatórias
3. Geração Hidroelétrica
4. Geração Termoelétrica
5. Intercâmbios de Energia
6. Geração de Itaipu
7. Energia Contratada
8. Balanço de Energia
9. Custos
10. Cortes Ativos

3.3 Dados da Programação Diária

Como já mencionado, o PDP e o PDF são os principais “produtos” da Programação Diária. No fim do processo de elaboração do Programa de Produção, é armazenado na rede do escritório central, no Rio de Janeiro, todos os arquivos referentes aos despachos das usinas. Para cada Agente existe um arquivo específico contendo todos os dados necessários para a operação de suas usinas para o dia da programação em questão. É um arquivo de texto com a extensão “.PDP”.

Uma vez que todos os arquivos estão reunidos no escritório central, já é possível acessar o banco de dados para consultar essas informações e executar a comparação com os resultados do DESSEM para um mesmo dia de estudo, com auxílio da Ferramenta de Acompanhamento dos Resultados.

O PDF é disponibilizado através do software HydroExpert [18], um simulador de bacias hidrográficas aplicado à análise da Operação de Sistemas com Multi-Reservatórios. A comparação com o DESSEM pode ser feita de maneira manual, utilizando a ferramenta Ferramenta de Acompanhamento dos Resultados e comparando com o PDF da Programação Diária, ou pode ser realizado outro estudo, no software

HidroExpert, utilizando os dados do programa de geração sugerido pelo DESSEM.

3.4 Ferramenta de Acompanhamento dos Resultados

Como já mencionado, os arquivos de entrada e saída do DESSEM são pouco amigáveis, em formato de relatório, ou banco de dados. Para uma melhor visualização dos resultados, é necessário um tratamento desses dados e a elaboração de gráficos e planilhas mais robustos e organizados.

Dado essa necessidade, foi desenvolvido, em VBA, uma ferramenta que, de forma automatizada, importa todos os arquivos de interesse do DESSEM, e os dados da Programação Diária, para um mesmo dia de estudo, em um único arquivo Excel. Uma vez importado os arquivos, é possível fazer comparações gráficas entre os resultados do DESSEM e da Programação Diária, por exemplo: despachos das usinas, CMO horário e semanal, níveis finais dos reservatórios, ordem de prioridade e Valor da Água por usina, e qualquer outra comparação de interesse. Em outras palavras, é possível fazer a comparação gráfica, por região ou por usina, do PDP e do PDF do DESSEM e da Programação Diária, para um determinado dia de estudo.

3.4.1 Importação dos dados

A importação dos dados, conforme ilustrado na figura 25, é dividida em 3 etapas:

- a) PDP – Programação Diária: Para obter os dados do PDP, a rotina implementada consulta o banco de dados da Programação Diária, via rede, localizado no escritório central, no Rio de Janeiro, e carrega os dados na planilha de forma automática.
- b) Arquivos DESSEM: Para obter os dados do DESSEM, a rotina implementada consulta o banco de dados da Operação Sombra, via rede, localizado no escritório central, no Rio de Janeiro, e carrega os dados na planilha de forma automática.
- c) CMO DECOMP: Para obter os dados do CMO semanal, a rotina implementada consulta o banco de dados do PMO,

via rede, localizado no escritório central, no Rio de Janeiro, e carrega os dados na planilha de forma automática.

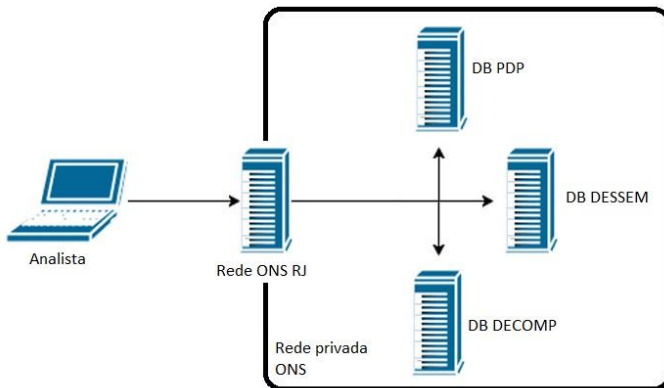


Figura 24 - Fluxograma importação de dados

Para uma análise confiável, e o correto gerenciamento dos dados importados, a aba “INICIO”, conforme ilustrado na figura 26, informa o dia do estudo e o status de importação dos dados por região. Assim, o analista pode ter certeza que os dados estão todos atualizados para o dia de interesse.

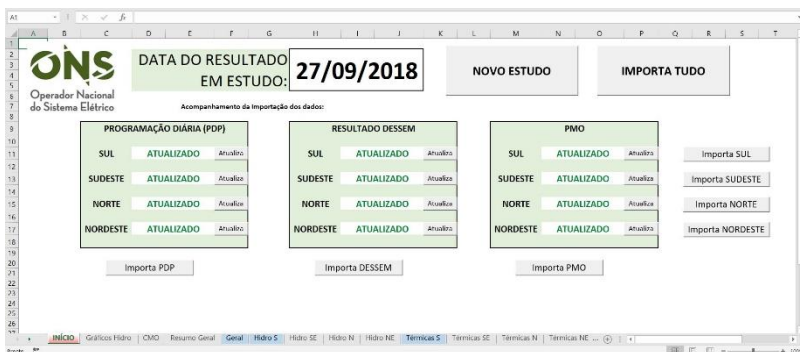


Figura 25 - Aba para gerenciamento da importação dos dados

3.4.2 Comparação Gráfica por Usina, Bacia e submercado

Um dos principais recursos da ferramenta é a comparação gráfica por usina das diretrizes de operação do DESSEM e da Programação Diária. A rotina implementada agrupa os gráficos por submercado e bacia hidrográfica, e, no caso das hidroelétricas, ordena os gráficos em ordem da cascata (primeiro as usinas mais a montante depois as a jusante).

Na figura 27 é possível observar uma busca realizada selecionando o submercado sudeste e a bacia do Rio Paranapanema:

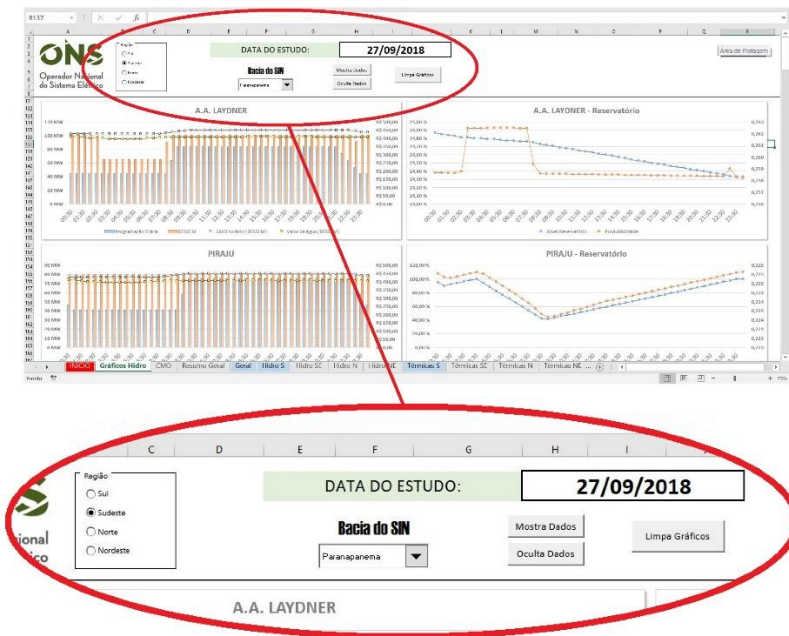


Figura 26 - Geração dos gráficos comparativos

Nos gráficos por usina, são comparadas as decisões de geração do DESSEM e da Programação Diária, juntamente com o CMO horário e o Valor da Água da usina calculados pelo DESSEM. para exemplificar, é mostrado na figura 28 o gráfico comparativo da Usina de Itaipu, para o dia 27 de setembro de 2018:

