



Victor de Barros Deantoni

**OTIMIZAÇÃO COM MÚLTIPLOS CENÁRIOS APLICADA
AO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

**CAMPINAS
2013**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E
URBANISMO**

Victor de Barros Deantoni

**OTIMIZAÇÃO COM MÚLTIPLOS CENÁRIOS APLICADA
AO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Orientador: Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

Dissertação de Mestrado apresentada a Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, na área de Recursos Hídricos Energéticos e Ambientais.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO VICTOR DE BARROS DEANTONI E ORIENTADO PELO PROF. DR. ALBERTO LUIZ FRANCATO.

ASSINATURA DO ORIENTADOR

**CAMPINAS
2013**

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Maria Solange Pereira Ribeiro - CRB 8/5607

D346o Deantoni, Victor de Barros, 1989-
Otimização com múltiplos cenários aplicada ao planejamento da operação do sistema interligado nacional / Victor de Barros Deantoni. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Alberto Luiz Francato.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

1. Otimização robusta. 2. Programação estocástica. 3. Geração de energia. I. Francato, Alberto Luiz, 1969-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Optimization with multiple scenarios applied to operational planning of interconnected brazilian system

Palavras-chave em inglês:

Robust optimization

Stochastic programming

Energy generation

Área de concentração: Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais

Titulação: Mestre em Engenharia Civil

Banca examinadora:

Alberto Luiz Francato [Orientador]

Mario Tadeu Leme de Barros

Edevar Luvizotto Junior

Data de defesa: 17-12-2013

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Civil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO**

**OTIMIZAÇÃO COM MÚLTIPLOS CENÁRIOS APLICADA AO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL**

Victor de Barros Deantoni

Dissertação de Mestrado aprovada pela Banca Examinadora, constituída por:



**Prof. Dr. Alberto Luiz Francato
Presidente e Orientador / UNICAMP**



**Prof. Dr. Mario Tadeu Leme de Barros
EPUSP**



**Prof. Dr. Edevar Luizotto Junior
UNICAMP**

Campinas, 17 de dezembro de 2013

RESUMO

O planejamento da operação do setor elétrico brasileiro é realizado com base em modelos que por meio de otimização determinam a geração de energia de fontes térmicas e hidráulicas. Utilizando a técnica de otimização estocástica robusta possibilita-se a análise com um conjunto de cenários históricos, com o objetivo de determinar a operação do primeiro intervalo de tempo do horizonte de planejamento, e assim obter uma solução que não necessariamente seja a melhor para um determinado cenário, mas sim uma solução que seja interessante para qualquer um dos cenários que possam ocorrer.

O objetivo deste trabalho foi criar uma nova versão do modelo SolverSIN com um módulo de otimização estocástica robusta, chamado de SolverSINR, esse novo modelo permite o planejamento da operação considerando um conjunto de cenários históricos. As séries históricas são obtidas do relatório do programa mensal de operação, que é um arquivo de saída do NEWAVE. Para organização dessas séries foi desenvolvido um aplicativo chamado SHENA.

O novo modelo apresentou resultados coerentes em comparação com o modelo SolverSIN determinístico e mostrou valores viáveis para a operação de reservatórios. A ferramenta permite a otimização assumindo a hipótese de repetição de uma série histórica. O modelo SolverSINR vem a contribuir como mais uma alternativa de avaliação crítica às políticas operacionais do SIN implementadas pelos modelos oficiais do SEB.

Durante a avaliação de resultados notou-se que uma restrição de geração hidráulica mínima para o subsistema Nordeste causava infactibilidade em alguns cenários, adotou-se uma variável de folga para solucionar esse problema. Destaca-se que houve factibilidade nos procedimentos de operação em tempo de processamento compatível com otimização estocástica de processos em equipamentos usais para tal tarefa.

ABSTRACT

The operation planning of the interconnected power generation Brazilian system is carried out based on models through deterministic optimization power generation from thermal and hydraulic sources. Using the robust stochastic optimization technique enables the analysis grounded in a set of historical scenarios, in order to determine the operation of the first time interval of the planning horizon, and thus obtain a solution that is not necessarily the best for a selected scenario, but a solution that is interesting for any of the scenarios that might happen.

The objective of this work was to create a new version of the model SolverSIN with a robust stochastic optimization module, called SolverSINR , this new model allows for the operation planning considering a set of historical scenarios . The time series is obtained from the monthly report called “pmo.dat” that is an output file from NEWAVE model. For organizing these series was developed an application called SHENA.

The new model showed consistent results in comparison with the deterministic model (SolverSIN) and showed feasible values for reservoir operation. The tool allows the optimization under the assumption of repetition of a historical series. The model SolverSINR comes to contribute as an alternative assessment to critical operational policies implemented by SIN official models of SEB.

During the evaluation of results was noted that a restriction of minimum hydraulic generation on Northeast subsystem caused infeasible answer in some scenarios, we adopted a penalty variable to solve this problem. It is noteworthy that there was feasibility in operating procedures in processing time compatible with stochastic optimization of processes in usual equipment for this task.

Sumário

1.	Introdução	1
2.	Objetivos	5
3.	Setor elétrico brasileiro	7
3.1.	Órgãos componentes.....	7
3.2.	Histórico do Setor Elétrico Brasileiro:.....	9
3.3.	Sistema Interligado Nacional – SIN	16
3.4.	Transmissão de energia	20
3.5.	Séries de Energia Natural Afluyente (ENA):	23
4.	Otimização de sistemas hidroenergéticos	29
4.1.	Técnicas de otimização	29
4.2.	Modelos de otimização	33
4.3.	SolverSIN.....	39
4.4.	Programação estocástica	49
4.4.1.	Programação estocástica a dois estágios com recurso	49
4.5.	Otimização estocástica robusta	50
4.5.1.	Restrições e técnicas de processamento da Otimização Robusta	55
5.	Metodologia.....	57
5.1.	Aplicativo organizador de séries históricas de ENA (SHENA)	57
5.2.	Adaptação e aperfeiçoamento do modelo SolverSIN.	60
5.2.1.	Flexibilização do horizonte de planejamento.	61
5.2.2.	Alteração no método de cálculo de intercâmbios.	61
5.2.3.	Alteração no método de transferência de dados	62

5.3.	Otimização estocástica robusta.....	63
5.4.	Modelo de otimização estocástica robusta	65
5.5.	Variáveis do modelo	66
5.6.	Equações do modelo	69
5.7.	Funcionamento geral dos modelos	73
5.8.	Procedimento e obtenção de resultados no modelo	74
6.	Estudos de casos realizados	77
7.	Análise de resultados	83
7.1.	SHENA	83
7.2.	Atualizações no SolverSIN	87
7.3.	Algoritmo de otimização.....	88
7.4.	Resultados obtidos com o modelo SolverSINR	89
7.4.1.	Primeiro estudo de caso:.....	90
7.4.2.	Segundo estudo de caso	100
7.4.3.	Terceiro estudo de caso	104
7.4.4.	Quarto estudo de caso	108
7.5.	Avaliação dos resultados obtidos.....	111
7.5.1.	Comparação do tempo de processamento	117
8.	Conclusões e sugestões para próximos trabalhos	121
	Referências Bibliográficas	123
	Anexo.....	127

Agradecimentos

A presente dissertação só foi possível diante de muito trabalho em parceria com o professor Alberto Luiz Francato, que por inúmeras vezes dedicou seu tempo ao auxílio dessa pesquisa, sem contar todo o apoio pelas diversas situações que ocorreram nesses já mais de dois anos de parceria. Mais que orientador um grande amigo.

Aos meus pais Alcides e Lana que sempre estiveram ao meu lado e que sempre proporcionaram todas as condições de estudo, me ensinando sobre respeito, ética e determinação.

A Camila que sempre me apoiou em todas as decisões e sempre acreditou em minhas metas, estando sempre ao meu lado.

Agradecimento a todos que me ajudaram nesta jornada de pesquisa, João Eduardo Lopes com seus sábios conselhos sobre o Setor Elétrico Brasileiro e as diversas reuniões de auxílio realizadas, a equipe do LENER e aos professores Edevar Luvizotto Junior e Paulo Franco Barbosa que refinaram o trabalho durante a qualificação.

Ao professor Mario Tadeu Leme de Barros que apontou diversos pontos fracos e o caminho para fazer desta uma dissertação melhor.

*“O conhecimento torna a alma jovem e
diminui a amargura da velhice. Colhe, pois,
a sabedoria. Armazena suavidade para o
amanhã.”*

Leonardo da Vinci

Lista de Ilustrações

FIGURA 1 - HIERARQUIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	9
FIGURA 2 - PRIMEIROS 50 ANOS DE INVESTIMENTO EM ENERGIA ELÉTRICA (ADAPTADO DE OLIVEIRA, 2003)	11
FIGURA 3 - ANOS DE 1950 A 2000, HISTÓRICO DE INVESTIMENTO EM ENERGIA ELÉTRICA (ADAPTADO DE OLIVEIRA, 2003)	11
FIGURA 4 – ACRÉSCIMO NA CARGA DE ENERGIA ELÉTRICA	19
FIGURA 5 - SISTEMAS DE TRANSMISSÃO 2011 – 2016 (FONTE: ONS, 2013)	20
FIGURA 6 - SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO SIN.....	22
FIGURA 7 – SÉRIES DE ENA ALTERADAS DEVIDO A DIFERENTES CONFIGURAÇÕES	23
FIGURA 8 - MÉDIA DE LONGO TERMO DA ENA MENSAL (%) (FONTE: EPE, 2012)	25
FIGURA 9 -MÉDIA DE LONGO TERMO DA ENA MENSAL (%) (FONTE: EPE, 2012)	26
FIGURA 10 - CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO EM 2013 E ESTIMATIVA PARA 2020 (FONTE: EPE, 2013)	27
FIGURA 11 - ETAPAS DO DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO	33
FIGURA 12 - ESQUEMA DE FUNCIONAMENTO DO MODELO NEWAVE (FONTE: CEPEL, 2006).....	36
FIGURA 13 - INTERFACE DO SOLVER SIN.....	40
FIGURA 14 - CUSTO MARGINAL PREVISTO PELO SOLVER SIN	48
FIGURA 15 - INTERCÂMBIOS DE ACORDO COM SOLVER SIN	48
FIGURA 16 - ENERGIA ARMAZENADA DE ACORDO COM O SOLVER SIN	49
FIGURA 17 - VARIÁVEL DE FOLGA PARA UM ESPAÇO BIDIMENSIONAL	54
FIGURA 18 - TELA PRINCIPAL DO APLICATIVO SHENA.....	59
FIGURA 19 - TELA DE RESULTADOS OBTIDOS UTILIZANDO O APLICATIVO SHENA.	60
FIGURA 20 - ESQUEMA DE VARIÁVEIS DOS INTERCÂMBIOS	62
FIGURA 21 - ABAS COM DADOS NO MODELO SOLVER SINR.....	63
FIGURA 22 - FLUXOGRAMA GERAL DO FUNCIONAMENTO DOS MODELOS	73
FIGURA 23 – CENARIZAÇÃO EM PENTE EXEMPLIFICANDO A TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA ROBUSTA.....	75
FIGURA 24 - DIAGRAMA DE PENTE E DE ÁRVORE.....	76
FIGURA 25 - TELA DO SHENA PARA O CENÁRIO UTILIZADO	79
FIGURA 26 - TELA DO SHENA COM AS SÉRIES CRIADAS QUE SERÃO UTILIZADAS.....	79
FIGURA 27 - INTERFACE PRINCIPAL DO MODELO SOLVER SINR.....	80
FIGURA 28 - SÉRIES DE ENA PARA 24 MESES COM TODOS OS CENÁRIOS DISPONÍVEIS	84
FIGURA 29 - ENA SUDESTE PERÍODO DE 12 MESES (1980 A 2009)	85
FIGURA 30 - ENA SUL PERÍODO DE 12 MESES (1980 A 2009)	86
FIGURA 31 - ENA NORTE PERÍODO DE 12 MESES (1980 A 2009).....	86
FIGURA 32 - ENA NORDESTE PERÍODO DE 12 MESES (1980 A 2009).....	87
FIGURA 33 - CMO PARA O CENÁRIO DE 1999 NO ESTUDO 1	92