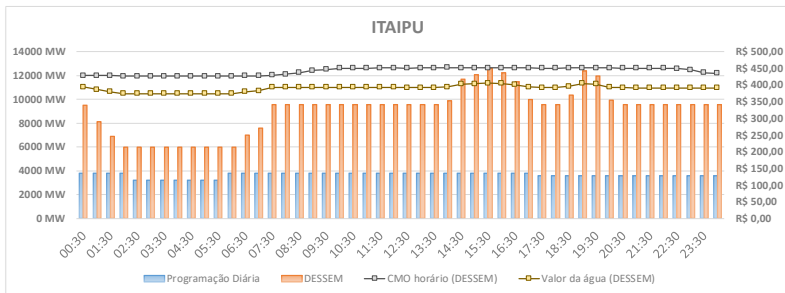


Figura 27 - Comparativo Itaipu 20/09/2018

3.4.3 Funcionalidades complementares

Outras funcionalidades da ferramenta também são importantes para análise dos resultados, tais como comparativo de restrições cadastradas no modelo, exportação de dados para o simulador das bacias hidrográficas HydroExpert, elaboração automática do e-mail diário de acompanhamento dos resultados para todo ONS, elaboração da ordem de prioridade das usinas conforme valor da água, dentre outras.

Algumas dessas funcionalidades complementares serão melhor discutidas no capítulo posterior, outras não são o foco desse trabalho.

3.5 Principais bacias da Região Sul e suas restrições

3.5.1 Bacia do Rio Jacuí

A bacia do Jacuí [19] é composta de 7 usinas e tem baixa regulamentação. Representa uma potência instalada total de 1323 MW. O diagrama da bacia está ilustrado na figura 29.

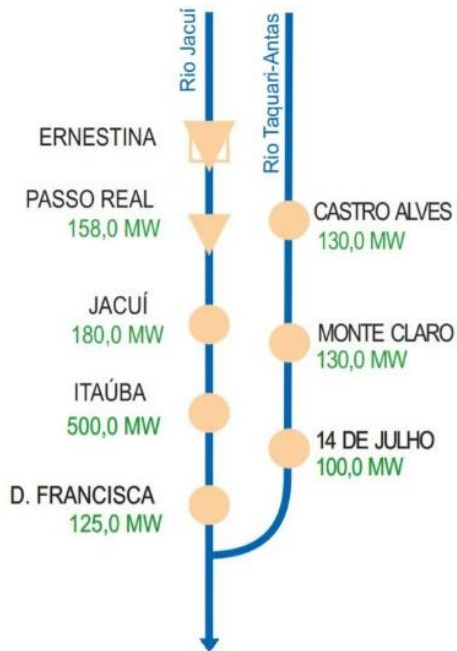


Figura 28 - Bacia do Jacuí

Suas principais restrições operativas são:

3.5.1.1 UHE Ernestina

- Vazão afluente máxima de 1692 m³/s.
- Vazão defluente máxima de 1272 m³/s.

3.5.1.2 UHE Passo Real

- Vazão defluente máxima de 2400 m³/s.

3.5.1.3 UHE Jacuí

- Vazão afluente máxima de 1692 m³/s.
- Nível máximo de montante no Período de Controle de Cheias de 279,39m (0,50 m abaixo do Nível Máximo Operativo).

3.5.1.4 UHE Itaúba

- Nível máximo de montante no Período de Controle de Cheias de 183,00 m (1,00 m abaixo do Nível Máximo Operativo).

3.5.1.5 UHE Dona Francisca

- Vazão defluente mínima de 14,8 m³/s
- Vazão defluente máxima de 1450 m³/s

3.5.1.6 UHE Castro Alves

- Vazão defluente mínima de 17 m³/s

3.5.1.7 UHE Monte Claro

- Vazão defluente mínima de 18,6 m³/s

3.5.1.8 UHE 14 de Julho

- Vazão defluente mínima de 28,22 m³/s

3.5.2 Bacia do Rio Iguaçu

A bacia do Iguaçu [20] é composta de 7 usinas (e mais uma em construção) e tem alta regulamentação. Representa uma potência instalada total de 6914 MW. O diagrama da bacia está ilustrado na figura 30.



Figura 29 - Bacia do Iguaçu

Suas principais restrições operativas são:

3.5.2.1 UHE Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia)

- Nível Máximo Operativo variável, até 742 m, dependendo das condições de remanso no trecho estudado.
- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 600 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 2000 m³/s
 - 1000 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 2000 m³/s

3.5.2.2 UHE Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)

- Vazão defluente mínima de 6,47 m³/s.
- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 600 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 2000 m³/s
 - 1000 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 2000 m³/s

3.5.2.3 UHE Santa Clara

- Vazão defluente mínima de 6,47 m³/s.

3.5.2.4 UHE Fundão

- Vazão defluente mínima de 6,92 m³/s.

3.5.2.5 UHE Salto Santiago

- Vazão defluente máxima de 19000 m³/s.
- Vazão máxima vertida de 17000 m³/s

- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 600 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 2000 m³/s
 - 1000 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 2000 m³/s
- Nível máximo de montante de 506 m
- Vertimento mínimo de 60 m³/s
- Taxa de deplecionamento mínimo de 20 cm/dia caso ocorrência de operação abaixo da cota de 500 m (71,29% do volume útil)

3.5.2.6 UHE Salto Osório

- Vazão defluente mínima de 200 m³/s.
- Nível mínimo de montante de 395,70 m para afluências maiores que 1700 m³/s
- Nível mínimo de montante de 396,00 m entre 1º de novembro e 31 de março, para proteção da ictiofauna.
- Nível máximo de montante de 397,00 m.
- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 600 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 2000 m³/s
 - 1000 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 2000 m³/s
- Vertimento mínimo de 60 m³/s

3.5.2.7 UHE Governador José Richa (Salto Caxias)

- Vazão defluente máxima de 30000 m³/s.
- Vazão defluente mínima de 200 m³/s ou igual a vazão natural, se menor.
- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 600 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 2000 m³/s
 - 1000 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 2000 m³/s
- Restrição de Fechamento do vertedor: manter vertimento em 100 m³/s por 1 hora.

3.5.3 Bacia do Rio Uruguai

A bacia do Uruguai [21] é composta de 8 usinas e tem alta regulamentação. O diagrama da bacia está ilustrado na figura 31.

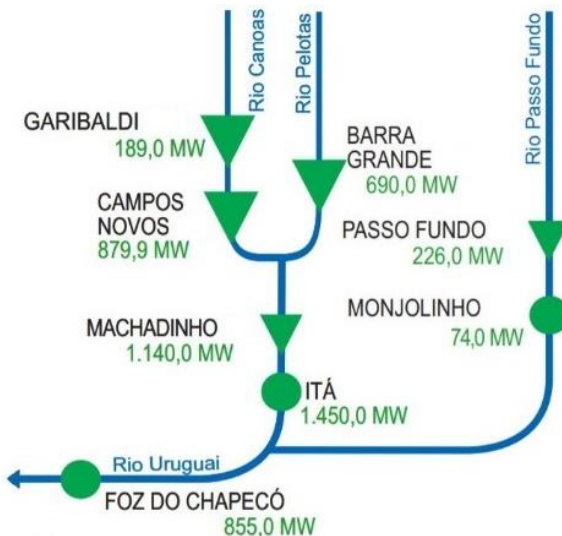


Figura 30 - Bacia do Uruguai

Suas principais restrições operativas são:

3.5.3.1 UHE Garibaldi

- Vazão defluente mínima de 94 m³/s.

3.5.3.2 UHE Barra Grande

- Vazão defluente mínima de 16 m³/s.
- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 400 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 12000 m³/s.
 - 500 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 12000 m³/s.

3.5.3.3 UHE Passo fundo

- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 100 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 400 m³/s.
 - 200 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 400 m³/s.

3.5.3.4 UHE Machadinho

- Vazão defluente mínima de 120 m³/s.
- Nível máximo de montante de 480,00 m.
- Operar, o máximo de tempo possível, as três unidades geradoras como gerador.
- Taxa Máxima de Variação das Defluências:

- 500 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 5000 m³/s.
- 1000 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 5000 m³/s.
- Redução da Vazão Defluente
 - Com vertimento:
 - Sem restrição de redução caso a vazão defluente for maior que 2500 m³/s.
 - Redução permitida das 8h às 16h caso a vazão defluente for igual ou menor a 2500 m³/s.
 - Sem vertimento:
 - Sem restrição de redução caso a vazão turbinada for maior que 910 m³/s.
 - Redução permitida das 8h às 16h com acompanhamento das equipes de campo, em patamares específicos e em intervalos de 30 min, caso a vazão defluente estiver entre 300 e 910 m³/s.

3.5.3.5 UHE Itá

- Vazão defluente mínima de 150 m³/s.
- Nível mínimo de montante de 367,10 m.
- Nível máximo de montante de 370,00 m.
- Taxa Máxima de Variação das Defluências:

- 500 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 6000 m³/s.
- 1000 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 6000 m³/s.

3.5.3.6 UHE Foz Chapecó

- Nível máximo de montante de 265,00 m.
- Nível mínimo de montante de 264,00 m.
- Taxa de variação máxima de vertimento:
 - Abertura de comportas gradativas, em intervalos de 30 min, respeitando 400, 700, 1100, 1500 m³/s respectivamente nas 4 primeiras meias horas.
 - A partir da segunda hora, respeitar 800 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 10000 m³/s, e 1200 m³/s/h se maior.
- Vertimento mínimo de 75 m³/s.
- Parada das unidades geradoras quando nível da cota jusante da usina for igual ou superior a 224,19 m.
- Vazão defluente máxima de 1000 m³/s entre 12 horas de sexta-feira e 12 horas de domingo.

3.5.3.7 UHE Monjolinho

- Vazão defluente mínima de 8,14 m³/s.

3.5.3.8 UHE Campos novos

- Vazão defluente mínima de 18 m³/s.
- Acima da cota 481,00 m, evitar geração na faixa entre 170 MW a 220 MW

- Taxa Máxima de Variação das Defluências:
 - 200 m³/s/h se a vazão defluente for menor ou igual que 8000 m³/s
 - 400 m³/s/h se a vazão defluente for maior que 8000 m³/s

4 Análise dos Primeiros Resultados do DESSEM

Para uma análise mais simplificada, o presente trabalho usou os resultados da Operação Sombra dos meses de setembro e outubro de 2018, totalizando um horizonte de 60 dias. Como o DESSEM é executado em paralelo à Programação Diária, ambos usam as mesmas informações para tomada de decisão, inclusive os dados verificados de geração das usinas e níveis de reservatórios. A operação em tempo real do sistema utiliza as diretrizes presentes no PDP e PDF fornecidos pela Programação Diária, fazendo com que, no dia seguinte, depois da operação, os dados verificados estejam alinhados com as decisões da Programação Diária e não com as do DESSEM. A limitação desse processo para a Operação Sombra é que nunca os dados verificados estarão alinhados com as decisões do DESSEM, e seus resultados representarão apenas o dia seguinte do estudo realizado, e não o estudo da operação do DESSEM para um longo período de tempo.

Para uma análise do modelo para um período de tempo mais longo, é necessário o encadeamento dos resultados, alimentando o modelo com os dados de saída do próprio DESSEM, do dia anterior, e pegando os dados verificados apenas das fontes sem despacho centralizado, carga e de vazões incrementais. Com isso torna-se possível a comparação de resultados a longo prazo, indicando o ponto de operação ideal para o DESSEM para determinado horizonte de estudo, e não apenas para o dia seguinte.

O processo de encadeamento do DESSEM ainda está em implementação pelo ONS, e deve apresentar os primeiros resultados nos meses subsequentes da data de entrega do presente trabalho. Dado a falta de tempo hábil para aguardar os resultados do encadeamento, a estratégia de análise de resultados se voltou para as decisões do modelo para o dia seguinte.

Para uma melhor padronização do comportamento do modelo, com a amostra de 60 dias de resultados, foi sugerido um “dia útil típico” (descartando finais de semana e feriados) do horizonte de estudo, fazendo possível observar as decisões do modelo em comparação com a Programação Diária para um dia “comum” do horizonte entre setembro e outubro.

Para uma análise mais detalhada, como o presente trabalho foi realizado no escritório de Florianópolis, será dado um enfoque maior na comparação dos resultados da Região Sul.

4.1 Atendimento das Restrições Operativas

4.1.1 Restrições tipo “Registro RQ”

Restrições tipo “Registro RQ” cadastradas no arquivo de entrada “operuh.dat” são herança dos arquivos do DECOMP, e representam a menor média de vazão semanal já registrada. Como o DESSEM tem discretização horária, usar uma média semanal como um limite é uma aproximação muito pobre, visto que uma usina pode simplesmente ser desligada algumas horas do dia dependendo da política energética.

Alguns desses cadastros acabam criando restrições operativas nas usinas que não condiz com as políticas adotadas na programação Diária e certamente serão retiradas. A figura 32 ilustra um exemplo de cadastro desse tipo no arquivo de entrada.

```

0236 OPERUH REST 10074 L (RegistroRQ)
0237 OPERUH ELEM 10074 74 G.B. MUNHOZ H 6 1.0
0238 OPERUH LIM 10074 1 0 F 80.00
0239 &

```

Figura 31 - Cadastro de restrição tipo "Registro RQ"

No cadastro foi definido que a UHE G.B. Munhoz tem uma restrição operativa do tipo vazão defluente mínima de 80 m³/s.

Para exemplificar, a figura 33 ilustra o estudo do dia 3 de setembro de 2018 para a UHE G.B. Munhoz, obtido através da Ferramenta de Acompanhamento, e compara as decisões de geração da usina do DESSEM e Programação Diária, assim como o CMO horário e o Valor da água do reservatório da usina.

No gráfico, é possível observar que entre os horários 00h00 e 09h00 e entre 21h30 e 24h00, o DESSEM manteve a usina com uma geração mínima para cumprir a restrição de defluência, enquanto que a Programação Diária manteve a usina zerada no mesmo período.