FIGURA 34 - GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL PARA O CENÁRIO DE 1999 NO ESTUDO 1	93
FIGURA 35 - GERAÇÃO TÉRMICA INFLEXÍVEL PARA O CENÁRIO DE 1999 NO ESTUDO 1	93
FIGURA 36 - EAR PARA O CENÁRIO DE 1999 NO ESTUDO 1	94
FIGURA 37 - INTERCÂMBIO RECEBIDO PARA O CENÁRIO DE 1999 NO ESTUDO 1.....	95
FIGURA 38 - INTERCÂMBIO ARCO NÓ/SE	96
FIGURA 39 - INTERCÂMBIO ARCO N/NÓ	96
FIGURA 40 - INTERCÂMBIO ARCO NÓ/NE	97
FIGURA 41 - INTERCÂMBIO ARCO SE/NE	97
FIGURA 42 - INTERCÂMBIO ARCO S/SE	98
FIGURA 43 - GERAÇÃO TÉRMICA FLEXÍVEL E INFLEXÍVEL - SUDESTE	99
FIGURA 44 - GERAÇÃO TÉRMICA FLEXÍVEL E INFLEXÍVEL - SUL.....	99
FIGURA 45 - BALANÇO ENERGÉTICO - SUDESTE.....	100
FIGURA 46 - CMO PARA PLANEJAMENTO DE 12 MESES COM 80 CENÁRIOS	102
FIGURA 47 - GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL PARA PLANEJAMENTO DE 12 MESES COM 80 CENÁRIOS	103
FIGURA 48 - INTERCÂMBIO RECEBIDO PARA PLANEJAMENTO DE 12 MESES COM 80 CENÁRIOS.....	103
FIGURA 49 - EAR PARA PLANEJAMENTO DE 12 MESES COM 80 CENÁRIOS.....	104
FIGURA 50 - CMO PARA PLANEJAMENTO DE 36 MESES COM 20 CENÁRIOS	106
FIGURA 51 - EAR PARA PLANEJAMENTO DE 36 MESES COM 20 CENÁRIOS.....	107
FIGURA 52 - GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL PARA PLANEJAMENTO DE 36 MESES COM 20 CENÁRIOS	107
FIGURA 53 – INTERCÂMBIO RECEBIDO PARA PLANEJAMENTO DE 36 MESES COM 20 CENÁRIOS.....	108
FIGURA 54 - VALOR DO CMO PARA PLANEJAMENTO DE 48 MESES COM 20 CENÁRIOS	109
FIGURA 55 - GERAÇÃO TÉRMICA FLEXÍVEL PARA PLANEJAMENTO DE 48 MESES COM 20 CENÁRIOS	110
FIGURA 56 - EAR PARA PLANEJAMENTO DE 48 MESES COM 20 CENÁRIOS.....	110
FIGURA 57 - INTERCÂMBIO RECEBIDO PARA PLANEJAMENTO DE 48 MESES COM 20 CENÁRIOS	111
FIGURA 58 - GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL (SOLVER SIN)	113
FIGURA 59 - CMO (SOLVER SIN)	113
FIGURA 60 - EAR (SOLVER SIN)	114
FIGURA 61 - COMPARAÇÃO DE CMO ENTRE MODELOS (POR SUBSISTEMA).....	115
FIGURA 62 - COMPARAÇÃO DE CMO ENTRE MODELOS (POR MODELO)	116
FIGURA 63 - COMPARATIVO ENTRE O TEMPO DE PROCESSAMENTO DE DIVERSOS ESTUDOS.....	119

Lista de Tabelas

TABELA 1 - CAPACIDADE INSTALADA EM 01/11/2013 POR FONTE DE GERAÇÃO NO SIN (ANEEL, 2013)	17
TABELA 2 - CAPACIDADE INSTALADA EM 31/12/2009 NOS SISTEMAS ISOLADOS (ANEEL, 2013).....	17
TABELA 3 - ACRÉSCIMO ANUAL DA CARGA DE ENERGIA NO SIN EM MW MED.....	18
TABELA 4 - ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS LISTADOS	38
TABELA 5 - COMPARAÇÃO ENTRE MODELO OR E SLP	56
TABELA 6 - LISTA DE VARIÁVEIS E INDEXAÇÕES NO MODELO SOLVER SINR.....	67
TABELA 7 - LISTA DE EQUAÇÕES NO MODELO SOLVER SIN.....	70
TABELA 8 - CONDIÇÕES INICIAIS PARA O PRIMEIRO ESTUDO DE CASO.....	78
TABELA 9 - CONDIÇÕES INICIAIS DE PROCESSAMENTO - 24 MESES E 20 CENÁRIOS	90
TABELA 10 - RESULTADO PARA O PRIMEIRO MÊS - 24 MESES E 20 CENÁRIOS	91
TABELA 11 - CONDIÇÕES INICIAIS DE PROCESSAMENTO - 12 MESES E 80 CENÁRIOS	100
TABELA 12 - RESULTADOS PARA O PRIMEIRO MÊS - 12 MESES - 80 CENÁRIOS	101
TABELA 13 - CONDIÇÕES INICIAIS - 36 MESES - 20 CENÁRIOS.....	104
TABELA 14 - RESULTADOS PARA O PRIMEIRO MÊS - 36 MESES - 20 CENÁRIOS	105
TABELA 15 - CONDIÇÕES INICIAIS DO PROCESSAMENTO - 48 MESES E 20 CENÁRIOS	108
TABELA 16 - RESULTADOS PARA O PRIMEIRO MÊS DE PLANEJAMENTO COM 48 MESES E 20 CENÁRIOS	109
TABELA 17 - CMO POR SUBSISTEMA PARA AMBOS MODELOS E HORIZONTES DE PLANEJAMENTO	115
TABELA 18 - TEMPO DE PROCESSAMENTO PARA 24 MESES DE PLANEJAMENTO	117
TABELA 19 - TEMPO DE PROCESSAMENTO PARA 12 MESES DE PLANEJAMENTO.....	118
TABELA 20 - TEMPO DE PROCESSAMENTO PARA 36 MESES DE PLANEJAMENTO.....	118
TABELA 21 - TEMPO DE PROCESSAMENTO PARA 48 MESES DE PLANEJAMENTO.....	118

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CMO	Custo marginal da operação
EAR	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de pesquisa Energética
EPUSP	Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
GAMS	General Algebraic Modeling System
MLT	Média de Longo Termo
MWmed	Megawatt médio
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OR	Otimização Robusta
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PD	Programação Dinâmica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PL	Programação Linear
PMO	Programa mensal da Operação
PNL	Programação não Linear
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UHE	Usina Hidroelétrica

Lista de Variáveis

adj_t	Fator de ajuste da duração em dias do intervalo 't'
$CDEF_{CE}$	Custo total do déficit em milhões de R\$ para o cenário 'CE'
$Cfolga_{CE}$	Custo da variável folga no cenário 'CE'
$CFUT_{CE}$	Custo futuro pós horizonte em milhões de R\$ para o cenário 'CE'
$CGTad_{CE}$	Custo total da geração térmica adicional em milhões de R\$ para o cenário 'CE'
$CINT_{CE}$	Custo total do intercâmbio em milhões de R\$ para o cenário 'CE'
CO_{CE}	Custo total da operação em milhões de R\$ para o cenário 'CE'
CO_2	Custo total da operação em milhões de R\$
$conv_t$	Fator de conversão do custo em R\$/MWh para milhões de R\$/mês no intervalo de tempo 't'
$Ct_{i,t,CE}$	Custo da geração térmica adicional no intervalo de tempo 't' para o subsistema 'i' em milhões de R\$/mês, para o cenário 'CE'
$CuDEF$	Custo unitário do déficit (R\$/MWh)
$CuFUT$	Custo unitário da energia não armazenada para uso pós horizonte (R\$/MWh)
$CuINT$	Custo unitário de intercâmbio (R\$/MWh)
$CuVT$	Custo unitário do vertimento (R\$/MWh)
CVT_{CE}	Custo total do vertimento (R\$/MWh), para o cenário 'CE'
$DE_{i,t}$	Demanda de energia elétrica ou carga (MWmed) do subsistema 'i' no intervalo 't'
$DEF_{i,t,CE}$	Déficit ao atendimento da demanda (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$EAR_{i,t,CE}$	Energia Armazenada (MWmês) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$EL_{i,t}$	Energia perdida por evaporação líquida dos lagos (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't'

$ENA_{i,t,CE}$	Energia Natural Afluente (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$ExpEAR_{i,t,CE}$	Varição instantânea na energia armazenada causada pela expansão do subsistema (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$folga_{i,t,CE}$	Variável de folga para o armazenamento do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$ftPT_r$	Fator de perdas no intercâmbio
$GH_{i,t,CE}$	Geração Hidráulica (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$GH1_{i,t}$	Geração Hidráulica (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't=1'
$GN_{i,t}$	Geração Nuclear (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't'
$Gpqu_{i,t}$	Geração de pequenas usinas (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't'
$GTad_{i,t,CE}$	Geração Térmica adicional (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$GTad1_{i,t}$	Geração Térmica adicional (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't=1'
$GTif_{i,t}$	Geração Térmica inflexível (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't'
Hb	Queda bruta em metros
$i1_{t,CE} a i9_{t,CE}$	Intercâmbio transmitido entre os subsistemas no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$INTfor_{i,t,CE}$	Intercâmbio fornecido (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$INTrec_{i,t,CE}$	Intercâmbio recebido (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$IP_{i,t,CE}$	Importação (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
n	Número total de subsistemas
ndm_t	Número de dias no intervalo de tempo 't'
p	Probabilidade de ocorrência de um cenário
P'	Potência em MW

$PTr_{i,t,CE}$	Perdas na transmissão (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't'
$PVQ_{i,t,CE}$	Perdas na geração hidráulica por variação na queda em relação à queda média (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$PVT_{i,t,CE}$	Perdas por energia vertida (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
R'	Vazão turbinada em m ³ /s
T	Número de meses do horizonte de planejamento
$TxRet$	Taxa de desconto anual em %
$UC_{i,t}$	Uso Consuntivo (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't'
$VM_{i,t,CE}$	Varição instantânea na energia armazenada retida pelo enchimento de volume morto de nova usina (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
$VT_{i,t}$	Energia vertida (MWmédio) do subsistema 'i' no intervalo 't', para o cenário 'CE'
ξ	Produtividade em MW/(m ³ /s)
η	Rendimento médio do conjunto turbina e gerador
λ_t	Taxa de desconto do intervalo de tempo 't'
ζ	Custo da operação de um cenário na função robusta

1. Introdução

O Brasil é um país que vem procurando diversificar a sua matriz energética, contudo a parcela de geração de energia elétrica ainda é basicamente composta por usinas hidrelétricas e termelétricas, sendo contemplado recentemente com outras fontes alternativas, que ainda representam uma parcela pequena na geração total de energia elétrica.

Por meio de modelos que utilizam técnicas de otimização são determinadas as estratégias de planejamento da operação e despacho de usinas termelétricas e hidrelétricas. Esses modelos utilizam estimativas da demanda e da disponibilidade de recursos, e assim determinam as políticas de operação visando a minimização do risco da ocorrência de déficits no suprimento de energia elétrica.

Atualmente os modelos oficiais do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) são os softwares NEWAVE e DECOMP, que utilizando a Programação Dinâmica Dual Estocástica determinam a estratégia de operação. Semanalmente o DECOMP é utilizado e determina o despacho semanal e individualizado por usina. Mensalmente o NEWAVE é utilizado para obter o programa mensal de operação (PMO). É realizada uma otimização que considera um período de 5 anos a frente, entretanto, só os resultados para o primeiro mês são utilizados. A partir dos resultados destes modelos é que se tem a formação dos preços para o mercado e também os despachos de cada usina.

Essa operação integrada que ocorre no Brasil, um país de dimensões continentais, só é possível devido a grande malha de transmissão de energia elétrica presente, que permite a conexão de todas as regiões. Para o setor elétrico o país é

dividido em quatro grandes subsistemas: Sul, Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte formando o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Com a transmissão de energia conectando cada um destes subsistemas são determinados os intercâmbios de energia elétrica, nome dado à troca de energia entre cada um dos subsistemas ou transferida através das fronteiras nacionais.

Algumas pequenas regiões isoladas na região Norte ainda encontram-se desconectadas da malha do SIN, essas regiões representam uma pequena parcela que é alimentada, geralmente, por geradores a combustíveis térmicos, e traz uma dificuldade logística para suprir esse abastecimento. Porém nos planos de expansão das linhas de transmissão são previstas novas redes que conectarão essas regiões ao SIN, diminuindo cada vez mais esses pontos isolados.

Os atuais modelos de otimização que determinam o planejamento nacional utilizam a técnica de reservatórios agrupados, dividindo o Brasil em quatro subsistemas de reservatórios equivalentes que representam o conjunto de reservatórios daquele subsistema.

Essa técnica utiliza alguns parâmetros calculáveis para fornecimento de dados aos modelos, um desses cálculos é o da Energia Natural Afluente (ENA) que seria a quantidade de energia que pode ser obtida com a vazão natural afluente de uma bacia, multiplicada pela produtividade específica de cada usina (fator que leva em consideração dados técnicos de cada usina hidrelétrica) localizada a jusante do ponto escolhido. Também é utilizada a EAR (Energia Armazenada) que é a quantidade de energia que pode ser gerada, de acordo com o volume de água armazenada nos reservatórios a montante de um determinado ponto.

As séries de ENA são, portanto tidas como as séries temporais que determinarão o planejamento do setor elétrico, essas séries dependem diretamente da hidrologia e podem ser obtidas do histórico ou por algum mecanismo de geração de séries sintéticas, como ocorre nos modelos em uso atualmente. E a EAR é a situação de armazenamento nos reservatórios ao longo do horizonte de planejamento.

Em paralelo aos modelos oficiais existem outros modelos desenvolvidos principalmente em universidades e institutos de pesquisa com o mesmo objetivo, a otimização do planejamento da operação, esses modelos são desenvolvidos baseados em metodologias alternativas e atualizados para que se possa formar uma base de soluções com intuito de avaliar e comparar os modelos utilizados oficialmente, também permitir uma análise crítica de resultados.