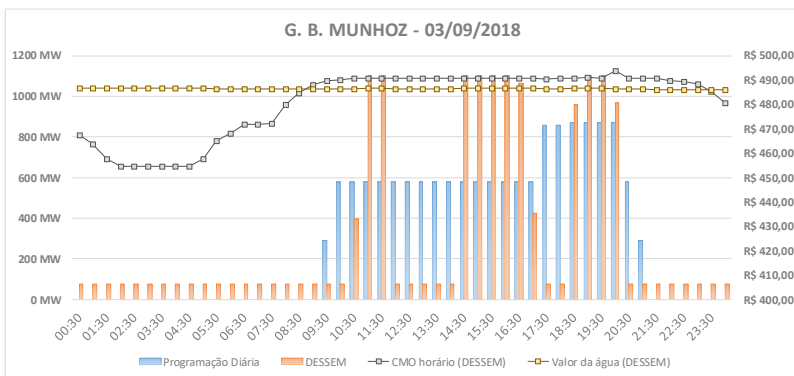


Figura 32 - Comparação UHE G.B. Munhoz para o dia 03/09/2018

De 48 meias horas presentes em um dia de operação, no despacho do DESSEM, 35 estão com a defluência de 80 m³/s para cumprir a restrição. Caso não houvesse restrição a usina provavelmente estaria zerada nessas meias horas, como feito pela Programação Diária. É possível observar com mais detalhes a geração e a vazão turbinada para o estudo em questão na figura 34, onde os valores limites de defluência mínima estão destacados em vermelho.

03/09/2018			03/09/2018		
Meia	UHE G. B. MUNHOZ		Meia	UHE G. B. MUNHOZ	
Hora	Geração	Vazão turbinada	Hora	Geração	Vazão turbinada
0:30	78 MW	80 m³/s	12:30	78 MW	80 m³/s
1:00	78 MW	80 m³/s	13:00	78 MW	80 m³/s
1:30	78 MW	80 m³/s	13:30	78 MW	80 m³/s
2:00	78 MW	80 m³/s	14:00	78 MW	80 m³/s
2:30	78 MW	80 m³/s	14:30	1101 MW	1135 m³/s
3:00	78 MW	80 m³/s	15:00	1101 MW	1135 m³/s
3:30	78 MW	80 m³/s	15:30	1101 MW	1135 m³/s
4:00	78 MW	80 m³/s	16:00	1101 MW	1135 m³/s
4:30	78 MW	80 m³/s	16:30	1064 MW	1097 m³/s
5:00	78 MW	80 m³/s	17:00	426 MW	439 m³/s
5:30	78 MW	80 m³/s	17:30	78 MW	80 m³/s
6:00	78 MW	80 m³/s	18:00	78 MW	80 m³/s
6:30	78 MW	80 m³/s	18:30	959 MW	988 m³/s
7:00	78 MW	80 m³/s	19:00	1101 MW	1135 m³/s
7:30	78 MW	80 m³/s	19:30	1101 MW	1135 m³/s
8:00	78 MW	80 m³/s	20:00	970 MW	1000 m³/s
8:30	78 MW	80 m³/s	20:30	78 MW	80 m³/s
9:00	78 MW	80 m³/s	21:00	78 MW	80 m³/s
9:30	78 MW	80 m³/s	21:30	78 MW	80 m³/s
10:00	78 MW	80 m³/s	22:00	78 MW	80 m³/s
10:30	398 MW	410 m³/s	22:30	78 MW	80 m³/s
11:00	1101 MW	1135 m³/s	23:00	78 MW	80 m³/s
11:30	1101 MW	1135 m³/s	23:30	78 MW	80 m³/s
12:00	78 MW	80 m³/s	0:00	78 MW	80 m³/s

Figura 33 - Geração e Vazão Turbinada UHE G. B. Munhoz (DESSEM)

Outras usinas também estão com a mesma situação de restrições do tipo “Registro RQ” no arquivo de entrada do DESSEM, como a solução é a mesma para todas elas, não há necessidade de listá-las ou compará-las.

4.1.2 Faixa de operação das usinas

Todas as usinas do sistema têm suas faixas de operação e limites documentadas no Manual de Procedimentos da Operação, no Módulo 10 Submódulo 10.18 – Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos [22] [23] [24] [25], e devem ser respeitadas. Na figura 35, é possível observar as faixas operativas das usinas de interesse do presente trabalho e que estão devidamente documentadas do Manual de Procedimentos.

Até dezembro de 2018, data da conclusão do presente trabalho, as restrições de faixas operativas ainda não estavam cadastradas. Com isso, boa parte do Programa de Produção sugerido pelo DESSEM, é não factível, visto que sugere que algumas usinas operem fora da faixa operativa.

Para tomar de exemplo, voltamos na figura 33, da UHE G. B. Munhoz, onde para cumprir a restrição de defluência mínima de $80 \text{ m}^3/\text{s}$, o modelo sugere uma geração de 78 MW. Como visto na figura 35, a faixa operativa dessa usina com uma máquina em operação vai de 240 a 419 MW, sendo 79 MW uma geração não factível. A decisão correta, para cumprir uma restrição de defluência mínima de $80 \text{ m}^3/\text{s}$, seria despachar a usina com uma máquina no mínimo, ou seja, 240 MW.

Dados de Despacho da Usinas				
Usina	Capacidade da Usina		Faixa Operativa	
	N. Máq. Operando	Mínimo	Máximo	
Rio :	Iguaçu			
Gov. B. Munhoz	1	240	419	
	2	480	838	
	3	720	1257	
Gov. Ney Braga	4	960	1676	
	1	180	315	
	2	360	630	
	3	540	945	
Salto Santiago	4	720	1260	
	1	270	355	
	2	540	710	
	3	810	1065	
Salto Osório	4	1080	1420	
	1	130	182	
	2	260	364	
	3	390	546	
	4	520	728	
	5	650	910	
Gov. José Richa	6	780	1085	
	1	235	310	
	2	470	620	
	3	705	930	
Santa Clara	4	940	1240	
	1	35	60	
Fundão	2	70	120	
	1	35	60	
	2	70	120	

Dados de Despacho da Usinas				
Usina	Capacidade da Usina		Faixa Operativa	
	N. Máq. Operando	Mínimo	Máximo	
Rio :	Uruguai			
Garibaldi	1	32	63	
	2	64	126	
	3	96	189	
Campos Novos	1	120	293	
	2	240	586	
	3	360	880	
Barra Grande	1	190	230	
	2	380	460	
	3	570	690	
Machadinho	1	260	380	
	2	520	760	
	3	780	1140	
Itá	1	200	290	
	2	400	580	
	3	600	870	
	4	800	1160	
	5	1000	1450	
Foz do Chapecó	1	150	213	
	2	300	426	
	3	450	639	
	4	600	852	
Passo Fundo	1	70	113	
	2	140	226	
Monjilinho (Alzir S. Antunes)	1	19	37	
	2	38	74	

Dados de Despacho da Usinas				
Usina	Capacidade da Usina		Faixa Operativa	
	N. Máq. Operando	Mínimo	Máximo	
Rio :	Jacuí			
Passo Real	1	40	76	
	2	80	158	
Jacuí	1	18	30	
	2	36	60	
	3	54	90	
	4	72	120	
	5	90	150	
	6	108	180	
Itaúba	1	75	125	
	2	150	250	
	3	225	375	
	4	300	500	
Dona Francisca	1	32	62,5	
	2	64	125	
Castro Alves	1	20	43	
	2	40	86	
	3	60	129	
Monte Claro	1	20	65	
	2	40	130	
14 de Julho	1	15,5	51	
	2	31	102	

Figura 34 - Faixas Operativas das Usinas da Região Sul

As figuras 36 e 37 mostram dois outros comparativos de usinas onde a devida faixa de operação não foi respeitada pelo DESSEM.

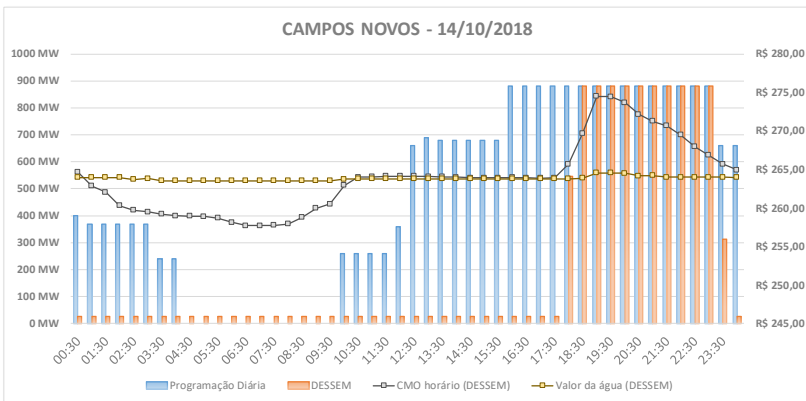


Figura 35 - Comparação UHE Campos Novos para o dia 14/10/2018

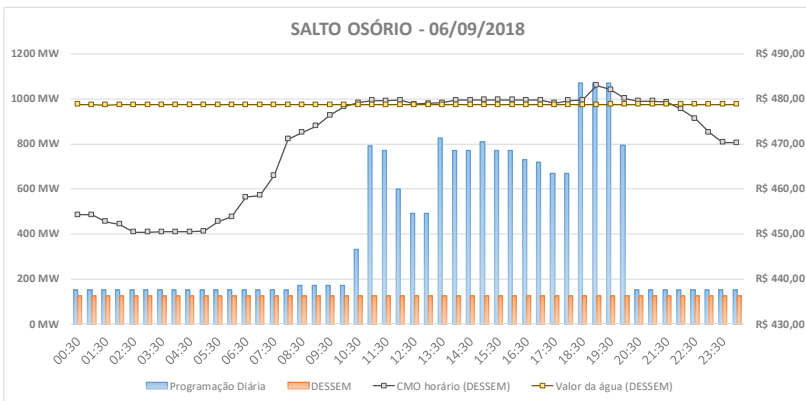


Figura 36 - Comparação UHE Salto Osório para o dia 06/09/2018

Na primeira figura, da UHE Campos Novos, é possível observar que a decisão do DESSEM entre 00h e 18h foi manter a usina gerando 27 MW. Conforme ilustrado na figura 35 o valor mínimo de geração permitido na referida usina é de 120 MW. Assim sendo, 27 MW é uma geração infactível na UHE Campos Novos.

Na segunda figura, da UHE Salto Osório, é possível observar que a decisão do DESSEM durante todo período foi manter a usina gerando

120 MW. Conforme ilustrado na figura 35 o valor mínimo de geração permitido na referida usina é de 130 MW. Assim, mesmo sendo um valor próximo no limite mínimo, 120 MW é uma geração ineficaz na UHE Salto Osório. Já a Programação Diária, entre 00h e 10h e entre 21h e 24h, manteve a geração em 170 MW, uma produção reduzida mas dentro da faixa operativa permitida da usina.

4.1.3 Restrições operativas normatizadas

Todas as restrições operativas das usinas do SIN têm sua devida documentação nos documentos normativos do ONS e Procedimentos de Rede [19] [20] [21]. Para uma boa comparação entre DESSEM e Programação Diária, baseado nesses documentos oficiais, foi desenvolvido uma rotina na Ferramenta de Acompanhamento que compara as restrições e limites praticados na Programação Diária com o cadastro do modelo, e indica se a restrição está cadastrada corretamente e se há alguma restrição não cadastrada.

Na figura 38, retirada da Ferramenta de Acompanhamento, é possível observar as restrições que já estão cadastradas no DESSEM assim como seus limites cadastrados e os limites corretos:

Usina	Variável restringida	Limite inferior	Limite superior	Limite inferior correto	Limite superior correto
BARRA GRANDE	Vazão defluente total (m3/s)	16		16	
D. FRANCISCA	Vazão defluente total (m3/s)	14,8		14,8	
ERNESTINA	Vazão defluente total (m3/s)		750		
G.B. MUNHOZ	Geração (MW)		1257		
G.P. SOUZA	Geração (MW)		260		
G.P. SOUZA	Vazão defluente total (m3/s)		140		
GARIBALDI	Vazão defluente total (m3/s)	94		94	
ITA	Geração (MW)		1117,95		
ITA	Vazão defluente total (m3/s)	200		150	
ITA	Vazão defluente total (m3/s)	150		150	
ITAUBA	Geração (MW)		375		
JACUI	Geração (MW)		137,16		
JACUI	Vazão defluente total (m3/s)		2400	0	2400
JORDAO	Vazão defluente total (m3/s)	10		10	
JORDAO	Volume armazenado (%)	100			
MACHADINHO	Geração (MW)		760,38		
MACHADINHO	Vazão defluente total (m3/s)	120		120	
MACHADINHO	Vazão defluente total (m3/s)	260		120	
MAUA	Vazão defluente total (m3/s)	78,8	4500	78,8	4500
PASSO FUNDO	Geração (MW)		226		
PASSO REAL	Geração (MW)		82		
QUEBRA QUEIX	Vazão defluente total (m3/s)	0,5		0,5	
SALTO CAXIAS	Geração (MW)		930		
SALTO CAXIAS	Vazão defluente total (m3/s)	200	30000	200	30000
SALTO OSORIO	Geração (MW)		1078		
SALTO OSORIO	Vazão defluente total (m3/s)	200		200	
SLT.SANTIAGO	Vazão defluente total (m3/s)		19000	0	19000
STA CLARA PR	Geração (MW)		34,37		

Figura 37 - Restrições já cadastradas no DESSEM

Com essa ferramenta é possível monitorar se todas as restrições estão cadastradas e com os valores atualizados. O cadastro das restrições ainda não está completo. No futuro, quando o cadastro estiver devidamente atualizado, a ferramenta desenvolvida servirá para validação do cumprimento das restrições operativas, e acusará qualquer violação. Tornará a análise dos resultados mais rápida e confiável.

4.1.4 Restrições condicionais

Algumas restrições operativas são condicionais, ou seja, os limites de uma variável de restrição dependem de outra variável. Como exemplo, pode ser observado a restrição do item 3.5.3.3, da UHE Passo Fundo, onde a taxa máxima de variação das defluências depende da vazão defluente.

O arquivo “OPERUH.DAT”, que contém as informações das restrições hidráulicas, não permite um cadastro de restrição condicional, o que torna difícil o cadastro desse tipo de restrição, que são respeitadas na Programação diária. A adaptação do arquivo de entrada para restrições desse tipo deve ser realizada.

4.1.5 Restrição da UHE Machadinho

A restrição de redução da vazão defluente de Machadinho – item 3.5.3.4 – é singular e de difícil modelagem nos arquivos de entrada do DESSEM. Começa com duas condições, sendo a primeira é se há ou não vertimento, e a segunda é se o período de otimização está entre 8h e 16h. Não havendo vertimento e com o período de estudo dentro da faixa citada, ainda há os patamares e intervalos de tempos específicos para redução.

Caso, além das condições descritas acima, a vazão defluente estiver entre 300 e 910 m³/s, a regra de redução de vazão da usina segue as seguintes condições:

Intervalos	Vazão Turbinada	Geração Equivalente
0 a 30 min	910 m ³ /s	780 MW
30 min a 1h	747 m ³ /s	640 MW
1h a 1h30	607 m ³ /s	520 MW
1h30 a 2h	443 m ³ /s	380 MW
2h a 2h30	303 m ³ /s	260 MW

O cadastro da restrição operativa de redução da vazão defluente de machadinho no arquivo de entrada do DESSEM se mostra, de certa forma, impraticável, visto que a entrada de dados das restrições não é compatível com a referida restrição. Na figura 39 está ilustrado a operação da UHE Machadinho no dia 07/10/2018, onde a restrição é respeitada pela Programação Diária, e não respeitada pelo DESSEM.