Um dos modelos existentes é o SolverSIN (LOPES, 2007) que é utilizado pela equipe de pesquisa do Laboratório de Energia da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp (LENER – FEC – UNICAMP). Esse modelo apresenta a possibilidade de utilizar a técnica de otimização não linear para se obter o planejamento da operação, é alimentado com todos os dados oficiais divulgados pelos órgãos componentes do setor elétrico brasileiro e com uma série de ENA que é a média de longo termo do histórico, entretanto o modelo foi preparado estatisticamente para trabalhar com os percentis 5, 10, 25, 50, 75, 90 e 95% além de valores máximos e mínimos históricos, permitindo uma grande variabilidade de cenários e também a inserção de novos cenários pelo usuário.

Como contribuição à ciência e ao SEB, esse trabalho tem como objetivo implementar a técnica de otimização estocástica robusta, que é uma técnica que permite a inserção de diversos cenários na otimização, de modo que a resposta seja a solução que mais se adeque a um conjunto de cenários.

Para que essa técnica seja implementada ao modelo SolverSIN necessita-se de um conjunto de séries de ENA e adequações de uma formulação estocástica para o SolverSIN que passará a ser chamado de SolverSINR que será mais uma ferramenta para tomada de decisão no SEB, e em conjunto com outros modelos apresentar um resultado com uma nova metodologia.

A importância da inserção de séries históricas é justificada por uma maior abrangência nos cenários estudados, cenários reais e principalmente a disponibilização de mais um modelo para análise do SIN.

Para uma compreensão melhor do desenvolvimento do modelo foi realizada uma revisão bibliográfica que contempla desde um histórico do setor elétrico brasileiro à explicação de cada um de seus órgãos que esta contida no capítulo 3.

No quarto capítulo são avaliadas algumas técnicas de otimização pertinentes à pesquisa, seja por contribuição direta, como a própria técnica de otimização estocástica robusta, como também técnicas iniciais utilizadas por outros modelos que foram desenvolvidos com o mesmo propósito, que por sua vez também são listados e comparados entre si, apresentando características específicas de cada um e os grupos responsáveis pelo desenvolvimento.

O quinto capítulo apresenta a metodologia utilizada para desenvolvimento de um aplicativo que organizasse as séries de ENA, denominado SHENA, e também todas as implementações que foram realizadas no modelo SolverSIN, incluindo a modelagem do problema de acordo com a técnica de otimização estocástica robusta.

No sexto capítulo são apresentados os estudos de casos realizados

No sétimo capítulo os resultados obtidos em todas as etapas da pesquisa são apresentados e analisados, mostrando a consistência dos resultados obtidos e também destacando pontos de infactibilidade e restrições que interferiram no processo de otimização.

Como fechamento no oitavo capítulo é apresentada a conclusão do trabalho bem como sugestões para trabalhos futuros, como continuidade dessa pesquisa.

2. Objetivos

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um novo modelo para otimização da operação do Sistema Interligado Nacional utilizando o modelo SolverSIN (LOPES, 2007) como base. A inovação será a inserção de uma metodologia estocástica, a otimização estocástica robusta que fará o planejamento da operação do SIN considerando um conjunto de cenários históricos. Este conjunto de cenários será extraído do Programa Mensal de Operação (PMO), que é um relatório de saída do modelo NEWAVE. Para isso é necessário o desenvolvimento de um aplicativo capaz de identificar e exportar qualquer série de ENA presente neste arquivo. Para atender o objetivo principal tem-se com objetivos secundários:

- Desenvolvimento de um aplicativo com a capacidade de ler e identificar os cenários de ENA contidos no arquivo PMO e organizá-lo de modo que seja utilizado pelo SolverSINR, nome atribuído ao modelo desenvolvido nesta dissertação.
- Alteração no modelo SolverSIN para permitir ao usuário a escolha do período de planejamento (12 a 60 meses).
- Atualização no método de cálculo dos intercâmbios considerando cada linha de transmissão como uma variável.
- Alterações no visual do modelo para atender as novas formas de resultados.
- Revisão das equações e restrições do modelo.

- Alteração na rotina que cria o arquivo utilizado pelo software de otimização (GAMS) de modo a receber a flexibilidade no horizonte de planejamento e número de cenários.
- Elaboração de uma nova função objetivo de acordo com a metodologia de otimização estocástica robusta.
- Avaliação dos novos resultados e testes no modelo

3. Setor elétrico brasileiro

3.1. Órgãos componentes

O setor elétrico brasileiro compreende diversos órgãos, que se relacionam formando uma estrutura organizacional complexa. Para uma compreensão de seu funcionamento é necessário conhecer cada um destes órgãos e suas funções. De acordo com NERY (2012) tais órgãos podem ser descritos como:

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética: É órgão que presta assessoria a presidência da república no âmbito de criação de políticas energéticas é composta por sete ministros, um representante dos estados e do distrito federal, um cidadão especialista em energia e um representante de universidades brasileiras em tema relacionado a energia. O setor elétrico segue as diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

MME – Ministério de Minas e Energia: É um elemento do CNPE e abrange as áreas de energia, geologia, mineração, petróleo e todos combustíveis inclusive o termonuclear. Tem como subordinados a ANEEL e ANP.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Realiza pesquisa e estudos, para subsidiar a tomada de decisão no planejamento do setor elétrico brasileiro e esta subordinada ao MME sendo regulada pela ANEEL.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: É o órgão que regula o setor elétrico, é vinculada ao MME, tem a responsabilidade de regularizar e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica.

ANP – Agencia Nacional do Petróleo: É responsável pela regulação do petróleo, gás natural e dos biocombustíveis, é vinculada ao MME e promove a regulação contratação e a fiscalização das atividades econômicas envolvidas com petróleo. Regula o setor de gás natural no tocante ao transporte, atividade esta que é complementada pelos governos estaduais.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico: É responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), permite a participação dos agentes e faz o planejamento da operação de curto (semanas, meses) ao longo prazo (anos). Fornece o Programa Mensal da Operação (PMO), programa mensal de operação que é obtido através de um de seus modelos, o NEWAVE.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Responsável pela comercialização de energia, ela realiza os leilões de compra e venda de energia, registra os contratos no Ambiente de contratação Livre (ACL) e Ambiente de contratação regulado (ACR). Também é responsável por apurar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), e fiscaliza o cumprimento dos contratos, aplicando, se necessário, as devidas punições.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico: Avalia a segurança e qualidade do abastecimento nacional, acompanha todas as etapas de geração transmissão e distribuição de energia elétrica além de acompanhar as relações internacionais na comercialização de combustíveis (importação e exportação).

Na Figura 1 pode-se observar as relações e hierarquia entre os diversos órgãos citados.

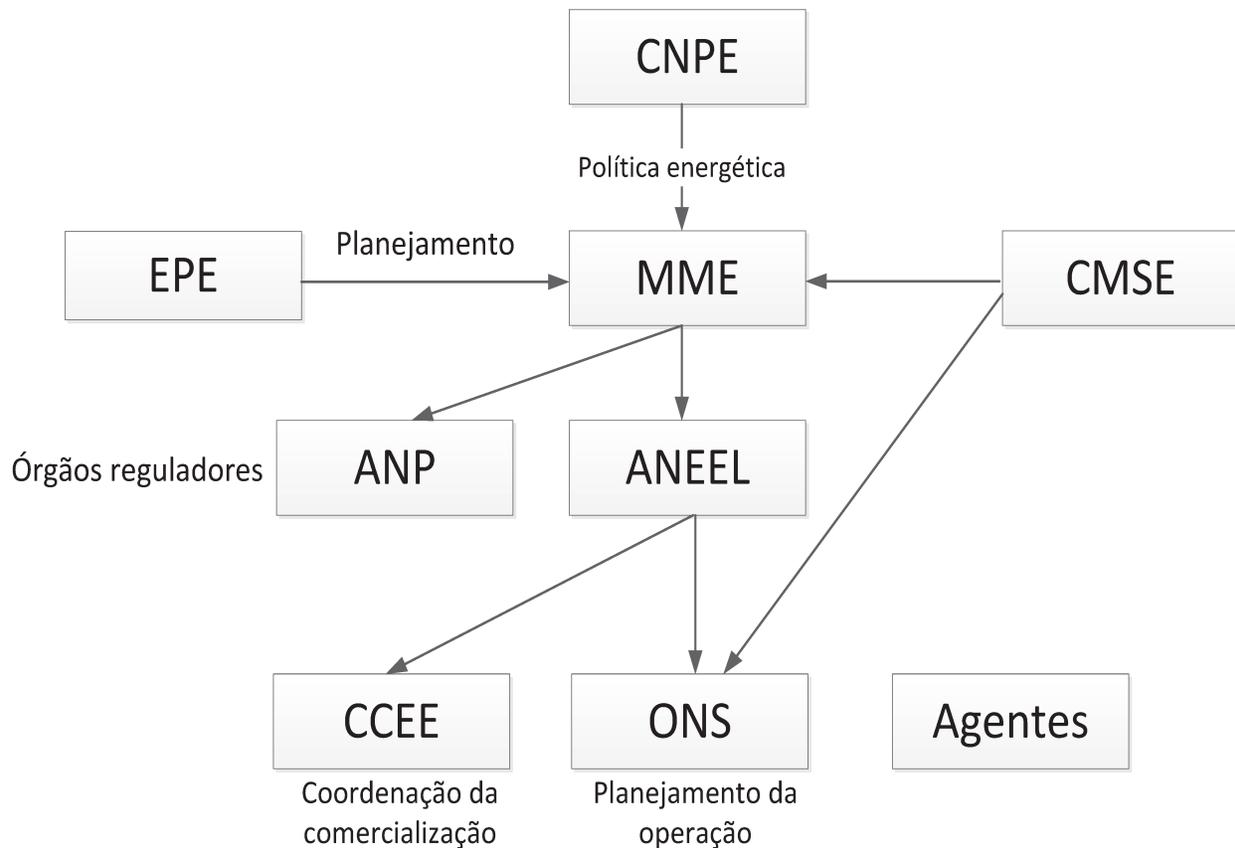


Figura 1 - Hierarquia do setor elétrico brasileiro

3.2. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro:

O início da utilização de energia elétrica no Brasil data do final do século XIX com a inauguração da iluminação elétrica na estação central da Ferroviária Don Pedro II (conhecida como “Central do Brasil”) no Rio de Janeiro, cuja fonte de energia era um dínamo (conversão de energia mecânica em elétrica por magnetismo). Outros pontos da cidade do Rio de Janeiro foram beneficiados em seguida com essa tecnologia, apenas com o intuito de iluminação pública. (Neoenergia, 2013)

Em seguida iniciam-se construções de empreendimentos de pequeno porte para suprir as necessidades de grandes indústrias (têxteis e mineração) que começavam a se desenvolver no Brasil, que até então era predominantemente um país agrícola.

Neste início os empreendimentos eram patrocinados por fazendeiros e empresários locais com apoio do governo das cidades.

Também é do final do século XIX a primeira usina hidrelétrica do Brasil, em 1883 foi construída a Usina Hidrelétrica Ribeirão do Inferno (MG), que era do tipo fio d'água e tinha uma queda de 5 metros, o intuito do projeto foi propiciar força motriz para mineração na cidade de Diamantina-MG.

No início do século XX tem-se o fato marcante da entrada da empresa canadense *Light (1893)* nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo (Oliveira, 2003), inserindo capital internacional no setor elétrico. Nesta época não havia regulamentação e o preço da energia elétrica ficava a mercê das companhias.

Ocorreu também a consolidação de pequenos produtores e municipalidades em empresas como, por exemplo, a Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) em 1909 e a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) em 1912.

O caráter hidrelétrico do Brasil já era notado naquela época, em um período de escassez de combustíveis fósseis, deu-se preferência ao desenvolvimento de fontes hidráulicas, principalmente a construção de grandes reservatórios, devido à topografia favorável e falta de projetos sustentáveis (OLIVEIRA, 2003).

Na Figura 2 é possível observar a evolução do sistema analisando a capacidade instalada em GW nos primeiros 50 anos de história da energia elétrica no país, as usinas que datam de antes de 1900 não tem expressão perante a capacidade do século seguinte.

Na Figura 3 nota-se uma inversão da fonte de investimento, já que na Figura 2 a maior parte dos investimentos era de fonte privada.