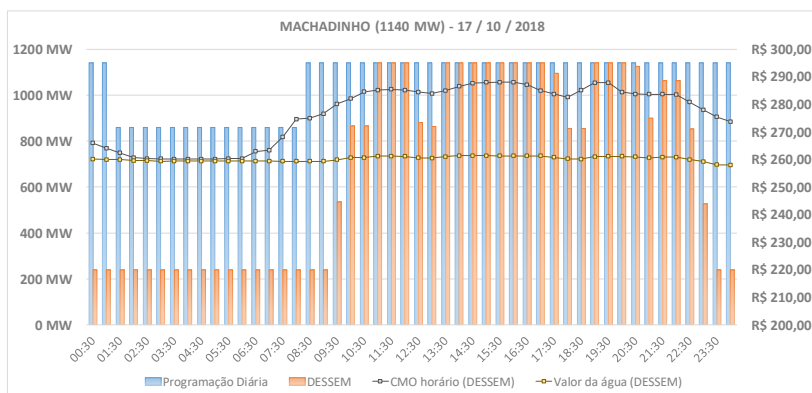


Figura 38 - Operação UHE Machadinho 17/10/2018

Na figura 39 é possível observar que a Programação Diária manteve a usina gerando maximizada na maior parte do tempo, e no período entre 1h30 e 8h00, reduziu a geração para 860 MW, o que é equivalente a uma vazão turbinada de 1003 m³/s - acima de 910 m³/s – que significa que com essa vazão turbinada a usina não possui restrição de redução.

Em contrapartida, o DESSEM, entre 22h00 e 24h00, faz uma redução gradativa, a cada meia hora, de 852, 528, 240 e 240 MW respectivamente, representando uma vazão defluente de 935, 575, 260 e 260 m³/s respectivamente. Essa redução não respeita a restrição de redução de vazão defluente de machadinho pois realiza uma redução abaixo de 910 m³/s fora do intervalo entre 8h e 16h

4.2 Comparação CMO horário e semanal

Para uma análise mais abrangente, como já mencionado, foi elaborado um dia útil típico dos resultados de setembro e outubro, com objetivo de analisar a tendência do comportamento do DESSEM em

relação a Programação Diária para um dia qualquer. Essa abordagem permite um estudo mais assertivo comparado a análise de dias isolados.

Com essa abordagem, é possível também calcular o desvio médio do CMO horário com o CMO semanal a cada meia hora. Nas figuras 40, 41, 42 e 43 estão ilustrados os gráficos comparativos do CMO horário e semanal por subsistema, assim como o desvio percentual do CMO horário em relação ao semanal.

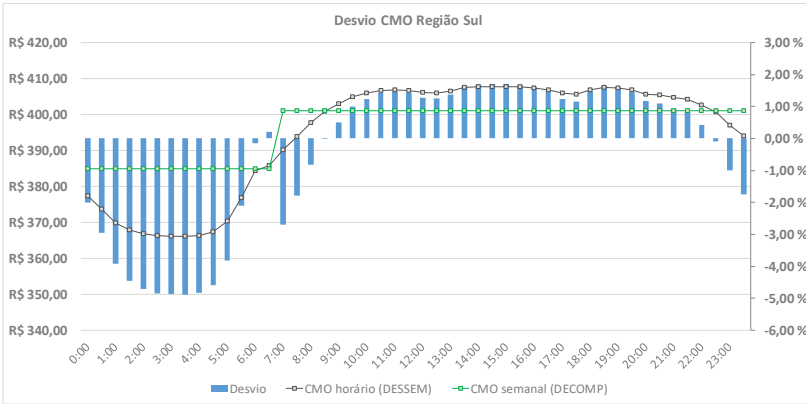


Figura 39 - Comparativo CMO Região Sul

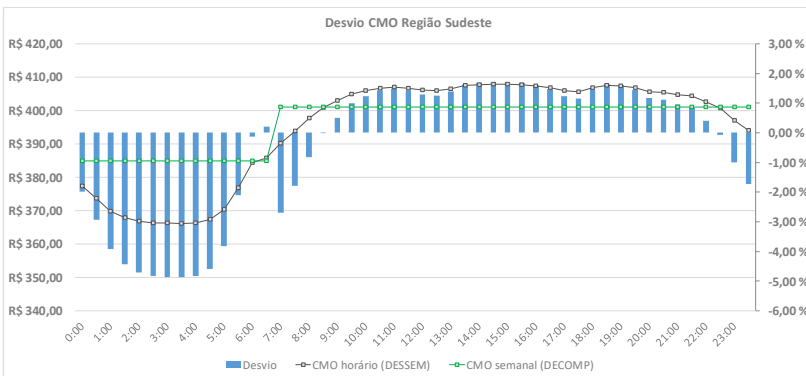


Figura 40 - Comparativo CMO Região Sudeste

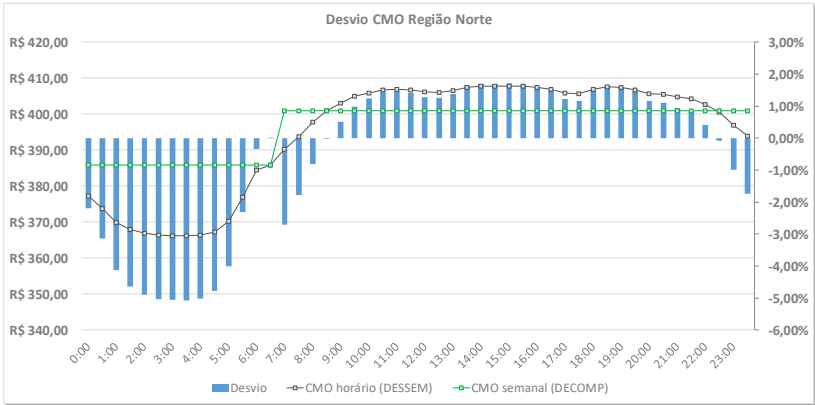


Figura 41 - Comparativo CMO Região Norte

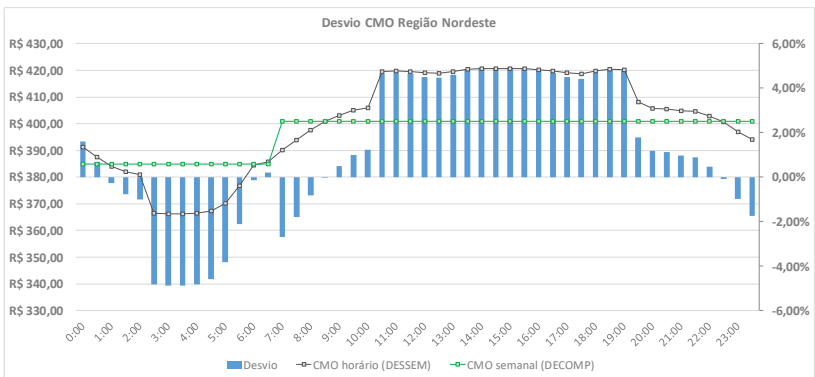


Figura 42 - Comparativo CMO Região Nordeste

Como pode ser observado, o comportamento do CMO horário mantém um padrão de desvio. O CMO horário, durante a carga leve, na madrugada, em comparação com o CMO semanal, geralmente tem o desvio negativo, indicando um menor Custo Marginal de Operação durante a madrugada. Já em carga média e pesada, nos períodos diurnos e fim do dia, ocorre o oposto, onde o DESSEM propõe um Custo Marginal de Operação maior do que o PMO.