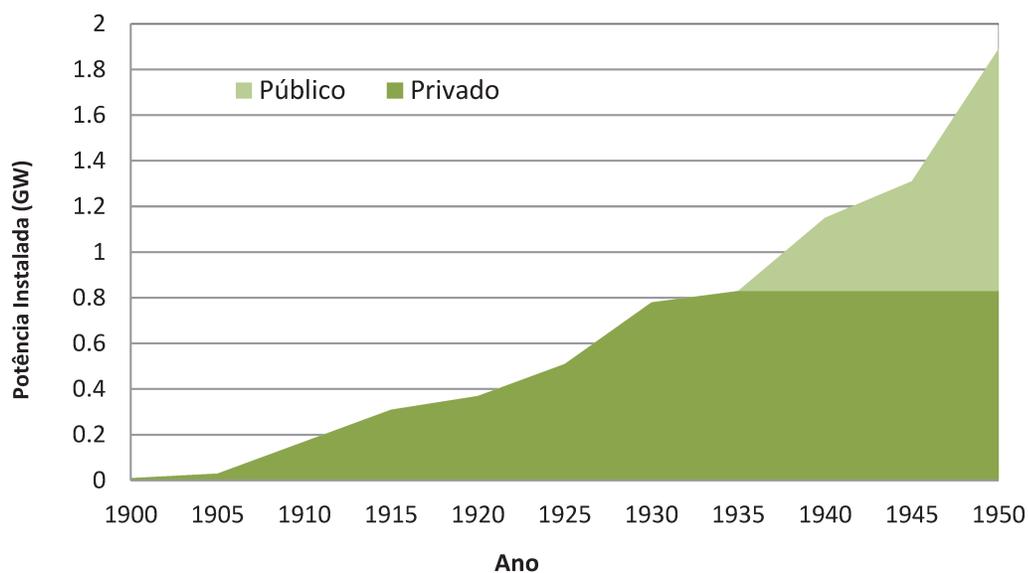


Figura 2 - Primeiros 50 anos de investimento em energia elétrica (Adaptado de Oliveira, 2003)

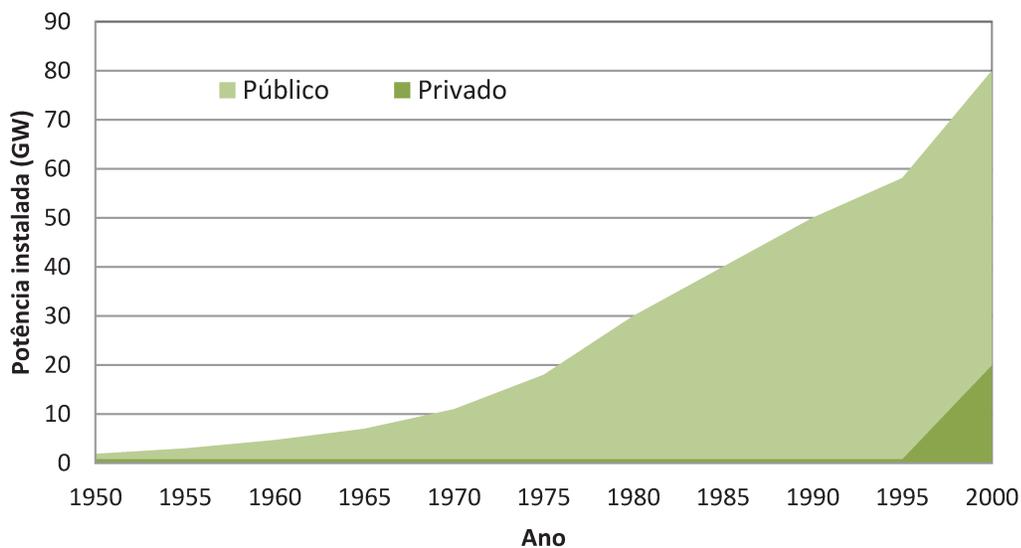


Figura 3 - Anos de 1950 a 2000, histórico de investimento em energia elétrica (Adaptado de Oliveira, 2003)

A grande depressão, de 1929, impactou fortemente a economia brasileira provocando uma profunda recessão e despertando a insatisfação da classe média com relação ao governo vigente. Todo esse processo acarretou na instalação de um governo revolucionário com um extremo sentimento nacionalista. (ZANFELICE, 2007)

Com isso cresceu a ideia de que como aspecto estratégico a energia elétrica deveria ter controle nacional e não continuar sendo controlada por companhias estrangeiras.

Em 1934, o governo adotou o Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934), o qual atribuía ao Governo Federal a propriedade e direitos sobre os recursos hídricos (separação entre uma propriedade e os recursos hídricos presentes nessa área) e a união passou a ser responsável pela outorga de autorização e concessão para aproveitamento de energia elétrica de origem hidráulica sob todo o território nacional.

Em 1939 é criado o Conselho Nacional de Energia Elétrica (CNAEE) órgão vinculado diretamente à presidência e que controlava o setor. Cabia a ele legislar e outorgar concessões de serviços públicos antes regidos por contratos regionais, também foi introduzido o regime tarifário pelo custo do serviço. Esse regime em conjunto com outros aspectos econômicos como, por exemplo, a guerra na Europa e a depressão mundial fizeram com que as empresas parassem de investir no setor elétrico e o aumento na capacidade de geração diminuiu.

Esse fato é facilmente visualizado na Figura 3, onde para o período de 1950 a 1965 é marcado fortemente por uma linha de baixa declividade.

Nesse período pode-se destacar alguns investimentos marcantes para o setor, a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945, FURNAS (1945), ELETRONORTE (1972), além disso, assumiu a coordenação do desenvolvimento da indústria de energia elétrica, por meio da criação da ELETROBRÁS em 1962, foram criadas taxas para financiar o investimento na expansão na capacidade de geração do setor, também recebeu recursos nos fundos multilaterais de investimento.

Estes fatores permitiram um crescimento médio da oferta de 8,8% ao ano no período de 1945 a 1970 (OLIVEIRA, 2003). Esse valor não era representativo comparado aos anos anteriores, onde houve investimento privado no setor.

Após esse período o governo brasileiro iniciou algumas medidas para impulsionar o setor. Uma lei de 1971 (Lei: 5.655/71), estabeleceu a garantia de 10% a 12% de retorno sobre o capital investido, que seria computada a tarifa. O objetivo claro dessa lei era dar sustentação econômica ao setor além de propiciar o financiamento da expansão.

Havia ainda a facilidade de obtenção de recursos junto à ELETROBRÁS e a entrada de empréstimos externos. Foi um período em que o setor desenvolveu sólidas bases financeiras. Havia, entretanto, enormes diferenças no custo de geração e distribuição entre as diversas regiões. Na tentativa de amenizar esta disparidade, o governo instituiu, em 1974, a equalização tarifária mantida por um sistema no qual as empresas superavitárias transferiam recursos para as deficitárias. (OLIVEIRA, 2003)

A Petrobras, um monopólio do governo federal foi criada em 1954 para desenvolvimento no mercado de petróleo, com grande campanha sob o lema nacionalista “O petróleo é nosso”, pronunciado pelo então presidente da república Getúlio Dornelles Vargas.

A Eletrobrás também assumiu o papel de impor compatíveis normas técnicas e coordenar o desenvolvimento do sistema de energia em um programa de energia nuclear verdadeiramente nacional, que foi iniciado no final da década de 1960. Houve apoio dos militares e da comunidade científica brasileira (a favor do uso pacífico da energia nuclear) que levou à construção de duas usinas nucleares: ANGRA 1 e ANGRA 2 com potencial instalado de respectivamente 600 MW e 1250 MW (início da operação em 1982), nome devido à instalação na cidade de Angra dos Reis / Rio de Janeiro. A construção da terceira usina nuclear brasileira iniciou em 1980 e após diversas paralizações tem expectativa para entrar em funcionamento em 2016 (Eletrobras - Eletronuclear, 2013).

Na década de 60 sob o regime nacionalista foi realizada a compra das empresas privadas pelo governo e ampliação dos investimentos públicos financiados pelo BNDES em geração transmissão e distribuição (FURNAS, 2007)

De acordo com OLIVEIRA (2003), em 1977 o governo introduziu o regime de tarifa única para todo o país e, com isso, consumidores de diferentes regiões passaram estar sob a mesma estrutura tarifária. Neste novo regime tarifário as empresas, cujas áreas de concessão eram econômica e industrialmente desenvolvidas e contavam com densidades de carga elevadas e custos de operação mais baixos, passaram a serem obrigadas a transferir parte de seus resultados para empresas deficitárias.

Em 1973, apesar da forte oposição do governo argentino, Paraguai e Brasil assinaram um tratado para a construção de uma usina binacional (Itaipu). Gerida conjuntamente pelos dois países, mas inteiramente financiado pelo Brasil, a potência de Itaipu (12.600 MW) é partilhado em partes iguais entre os dois países. Tarifa de Itaipu é baseada em seu custo de produção (quase inteiramente a amortização das despesas de capital) e é fixado em dólares americanos. Como a demanda do Paraguai é insuficiente para absorver a sua participação de 50%, a ELETROBRÁS assumiu o compromisso de comprar qualquer excedente paraguaio a fim de acomodar a produção de Itaipu no mercado brasileiro.

Uma lei aprovada no congresso que concedeu a prioridade para a mobilização de Itaipu no mercado brasileiro, forçando as empresas estatais do Sul e do Sudeste para reduzir a geração de suas usinas de energia "e adiar" seus projetos.

Os grandes investimentos em usinas datam deste período (1960 a 1980), entretanto esses investimentos eram avaliados apenas em aspectos tecnológicos e não econômicos, assim o efeito financeiro destes projetos foi desastroso, obras ditas faraônicas foram realizadas que mais tarde vieram ser parcela significativa da dívida brasileira, esse período ficou conhecido como "Milagre econômico".

A partir de 1990 há uma inversão no mercado e a tendência mundial de privatização com apoio do governo brasileiro permitiu a entrada de grandes empresas internacionais no setor elétrico brasileiro. Deu-se início ao projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) que seguia as tendências mundiais.

Diante dessa nova configuração, o governo federal cria em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja função é regular as atividades do setor.

Outras mudanças foram implantadas com o objetivo de organizar o mercado e a estrutura da matriz energética brasileira, com destaque para a criação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SINGREH) em 1997 e do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), em 1998.

Uma das principais consequências foi a desverticalização da cadeia produtiva: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica se transformaram em áreas independentes. A geração e a comercialização foram progressivamente desreguladas a fim de se incentivar a competição; transmissão e distribuição (que constituem monopólios naturais) continuaram sendo tratadas como serviços públicos regulados. (ZANFELICE, 2007)

O novo modelo já havia sido implantado quando devido à soma de falta de investimentos no setor que ocorria a vários anos, com dois anos muito secos ocasionando o racionamento de energia elétrica de 2001 (chamado informalmente de “apagão”), com isso várias medidas que haviam sido tomadas sofreram sérias críticas e foram descartadas. Na ocasião o país passava por mudanças no controle político que após mais de oito anos sob a presidência de Fernando Henrique Cardoso estava sendo transferido para Luís Inácio da Silva. A combinação destes dois fatos propiciou a criação de novas diretrizes para o setor: Suspendendo as privatizações, reduzindo o nível de consumo para cliente livre e a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A crise alertou para a necessidade de introduzir novas formas de geração na matriz energética nacional. Ganharam destaque as termelétricas que operam com combustíveis como o bagaço de cana (biomassa) e o gás natural (a participação deste na oferta de energia do país saltou de 2,2% em 1985 para 6,6% em 2001). O Governo adotou também medidas que apoiam o desenvolvimento de projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), fontes não convencionais e conservação de energia.

Entre 2003 e 2004 o governo federal deu mais alguns importantes passos no sentido de tornar menos vulnerável o setor elétrico nacional. Foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para planejar o setor elétrico em longo prazo, o Comitê de

Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no lugar do antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), para organizar as atividades de comercialização de energia no sistema interligado.

3.3. Sistema Interligado Nacional – SIN

O Brasil tem um território com cerca de 8.515.692,272 km² (IBGE, 2012), todo este território contempla uma rede interligada de energia elétrica, que recebe o nome de SIN. Com a exceção de algumas regiões isoladas na Amazônia pode-se dizer que todo o país está conectado ao SIN. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2013).

O SIN compreende sete subsistemas, designados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Acre, Rondônia, Nordeste, Norte e Manaus. Os subsistemas Sul, Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte correspondem às regiões geoeletricas atuais, os demais correspondem aos sistemas isolados integrados ao SIN no horizonte do Plano Decenal de Energia (PDE).

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do SIN é de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. (ZAMBON, 2008)

Nos estudos de planejamento da expansão são considerados apenas os empreendimentos de geração do SIN que inclui a importação de Itaipu e totalizava 119.535 MW em 29/10/2013 extraído do Plano Decenal de Expansão (PDE) de 2022

Pode-se verificar na Tabela 1 e Tabela 2 que a capacidade instalada é predominante de fonte hidráulica representando 72% da capacidade total.

Tabela 1 - Capacidade instalada em 01/11/2013 por fonte de geração no SIN (ANEEL, 2013)

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N° de Usinas	(kW)		N° de Usinas	(kW)	
Hidráulica		1085	85562758	64.24	1085.00	85562.76	64.24
Gás	Natural	111	11945109	8.97	150.00	13628.77	10.23
	Processo	39.	1683663	1.26			
Petróleo	Óleo Diesel	1094	3507485	2.63	1127.00	7456.31	5.60
	Óleo Residual	33	3948823	2.96			
Biomassa	Bagaço de Cana	375	9156436	6.87	472.00	11225.48	8.43
	Licor Negro	16	1530182	1.15			
	Madeira	50	422837	0.32			
	Biogás	22	79594	0.06			
	Casca de Arroz	9	36433	0.03			
Nuclear		2	1990000	1.49	2.00	1990.00	1.49
Carvão Mineral	Carvão Mineral	12	3024465	2.27	12.00	3024.47	2.27
Eólica		103	2137372	1.60	103.00	2137.37	1.60
Importação	Paraguai		5650000	5.46		8170.00	6.13
	Argentina		2250000	2.17			
	Venezuela		200	0.19			
	Uruguai		70	0.07			
Total		2.986	133202.28	100.00	2985.0	133202.2	100.00

Tabela 2 - Capacidade Instalada em 31/12/2009 nos sistemas isolados (ANEEL, 2013)

Estado	Hidroeletricidade (MW)	Termeletricidade (MW)	Total (MW)	Importação (MW)	Total disponível (MW)
AC	0	32	32	0	32
AP	78	211	289	0	289
AM	250	1619	1869	0	1869
PA	0	143	143	0	143
RO	96	79	175	0	175
RR	5	113	118	73*	191
MT	16	16	32	0	32
PE	0	5	5	0	5
Total (MW)	445	2.217	2.662	73	2.735
Total (%)	16%	81%	97%	3%	100%

*Estimativa de importação proveniente da Venezuela

O PDE de 2022 ainda destaca entre os projetos, seis usinas hidrelétricas no Peru, país com potencial hidrelétrico de 180 GW, essas seis usinas hidrelétricas totalizam cerca de 7 GW de capacidade instalada. O aproveitamento de Inambari, de 2,6 GW, é o que está em estágio mais avançado, com os estudos de inventário e viabilidade para construção da usina já concluídos. Esses estudos, que priorizam o atendimento à demanda local, indicam a possibilidade de exportação de energia excedente para o Brasil com a interligação dos sistemas elétricos no estado de Rondônia.