A não continuidade de valores do CMO semanal, em relação ao CMO horário também é visível. Com o DESSEM, não há uma variação abrupta do Custo de Operação entre um pequeno intervalo de tempo. A

modulação é gradativa. Já no CMO semanal, nos horários fronteiras dos patamares de carga, há uma diferença considerável de Custo de Operação, mesmo em um pequeno intervalo de tempo, o que pode não representar fielmente o Custo de Operação em tempo real, visto que o aumento de demanda durante o dia é gradativo, e não tem grandes variações em curto espaço de tempo.

A tabela 1 apresenta a comparação do CMO do dia útil típico da Região Sul, e o desvio, a cada 30 minutos, no intervalo entre 05h00 e 10h00, onde há a fronteira entre carga leve e média.

Meia hora	CMO horário	CMO semanal	Desvio
5:00	370,27	384,97	- 3,82 %
5:30	376,86	384,97	- 2,11 %
6:00	384,42	384,97	- 0,14 %
6:30	385,77	384,97	+ 0,21 %
7:00	390,15	400,99	- 2,70 %
7:30	393,83	400,99	- 1,78 %
8:00	397,70	400,99	- 0,82 %
8:30	400,94	400,99	- 0,01 %
9:00	403,00	400,99	+ 0,50 %
9:30	404,96	400,99	+ 0,99 %

Tabela 1 - Comparação CMO

Durante o período exposto, o Custo Marginal horário subiu em média R\$ 3,85 a cada meia hora, um aumento suave quando comparado com o CMO semanal, entre as meias horas 6h30 e 7h00, onde houve um aumento de R\$ 16,02 em um curto espaço de tempo.

4.3 Decisão de geração x Valor da água

A análise de tomada de decisão do DESSEM pode ser resumida em despachar as usinas que compõem o menor custo de operação, considerando o Custo Futuro e Custo Imediato. O despacho das usinas hidroelétricas está relacionado com o Valor da Água de seu reservatório. Um padrão comum dos resultados é o despacho das usinas quando o valor do Custo da Água do referido reservatório está menor que o CMO calculado. Analogamente, a usina não é despachada quando o Valor da Água está maior que o Custo Marginal de Operação.

Esse comportamento pode ser observado na maioria dos casos. Porém, em alguns momentos, o DESSEM não segue esse padrão. As exceções podem ser justificadas pelas inúmeras restrições operativas, elétricas e energéticas, e pelas particularidades de cada subsistema e bacias, e pela própria modelagem do DESSEM. A análise mais profunda dessas exceções não faz parte do trabalho proposto, mas é importante citar para melhor entendimento dos resultados aqui obtidos.

As figuras 44, 45 e 46 ilustram o comparativo de resultados da UHE Salto Santiago, no dia 03/09/2018, da UHE Furnas, no dia 06/09/2018 e da UHE Ponte Pedra, no dia 06/09/2018.

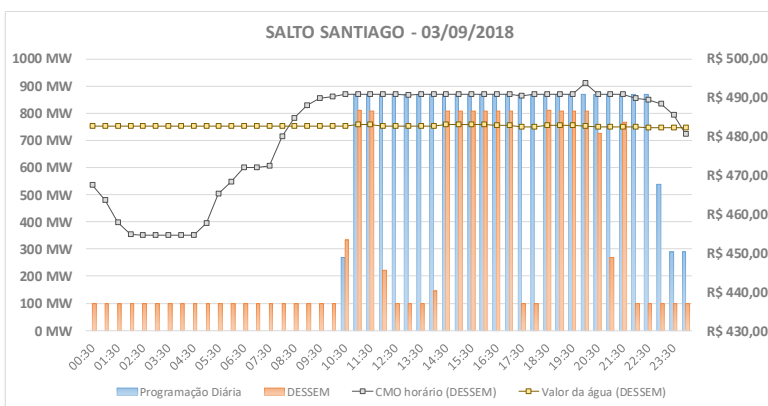


Figura 43 - Comparativo UHE Salto Santiago 03/09/2018.

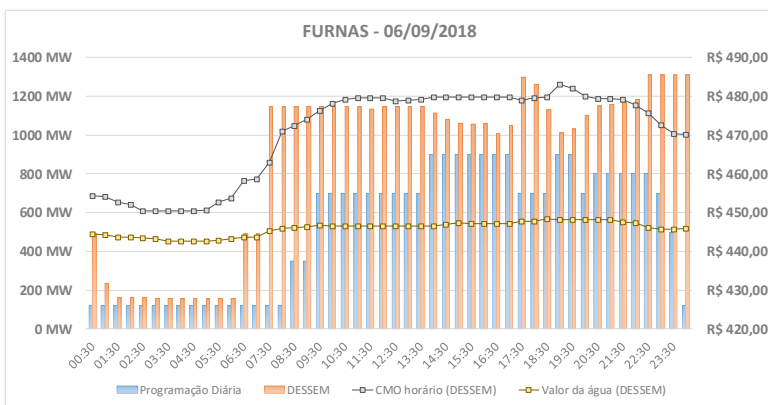


Figura 44 - Comparativo UHE Furnas 06/09/2018

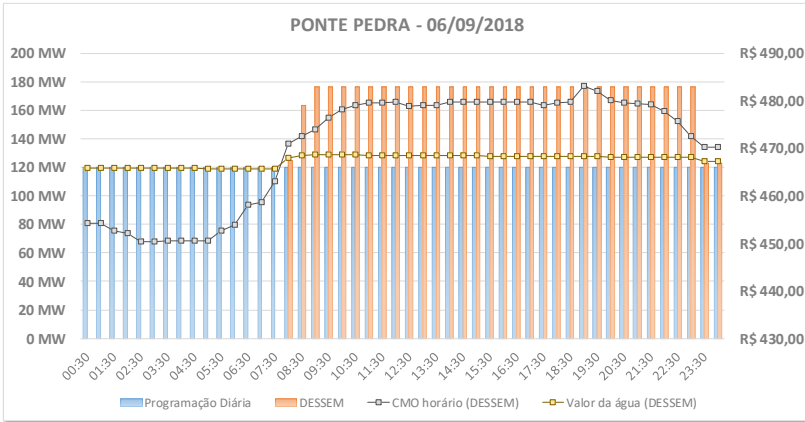


Figura 45 - Comparativo UHE Ponte Pedra 06/09/2018

Nos comparativos ilustrados é possível observar o comportamento descrito anteriormente, onde quando o Valor da Água assume valores inferiores ao CMO, a usina em questão é despachada.

4.4 Proposta de Ordem de prioridade pelo Valor da Água

É elaborado diariamente pela Programação Diária uma lista com a ordem de prioridade de despacho das usinas em caso de necessidade do Tempo Real [12]. A lista é elaborada levando em conta a política energética adotada e a situação hídrica de cada usina ou bacia.

Com os resultados do DESSEM informando o Valor da Água por reservatório, a cada meia hora, é possível elaborar uma proposta de ordem de prioridade levando em conta esses valores. Com isso, pode-se utilizar sempre as usinas com menor custo antes das mais caras, mesmo que a diferença seja pouca. Essas pequenas diferenças de custo são de difícil identificação pela Programação Diária com os recursos hoje disponíveis. Com o DESSEM, essas pequenas variações são facilmente identificadas, possibilitando uma lista de ordem de prioridade mais otimizada.