Tabela 3 - Acréscimo anual da carga de energia no SIN em MWmed

Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
S + SE/CO + AC/RO	1770	2011	2205	2005	2069	2026	2116	2240	2415	2411
N+ NE + Man/Ap	818	629	1927	800	885	1160	1143	852	1325	1265
SIN	2588	2640	4132	2869	2890	3186	3259	3092	3740	3676

Na Figura 4 é possível observar um pico no aumento da carga no ano de 2013, isso ocorre devido à ligação de algumas regiões ao SIN, e como a interligação esta prevista para o ano de 2013 tem-se esse pico. Após essa data o aumento na carga segue o padrão. Nota-se que esse valor é o aumento na carga, não significando que haverá uma redução a posteriori, apenas a aumento da carga será inferior.

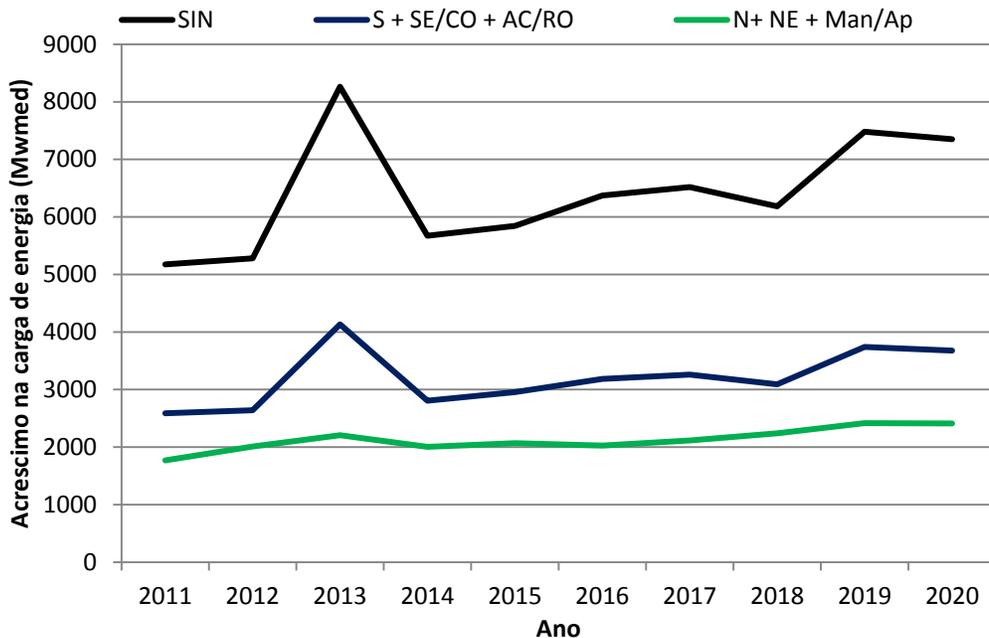


Figura 4 – Acréscimo na carga de Energia Elétrica

Também é notável a tendência de aumento no crescimento da carga instalada. Para o SIN como um todo em 2011 ocorreu um aumento de cerca de 5000MWmed, e para 2020 há um previsão de crescimento de cerca de 7500MWmed.

Atualmente o SIN conta com 120GW de potência instalada e tem previsão de 183 GW para o ano de 2022. Contando com 181 usinas hidroelétricas com potência superior a 30MW. Sendo 43.290MW de usinas com reservatório e 33.886MW usinas a fio d'água. (EPE, 2013)

3.4. Transmissão de energia

Para que seja possível a integração no âmbito nacional de todas as usinas e correspondentes subsistemas onde elas estão instaladas, existe uma extensa malha de linhas de transmissão como é possível observar na Figura 5.

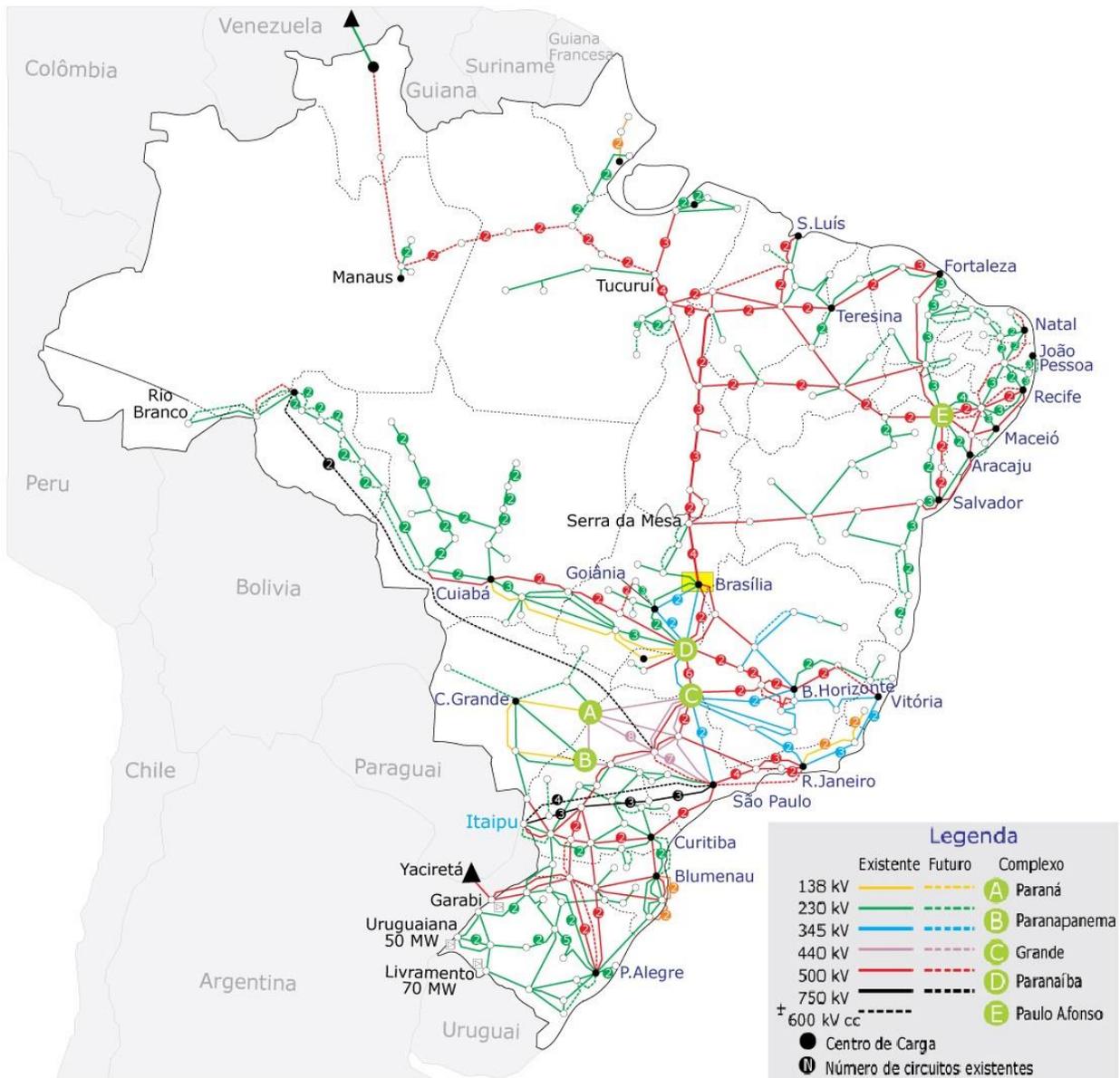


Figura 5 - Sistemas de transmissão 2011 – 2016 (Fonte: ONS, 2013)

As linhas transmissão consistem basicamente no meio de transporte da energia dos centros geradores para os centros consumidores, pode ser feita em corrente continua ou alternada, em alta média ou baixa tensão, além de opções construtivas como linha aéreas ou subterrâneas. A definição dessas características depende de uma análise técnica, econômica, logística e ambiental (CAMARGO, 1984).

Um das maiores dificuldades do sistema brasileiro de transmissão é a conciliação com o meio ambiente, pois essas linhas de transmissão passam, por exemplo, em parte da floresta amazônica e podem ser extremamente impactantes para a fauna local, podendo causar um desequilíbrio ecológico irreparável.

Com isso destaca-se a importância de um planejamento e projeto que considere todas as variáveis, não apenas as econômicas e tecnológicas, justificando a obrigatoriedade de estudos de impactos ambientais.

Em 31/12/2009 a rede de transmissão de energia em tensão superior a 230kV somava mais de 95.582km de extensão (TOLMASQUIM, 2011).

A expansão do sistema de transmissão é feita por meio de leilões reversos, em que a concessão do serviço público de transmissão é arrematada pelo proponente que oferta o maior deságio da receita permitida. Essa concessão vale por 30 anos podendo ser prorrogada por igual período (TOLMASQUIM, 2011).

Cada um dos subsistemas pode importar ou exportar energia elétrica, o esquema de ligação entre esses subsistemas pode ser visualizado na Figura 6. Onde é possível observar a presença dos quatro subsistemas citados anteriormente e do nó chamado de Imperatriz.

Uma característica dessa interligação é a formação de uma malha elétrica, se a rede é analisada simplificada como um circuito elétrico destaca-se a presença de uma indeterminação, devido a formação de um triângulo, que permite infinitas soluções na transmissão de energia elétrica.

São chamadas de intercâmbio de energia as transferências entre subsistemas componentes do SIN e também as exportações e importações para outros países.

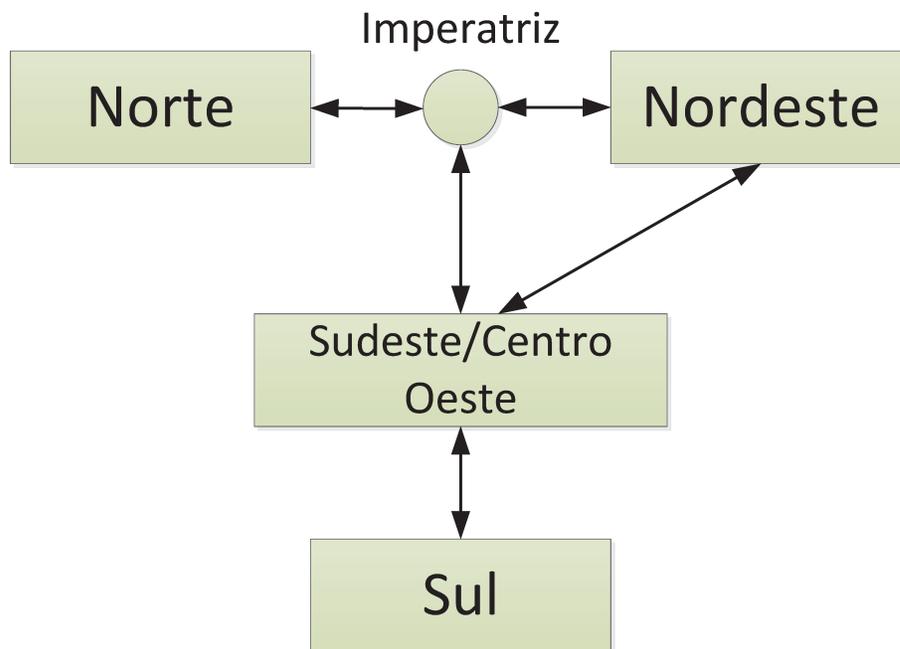


Figura 6 - Sistema de transmissão do SIN

Um moderno sistema de potência deve monitorar continuamente as características de consumo de determinado centro de carga, procurando atender os consumidores de forma adequada. O comportamento individual de milhares de consumidores é imprevisível e aleatório em essência, porém o comportamento de um grupo de consumidores é estatisticamente previsível, fornecendo dados para subsidiar investimentos em transmissão (CAMARGO, 1984).

CAMARGO (1984) destaca alguns fatores que sustentam a importância de um sistema interligado. A operação econômica do sistema, implantação econômica de unidades geradoras, menor necessidade individual de reserva girante, ajuda mútua em caso de emergência, aproveitamento da diversidade da carga e da hidrologia. Algumas desvantagens como a dispersão de distúrbios e aumento no nível de curto circuito.

3.5. Séries de Energia Natural Afluente (ENA):

Energia Natural Afluente (ENA) é a energia que se obtém quando a vazão natural afluente a um ponto de observação é turbinada em todas as usinas situadas à jusante do ponto. A energia natural afluente a uma bacia é a soma das energias naturais afluentes a todos os pontos de observação existentes na bacia.

As séries de ENA variam de acordo com a configuração, como a ENA depende de todas as usinas a jusante do ponto considerado, qualquer alteração em uma dessas usinas altera o valor da ENA conforme a Figura 7.

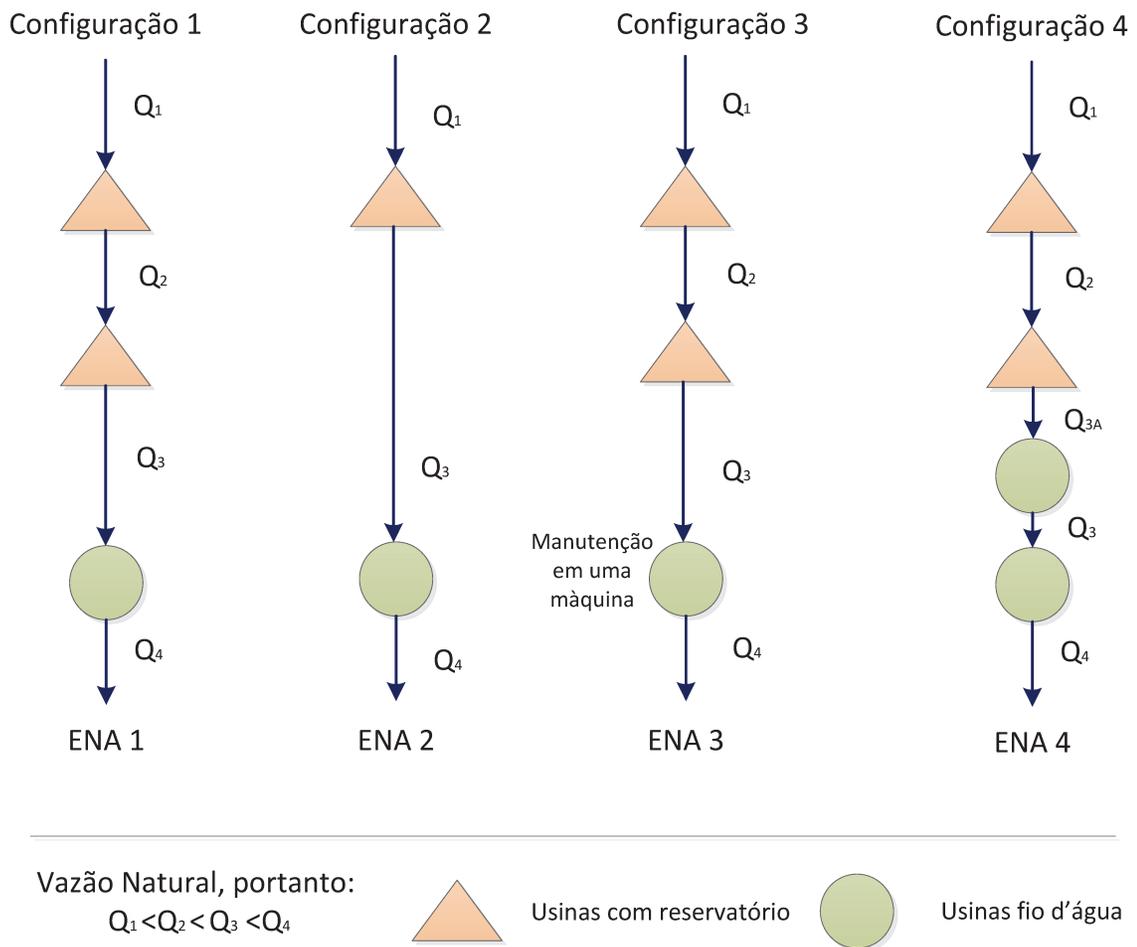


Figura 7 – Séries de ENA alteradas devido a diferentes configurações

Podem-se observar na Figura 7 alguns casos de alteração no valor da ENA para uma mesma série de vazões. Em cada uma dos quatro casos exemplificados acima

houve uma alteração na cascata: retirada de uma usina, manutenção em uma máquina ou a inserção de uma nova usina (reservatório ou fio d'água).

Para todos esses casos e diversos outros a mesma vazão poderá gerar diferentes valores de energia, com isso a ENA é alterada.

Exemplificando a situação para um determinado período uma vazão de 100m³/s pode representar uma ENA de 1000MWmed, entretanto para esta mesma vazão em outro período (configuração diferente de alguma usina, por exemplo, manutenção) gera um valor de 98MWmed. Ficando claro que uma mesma vazão pode gerar séries de ENA diferentes para configurações diferentes.

Para o cálculo da ENA então é utilizada a vazão natural afluyente em cada reservatório, esse valor é multiplicado pela produtividade média acumulada de todas as usinas na cascata, sempre que houver uma alteração na produtividade de qualquer usina a jusante a ENA será alterada.

A energia produzida corresponde a potência média gerada em um certo intervalo de tempo e é expressa em MWmed. A potência é função da altura e da vazão turbinada. (LOPES, 2007)

$$P = g * \eta * Hb * R' \quad (3.1)$$

Onde P é expresso em MW, R' em m³/s, Hb em metros e η é um adimensional que representa o rendimento médio da turbina e gerador. Sendo que o rendimento também varia com a altura e vazão, entretanto é considerado constante no intervalo de tempo mensal. A produtividade pode ser definida por:

$$\xi = g * \eta * Hb \quad (3.2)$$

Resultando em:

$$P = \xi * R' \quad (3.3)$$

Para sistemas agregados a produtividade do sistema equivalente é uma produtividade média das usinas componentes desta bacia. A produtividade de cada usina é um valor que é obtido considerando as características técnicas de uma usina, rendimento das turbinas, geradores e perdas de carga na tomada d'água.

A sazonalidade das ENA's é significativa para diferentes regiões do país, nas Figura 8 e 9 pode-se observar essa sazonalidade, no gráfico apresentado visualiza-se a porcentagem da ENA em relação média para cada um dos meses do ano.

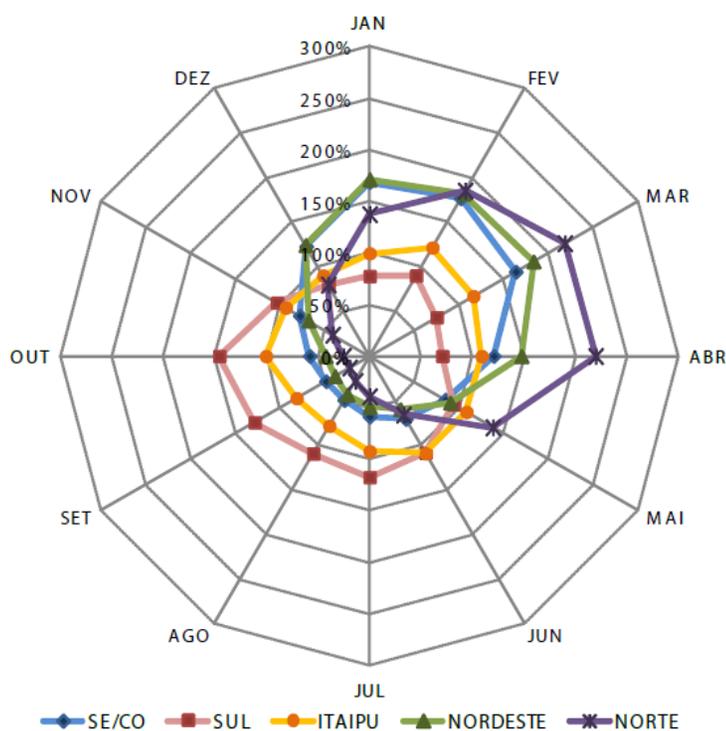


Figura 8 - Média de longo termo da ENA mensal (%) (Fonte: EPE, 2012)

O subsistema do Sul apresenta uma característica diferente dos demais devido a seus fatores hidrológicos, apresenta uma ENA maior no período seco (meses entre maio e novembro), notam-se os maiores valores de julho a outubro. As demais regiões apresentam as maiores taxas de ENA no final do período úmido quando todos os reservatórios tendem a estar cheios.

O subsistema do Norte também apresenta um comportamento diferente, devido ao seu regime hidrológico (grandes cheias no verão) nota-se uma distribuição bastante

desuniforme ao longo do ano, apresentando valores relativamente inferiores no período seco.

A interligação entre os subsistemas é justificável apenas pela Figura 8, de modo que os subsistemas tendem a se complementar ao longo do ano. Porém destaca-se que mesmo com os intercâmbios não é possível garantir que o sistema seja mantido apenas com geração hidráulica, e que a maior ENA do Sul não é suficiente para abastecer os outros subsistemas no período seco.

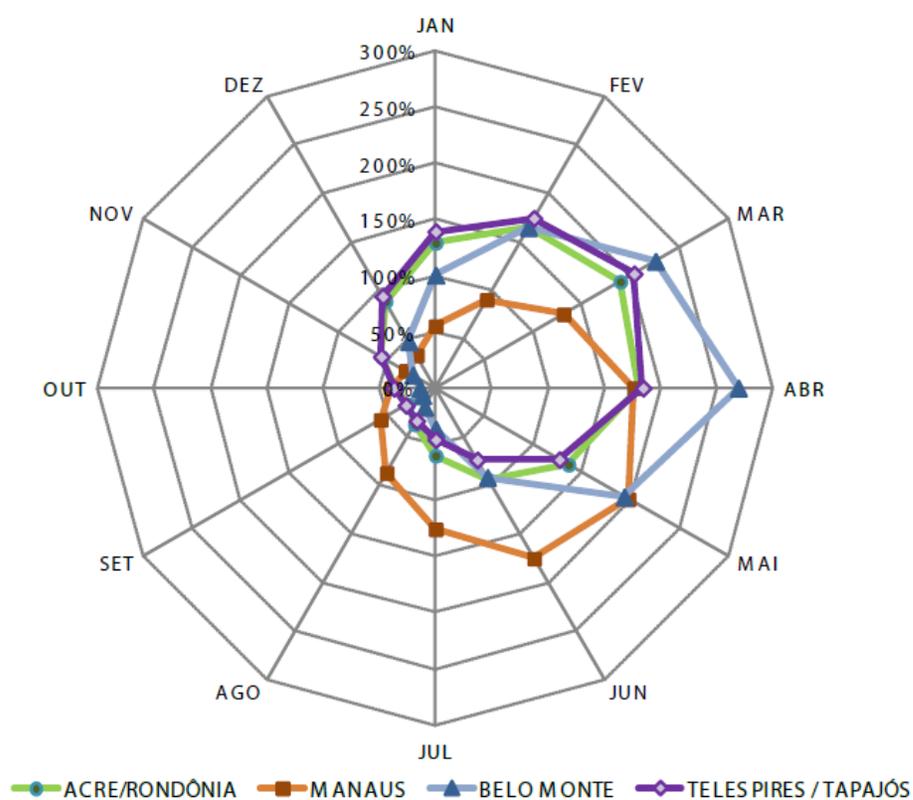


Figura 9 - Média de longo termo da ENA mensal (%) (Fonte: EPE, 2012)

As bacias na região amazônica são apresentadas na Figura 9. As usinas do subsistema Acre/ Rondônia e as do Teles Pires e Tapajós, muito similares entre si, também apresentam grandes cheias no período úmido.

O mês de abril é aquele cuja afluência à usina de Belo Monte é maior, sendo superior a 250% da média histórica anual, enquanto no mês de fevereiro as afluências à região Sudeste/Centro-Oeste são mais favoráveis.

A Figura 10 mostra a quantidade de energia que pode ser armazenada em cada região do país, para o ano de 2011 e 2020 (EPE, 2013).

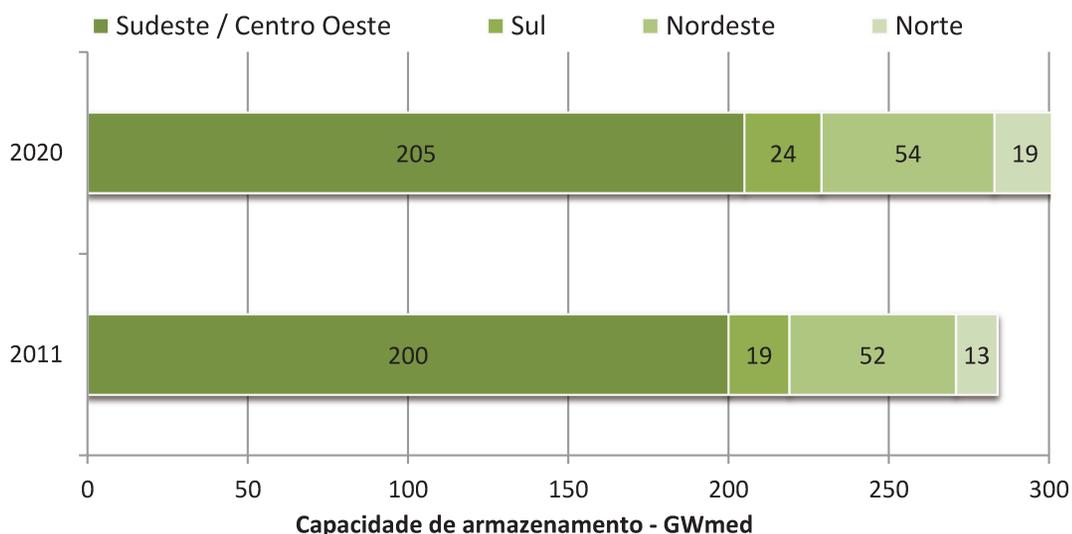


Figura 10 - Capacidade de armazenamento em 2013 e estimativa para 2020 (Fonte: EPE, 2013)

Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam 71% do SIN, seguida pela região Nordeste, com 18% da capacidade de energia armazenável máxima do Brasil. As regiões Sul e Norte possuem, respectivamente, 7% e 4% da capacidade de armazenamento total prevista para o início de 2011 (EPE, 2013)

Ao se comparar o ano de 2020 com o ano de 2013 é calculado um crescimento de 6%, que é inferior à capacidade das usinas instaladas (EPE, 2013). Isto ocorre, pois nessa previsão foram consideradas apenas aumento da produtividade nas cachoeiras existentes. Entretanto, a maioria das usinas viáveis neste horizonte está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes. (EPE, 2013)

Grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d’água”, ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as

quais: a impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico (EPE, 2013).