Antes de botar em prática a proposta, o uso do Valor da Água estimado pelo DESSEM para construção da ordem de prioridade deve ser devidamente estudado e validado. O assunto pode ser aprofundado em trabalhos futuros. A figura 46 ilustra a ordem de prioridade construída a partir dos Valores da Água dos reservatórios para a Região Sul, com os resultados do dia 16/10/2018, para a meia hora de 13h30 às 14h00:

Prioridade	Usina	Valor da água	*Reservatório
1º	DONA FRANCISCA	R\$ 0,00	100,00 %
2º	PASSO REAL	R\$ 89,09	89,82 %
3º	JACUÍ	R\$ 109,31	0,00 %
4º	MONJOLINHO	R\$ 153,24	7,19 %
5º	ITAÚBA	R\$ 180,02	91,87 %
6º	SALTO CAXIAS	R\$ 223,82	58,92 %
7º	BARRA GRANDE	R\$ 235,00	78,58 %
8º	PASSO FUNDO	R\$ 239,30	54,39 %
9º	SALTO OSÓRIO	R\$ 247,81	89,77 %
10º	G. B. MUNHOZ	R\$ 249,44	44,80 %
11º	G. P. SOUZA	R\$ 254,88	38,67 %
12º	ITÁ	R\$ 257,04	88,00 %
13º	SEGREDO	R\$ 257,73	76,66 %
14º	SALTO SANTIAGO	R\$ 259,97	29,30 %
15º	MAUÁ	R\$ 261,02	38,10 %
16º	MACHADINHO	R\$ 262,84	78,99 %
17º	CAMPOS NOVOS	R\$ 265,08	35,97 %
18º	GARIBALDI	R\$ 265,92	55,80 %
19º	QUEBRA QUEIXO	R\$ 266,34	97,39 %
20º	FOZ CHAPECÓ	R\$ 268,42	96,92 %
21º	SANTA CLARA	R\$ 274,95	56,80 %
22º	FUNDÃO	R\$ 277,46	12,85 %

Figura 46 - Proposta de ordem de prioridade construída a partir dos Valores da Água

5 CONCLUSÃO

5.1 Considerações Finais

Este trabalho tem por finalidade analisar os impactos da inserção do modelo de otimização DESSEM na operação do sistema elétrico brasileiro, com ênfase na rede elétrica da Região Sul, e desenvolver uma ferramenta capaz de comparar os resultados com o que é feito hoje na Programação Diária. O modelo DESSEM e a precificação horária da energia constituem um avanço na operação do sistema brasileiro, e sinalizam que o setor tende a seguir o exemplo de outros países mundo a fora, onde a precificação horária já é realidade.

A análise de resultados da Operação Sombra permite que os responsáveis pela implementação do modelo saibam com o que estão lidando e quais são os desafios futuros até que o DESSEM entre em operação de fato.

O dia a dia da operação, com a entrada do modelo, terá um grande impacto nos seus processos diários. Algumas tarefas deixaram de existir, por estarem sendo automatizadas pelo DESSEM, e outras surgirão. Será uma nova fase da operação do SIN, e as expectativas são de que o setor elétrico como um todo, e a sociedade brasileira, se beneficiem com essa evolução.

Os resultados apresentados mostram como o DESSEM está se comportando na etapa inicial da Operação Sombra, e quais os cuidados que o analista deve ter com os arquivos de entrada e saída do modelo. Apresenta as restrições cadastradas, assim como as que precisam de um olhar especial no futuro. Propõe possíveis “produtos” do modelo, como a ordem de prioridade construída com o Valor da Água dos reservatórios. E faz um apanhado geral dos resultados obtidos até então.

O presente trabalho entrega como um de seus insumos uma ferramenta computacional será usada pelo ONS para dar continuidade nos testes do DESSEM, e na análise de resultados, tornando todo processo mais ágil. Também apresenta uma primeira abordagem da Operação Sombra, trazendo um resumo de como está o andamento dos testes para que qualquer profissional ou instituição interessada possa ler e entender de fato as mudanças esperadas na operação do Sistema Interligado Nacional.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Algumas funcionalidades do DESSEM e testes com períodos mais longos não foram abordados no presente trabalho. O encadeamento do DESEM, por exemplo, quando for desenvolvido pelo ONS, mostrará de maneira mais ampla o que esperar da operação do sistema proposta pelo modelo mais a longo prazo. Alguns tópicos que merecem atenção em trabalhos futuros são:

1. Buscar um comparativo mais sistêmico, explorando os intercâmbios entre subsistemas e a economia global da precificação horária.
2. Avaliar o comportamento do DESSEM quando feito o encadeamento do modelo, conseguindo assim, uma análise mais a longo prazo sobre os benefícios da otimização.
3. Avaliar possíveis alterações na entrada ou saída de dados do modelo para melhor adaptação com os processos já existentes na operação em tempo real.

REFERÊNCIAS

- [1] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, “www.ons.org.br,” [Online]. Available: www.ons.org.br. [Acesso em 12 2018].
- [2] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, “Site da CCEE,” 12 2018. [Online]. Available: www.ccee.org.br.
- [3] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, “História da CCEE e do Setor Elétrico Brasileiro,” [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/historia. [Acesso em 12 2018].
- [4] CEPEL, “Manual de Referência do DESSEM,” Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2003.
- [5] CEPEL, “Modelo DECOMP, MANUAL DO USUÁRIO,” Rio de Janeiro, 2013.
- [6] ONS, “Conceitos e Metodologias Para a Operação Hidráulica Dos Reservatórios,” Rio de Janeiro, 2016.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, “Nota Técnica nº 142/2017-SRG-SRM/ANEEL,” Brasília, 2017.
- [8] ONS, “Submódulo 7.3, Elaboração do Programa Mensal da Operação Energética - PMO,” Rio de Janeiro, 2003.
- [9] CEPEL, “PROJETO NEWAVE, MANUAL DO USUÁRIO,” Rio de Janeiro, 2013.
- [10] CEPEL, “Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos,” Rio de Janeiro, 1993.
- [11] ONS, “Submódulo 10.4, Elaboração do Programa Diário da Operação,” Rio de Janeiro, 2016.
- [12] ONS, “Submódulo 8.1, Programação diária da operação eletroenergética,” Rio de Janeiro, 2016.

- [13] CEPEL, “Modelo DESSEM,” Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2018.
- [14] A. L. Diniz, “Network constrained hydrothermal unit commitment problem for hourly dispatch and price setting in Brazil: the DESSEM model,” Stavanger, Norway, 2018.
- [15] IBM, “CPLEX Optimizer,” [Online]. Available: <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer>.
- [16] Ministério de Minas e Energia, “CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico,” em *Apresentação do andamento das atividades e do plano de trabalho do Subgrupo Operação e Preço*, 2017.
- [17] ONS, “Energia Amanhã: CMO semi horário,” [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/visao-geral>. [Acesso em 12 2018].
- [18] HydroByte Software, “HydroExpert,” [Online]. Available: <https://hydrobyte.com.br/site/pt-br/hydroexpert>. [Acesso em 12 2018].
- [19] ONS, “Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia da Região Hidrográfica do Atlântico Sul – Bacia do Rio Jacuí,” Rio de Janeiro, 2018.
- [20] ONS, “Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia do Rio Iguaçu,” Rio de Janeiro, 2018.
- [21] ONS, “Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas da Bacia do Rio Uruguai,” Rio de Janeiro, 2018.
- [22] ONS, “Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 525 kV da Região Sul,” Rio de Janeiro, 2018.
- [23] ONS, “Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV do Rio Grande do Sul,” Rio de Janeiro, 2018.
- [24] ONS, “Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV do Paraná,” Rio de Janeiro, 2018.

- [25] ONS, “Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV de Santa Catarina,” Rio de Janeiro, 2018.