4. Otimização de sistemas hidroenergéticos

4.1. Técnicas de otimização

LABADIE (2004) realizou um estudo do estado da arte avaliando o problema de operação de vários reservatórios por diversas técnicas de otimização, essas técnicas são listadas abaixo com análises feita pelo autor e outros trabalhos relevantes sobre elas, o autor ainda dividiu em dois grupos, a otimização estocástica explícita e a implícita.

Otimização estocástica Implícita: otimização de Monte Carlo otimização baseada em uma série continua histórica ou sintética, as correlações estão implícitas nessas séries.

Programação Linear (PL): Apresenta diversos pontos positivos como a facilidade de resolução, convergência para ótimos globais, não necessita de uma solução inicial fornecida pelo usuário e facilidade de montagem, para sistemas de baixa complexidade (sem presença de funções não lineares) é o método indicado, entretanto sistemas que utilizam funções não lineares como é o caso do setor elétrico brasileiro necessitam do desmembramento de funções na tentativa de linearizar o problema.

Modelo de fluxo de rede: O modelo de fluxo de rede consiste em esquematizar os reservatórios e suas afluições com o tempo, formando uma rede (2 dimensões) dinâmica. LABADIE (2004) descreve sucesso na utilização deste modelo em cascatas isoladas. TOSCANO (2009) relata que esse modelo se mostrou eficiente para o despacho econômico de sistemas hidrotérmicos.

Programação não linear (PNL): Devido à presença de funções quadráticas na função objetivo quando tratamos de problemas de geração de energia hidrelétrica, essa técnica apresenta um grande poder de resolução.

Barros et al (2003) utilizou um modelo SLP para o caso brasileiro e concluiu que o modelo foi eficiente computacionalmente e preciso, apresentando resultados promissores.

Programação Dinâmica (PD) junto da programação linear são as técnicas de otimização mais utilizadas quando se trata de problemas de recursos hídricos e operação de reservatórios (LABADIE, 2004). A programação dinâmica (PD) foi introduzida por (BELLMAN, 1954) e implementada por (HOWARD, 1960). Decompõem o problema inicial (mais complexo) e diversos subproblemas e os resolve sequencialmente, entretanto é suscetível à chamada “praga da dimensionalidade” onde há uma explosão exponencial de variáveis dificultando a resolução.

PIANTADOSI (2007) cita ainda que a aplicação da programação dinâmica é a mais utilizada em problemas de operação de reservatórios e que tradicionalmente é utilizada com intuito de maximizar o lucro proveniente da geração de energia, também encontram-se abordagens com objetivo de minimizar o impacto ambiental. O autor utiliza a programação dinâmica estocástica que pode ser considerada uma adaptação dessa técnica para variáveis estocásticas.

No estudo citado a Programação dinâmica estocástica é utilizada com a métrica de Risco CVaR (*Conditional Value at Risk*) para gerenciar as águas pluviais que interferem no armazenamento dos reservatórios, com estudo de caso feito na Austrália.

Programação dinâmica diferencial (PDD) é um aperfeiçoamento da programação dinâmica na tentativa de minimizar as dificuldades decorrentes da dimensionalidade. Necessita que a função objetivo seja diferenciável, isto é todas as variáveis presentes direta ou indiretamente na função objetivo devem ser diferenciáveis. Apresenta convergência quadrática similar ao método de Newton.

Otimização estocástica Explícita: utiliza modelos previsores de séries com bases probabilísticas, para busca de eventos futuros, dentro deste conjunto (LABADIE, 2004) destaca (Programação dinâmica estocástica, Modelo de controle estocástico, Otimização multiobjetivo, Modelo de controle real).

Destacam-se também os algoritmos genéticos e evolutivos que a partir da década de 90 começaram a serem mais difundidos, alguns estudos mais recentes utilizam essas técnicas para a resolução do problema da operação de sistemas energéticos.

O PSO (*Particle swarm optimization*) (KENNEDY; EBERHART, 1995) é uma técnica a partir do trabalho de simular o movimento de bandos de pássaros. Sua ideia básica é realizar a otimização através da cooperação individual e compartilhamento de informações. PSO é semelhante ao algoritmo evolutivo, em que cada uma das soluções para o problema potencial é uma partícula no espaço de busca.

(HUANG, 2009) realizou um estudo com CPNSO (*Chaotic Particle Swarm Optimization Algorithm with Niche*) É uma técnica derivada do PSO, porém com um status de busca caótica, a ideia básica do algoritmo de pesquisa é caótica para mapear as variáveis a partir do espaço caótico para o espaço de solução, e, em seguida, realizar a pesquisa por meio da ergodicidade e propriedade intrínseca estocástica de variáveis caóticas. O algoritmo de busca caótica não é sensível ao valor inicial, tem facilidade de se livrar de convergência local, na busca rápida, precisa e convergência assintótica global.

Considerando-se a velocidade de convergência do algoritmo PSO que é elevada, no início da evolução a pesquisa caótica é usada em pequena probabilidade, enquanto que no fim da evolução a pesquisa caótica é usada na probabilidade quase 1 para aumentar a eficiência de computação (HUANG, 2009).

HUANG (2009) aplicou esse método em uma cascata hidráulica com o objetivo (FO) de maximizar a geração anual de energia elétrica, os resultados foram comparados com a programação dinâmica diferencial. O autor chegou a uma resposta em um tempo de 47 segundos para o CPNSO contra 1428 segundos para a PDD, uma

redução de 96% no tempo computacional. Além da redução no tempo o resultado final da função objetivo foi ligeiramente maior, cerca de 2% maior para o CPNSO.

LOPES (2001) avaliou três diferentes abordagens para a função objetivo de um modelo hidroenergético: maximizar a produção total de do sistema, minimizar a complementação de energia e maximizar o lucro sobre a energia secundária. O resultado que se mostra aplicável no caso em estudo é a da minimização da complementação de energia, de modo que a geração não seja necessariamente a máxima, porém, evita picos desnecessários.

No mesmo estudo o autor chegou a duas regras de operação para o esvaziamento de reservatórios: Em um sistema em paralelo os reservatórios que apresentam menor fator de redução de volume devem ser esvaziados primeiro, já para reservatórios em série a tendência é que eles sejam esvaziados de montante para jusante, podendo ter alguma alteração caso exista algum reservatório com fator de redução muito pequeno.

LOPES (2001) também fez um estudo para avaliação de otimização a longo período que levaram a mais três regras:

- Minimizar o vertimento de modo que o reservatório seja esvaziado por turbinagem, para acomodar um volume afluente futuro.
- Minimizar vertimento de uma usina fio d'água diminuindo a turbinagem de um reservatório a montante (quando a usina de jusante estiver com a capacidade máxima).
- Quando usinas do tipo fio d'água de jusante estiverem ociosas pode ser necessário vertimento de montante, desde que a usina de montante tenha uma produtividade incremental baixa.

4.2. Modelos de otimização

A otimização da operação de sistemas hidrotérmicos é um dos mais complexos problemas da Engenharia de Recursos Hídricos (ZAMBON, 2008)

A otimização refere-se à resolução de problemas onde se busca minimizar ou maximizar uma função objetivo através da escolha de valores para as variáveis do problema.

A criação de tal problema ou modelo também representa um grande desafio. A interpretação do mundo real, com ou sem simplificações, permite a elaboração de modelos aplicáveis a problemas, cabe ao pesquisador avaliar quais simplificações são benéficas ao trabalho realizado, tornando viável a otimização.

Na Figura 11 é apresentado um fluxograma das etapas para obtenção de respostas de um dado problema inicial utilizando um modelo.

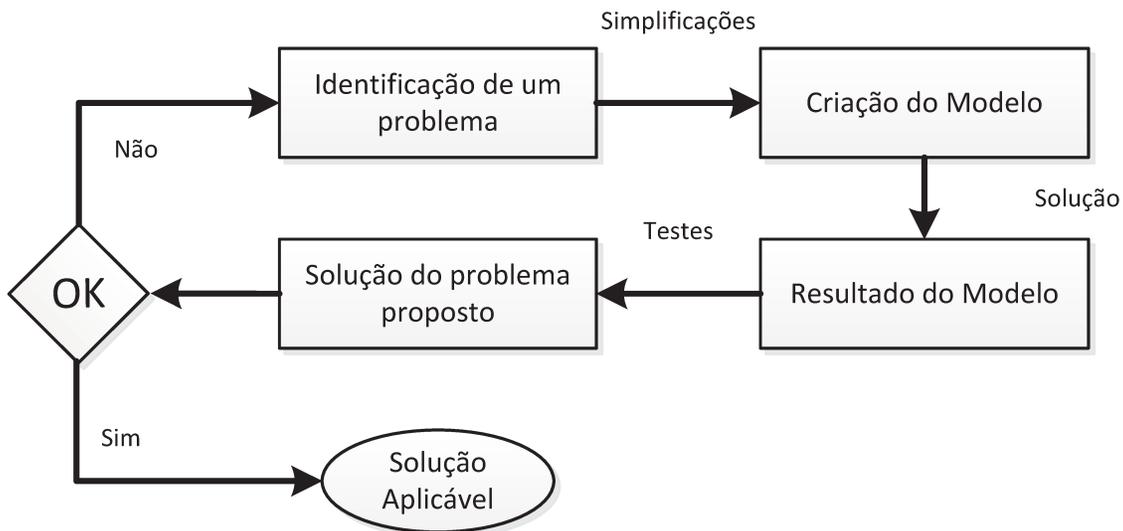


Figura 11 - Etapas do desenvolvimento de um modelo

A avaliação do resultado obtido é fundamental para consideração da consistência das simplificações propostas durante a criação do modelo.

Modelo de planejamento do SIN:

A complexidade do sistema brasileiro de energia elétrica é tão grande que um modelo que considera todas as variáveis sem realizar simplificações ou aproximações necessitaria de tantas informações e esforço computacional que o tornaria inviável.

Dentre as simplificações que são adotadas para a viabilização dos modelos tem-se principalmente: o agrupamento em reservatórios equivalentes para cada subsistema, consideração de uma taxa fixa na perda de energia na transmissão, consideração de uma produtividade média nas usinas, entre diversas outras.

Diversos modelos foram construídos com o intuito de subsidiar o planejamento da operação do setor energético brasileiro, apesar de um único modelo ser utilizado para o planejamento oficialmente, existem diversas pesquisas em universidades e institutos que desenvolveram outros modelos que se mostram válidos, pode-se destacar os seguintes modelos:

NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes) é o modelo utilizado pelo SEB, é um modelo linearizado, estocástico, que representa os subsistemas como reservatórios equivalentes agregados e interligados, utiliza a programação dinâmica dual estocástica (PDDE) para determinar o planejamento da operação em um horizonte de cinco anos. (CEPEL, 2006).

Os Intercâmbios são tomados como variáveis de decisão. É composto de quatro módulos, o primeiro módulo é para o cálculo do sistema equivalente, o segundo módulo é utilizado para o cálculo da energia afluenta (séries sintéticas), o terceiro módulo faz o cálculo da política de operação hidrotérmica e finalmente o quarto módulo de simulação e operação (CEPEL, 2006).

Utiliza uma coletânea de séries sintéticas de vazão, e assim faz os cálculos do custo marginal de cada subsistema.

A principal função do NEWAVE é estimar o valor do Custo Futuro (CF) que é repassado a o modelo DECOMP para avaliação do impacto da utilização de água nos reservatórios.

O modelo NEWAVE é, portanto, complementado pelo modelo DECOMP que é responsável pelo planejamento de médio prazo. Seu objetivo é determinar as metas mensais de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito a afluências estocásticas de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. (CEPEL, 2006)

O modelo está formulado como um problema de programação linear, representando as características físicas e as restrições operativas das usinas hidroelétricas de forma individualizada. (CEPEL, 2006)

Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada subsistema, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga. (TOSCANO, 2009)

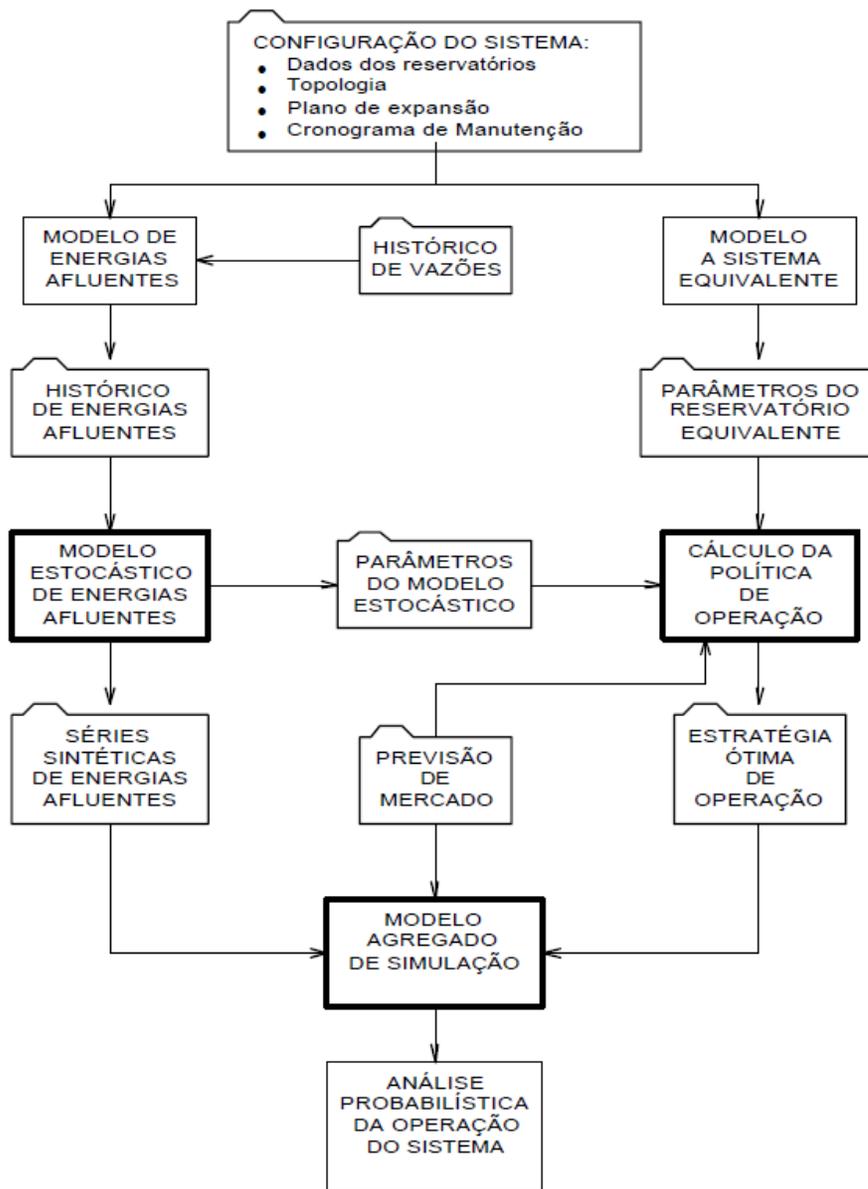


Figura 12 - Esquema de funcionamento do modelo NEWAVE (Fonte: CEPEL, 2006)

SolverSIN (LOPES, 2007): é um modelo que utiliza o agrupamento de reservatórios em subsistemas com reservatórios equivalentes, considera a demanda por subsistema os intercâmbios são restrições para as trocas de energia entre os subsistemas. O modelo utiliza curvas de custo de usinas térmicas, o modelo tem planejamento fixo em 24 meses, entretanto ter-se-á com o presente trabalho a implementação de período de planejamento variável. A técnica de otimização é feita

com auxílio do software GAMS, os Solvers utilizados são o MINOS (MURTAGH e SAUNDERS, 1987) que é PNL e o SNOPT (GILL et al, 2002)

SISOPT (BARROS, 2003): modelo determinístico desenvolvido em uma parceria entre a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e *University of California* para otimização de sistemas hidroenergéticos de grande porte, utilizando programação linear (PCx) e programação não linear (MINOS), entretanto não considera a geração termelétrica e o SIN. ZAMBON (2008) notou que o uso da PNL é necessário para se alcançar resultados coerentes devido à presença de funções não lineares na geração de energia de fonte hidráulica.

BARROS (2003) fez um estudo para o planejamento de uma cascata (Paranapanema), uma bacia (Paraná) e o sistema todo, utilizando PNL, também foi criada uma versão linearizada do estudo utilizando assim a PL e sendo possível realizar uma comparação entre PL e PNL, a conclusão alcançada foi que para o modelo em estudo a PL teve resultados equivalentes à PNL e com tempo computacional inferior, entretanto a PNL mostrou uma precisão maior e mostrou de grande valia na operação em tempo real.

HIDROTERM (ZAMBON, 2008) é um modelo de múltiplos cenários que considera cada usina individualmente, considera a geração termelétrica, os intercâmbios de energia e a demanda agrupada nos quatro subsistemas. Pode ser decomposto em duas etapas separadas, uma para a parte hidráulica (HIDRO) e outro para a parte térmica (TERM).

O Sistema de Suporte a Decisão - SSD HIDROTERM (ZAMBON, 2008) é o modelo completo, também a possibilidade de utilizar diversas técnicas de otimização através do software GAMS.

ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional) (Carvalho & Soares 1987) é um modelo que utiliza a técnica de otimização em malha, onde a cada entrada t (tempo) é resolvido um problema com condições iniciais distintas que servirão para

modificar as condições de $(t + 1)$, porém só a condição ótima de t é considerada em $(t + 1)$.

TOSCANO (2009) fez comparações entre o modelo ODIN e o modelo NEWWAVE, nessas comparações utilizou a previsão do modelo com período variável entre 12 e 23 meses, pois, como para cada intervalo 't' considerado (mensal) existe um novo problema de otimização, ao se considerar longos períodos haverá um esforço computacional grande.

Outras metodologias são utilizadas para complementar o modelo ODIN, são eles (HydroMax) otimização, (HydroPrev) previsão e (HydroSIN LP) para simulação.

Na Tabela 4 são dispostas as principais informações de modo comparativo entre os diversos modelos listados nessa seção.

Tabela 4 - Análise comparativa dos modelos listados

Modelo	Usinas agrupadas	Técnica de otimização	Intercâmbios	Energia termelétrica
NEWAVE	S	PDDE	S	S
ODIN	N	FR	S	S
HIDROTERM	N	PNL	S	S
SolverSIN	S	PNL, PNLE*	S	S
SISOPT	N	PL, PNL	N	N

* A técnica PNLE (Programação não linear estocástica será implementada neste trabalho)

O desenvolvimento de novos modelos de planejamento do SIN é de grande utilidade para o setor, pois são novas metodologias utilizadas para representar um mesmo problema e assim ter mais uma resposta. De modo que a convergência de um conjunto de respostas pode indicar uma solução interessante para o problema.

Pode-se inclusive destacar uma solução robusta tendo uma convergência de soluções para o mesmo problema.

Quando se dispõem de um conjunto de respostas, tem-se também o benefício de verificar se a solução de um dado modelo esta fora do padrão dos outros, isto é, seu resultado destoa do conjunto de soluções, assim permitindo a identificação de possíveis pontos fracos neste modelo.

A comparação entre modelos nem sempre é viável e funcional, como dito anteriormente cada técnica de programação tem suas limitações e indicações. O intuito do desenvolvimento de novos modelos é a adição de mais uma resposta a um problema de grande complexidade, permitindo um embasamento para a tomada de decisão.

A possibilidade de trabalho com diferentes modelos que utilizam diferentes formulações e técnicas é totalmente benéfica ao SEB, permitindo uma análise crítica das decisões tomadas para o planejamento de operação das usinas, decisões estas que são diretamente relacionadas com o abastecimento energético nacional.

4.3. SolverSIN

SolverSIN (LOPES, 2007) é um modelo que faz a otimização do planejamento da operação do SIN. O modelo contempla uma base de dados obtida do deck de preços disponibilizado pela CCEE e outros dados que são extraídos dos arquivos de saída do modelo NEWAVE o “pmo.dat”. (LOPES, 2007).

O modelo SolverSIN utiliza-se de dois métodos de otimização, um deles é o *General Algebraic Modeling System* (GAMS) que é um software comercial e contém diversos Solvers contemplando diversas técnicas de programação, destacando-se as mais utilizadas no modelo tem-se (MINOS, CONOPT e SNOPT) além deste, conta com a possibilidade de utilização do Solver do Excel.

O modelo SolverSIN é um modelo determinístico que tem como entrada as séries de ENA. A partir da entrada de uma série, que pode ser a MLT podem ser escolhida o processamento com a série MLT ou com algum percentil desta série (5, 10, 25, 50, 75,

90 e 95%), e também máximos e mínimos históricos. Com isso o modelo permite a otimização de cenários úmidos e secos estatisticamente baseados na série de ENA.

É um modelo que utiliza a técnica de reservatórios equivalentes, agregando o SIN em quatro subsistemas, considerando os intercâmbios de energia elétrica entre cada uma destes subsistemas.

Na tela principal do modelo são apresentados gráficos e tabelas com informações sobre: energia armazenada, curvas de custo térmico, balanço hídrico e valor esperado do CMO para o horizonte de planejamento. Na Figura 13 verifica-se a interface do SolverSIN.

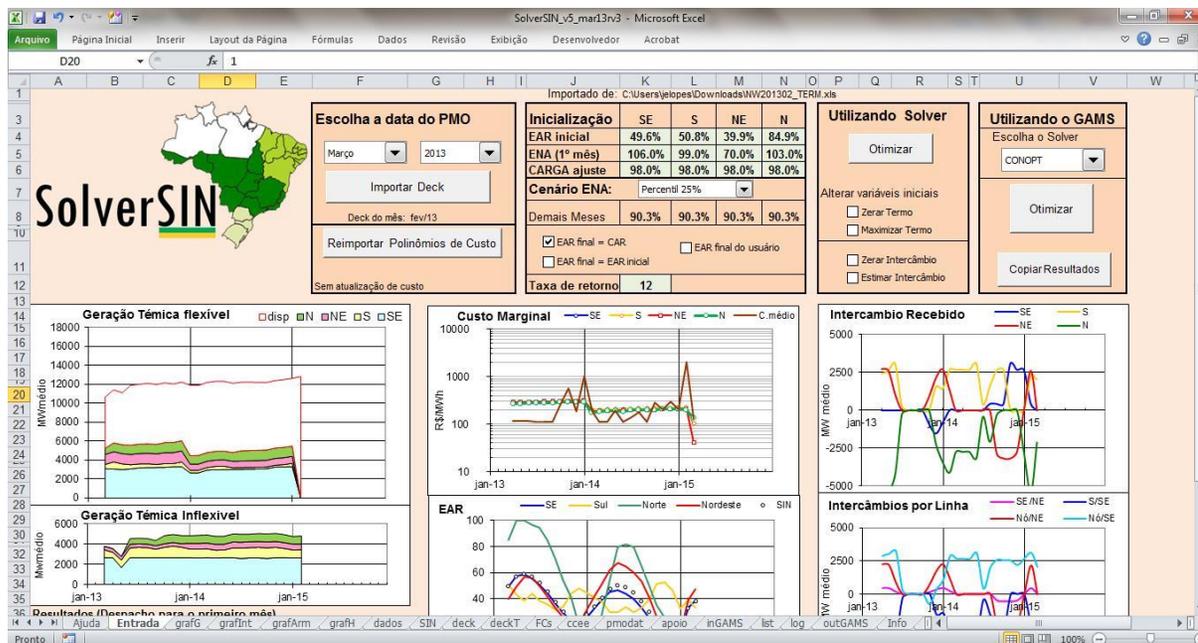


Figura 13 - Interface do SolverSIN

Após o desenvolvimento do SolverSIN, como produto de outros trabalhos do autor foram criadas adaptações para a contemplação do software em outros projetos, tem-se o SolverSIN Gishelle, o SolverSIN BR, apenas o SolverSIN BR que se diferencia por utilizar a otimização do SIN como um todo, sem fazer a divisão em quatro subsistemas.

O modelo SolverSIN foi desenvolvido para planejamento de sistemas hidrotérmicos de grande porte, com horizonte de planejamento de 24 meses. Deste

modo ele contempla uma base de dados atualizável mensalmente com diversos parâmetros do setor energético, são eles:

O modelo SolverSIN é elaborado com base no balanço hidroenergético, o princípio dos equacionamentos é apresentado abaixo, todo os procedimento citados são retirados da tese de doutorado (LOPES, 2007) e deve ser consultada para maiores detalhes:

O balanço hidroenergético de um sistema de reservatórios equivalentes é representado por:

$$\begin{aligned}
 EAR(tt, i, CE) = & EAR(tt - 1, i) * \frac{EARmax(tt, i)}{EARmax(tt - 1, i)} \\
 & + (ENAliq(tt, i) - PVT(tt, i) - PVQ(tt, i) - GH(tt, i) \\
 & - VT(tt, i)) * adj(tt) + folga(t, i)
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Onde:

$$\begin{aligned}
 PVT(tt, i, CE) = & a0(i) + a1(i) * \left(ENAbrt(tt, i, CE) * \frac{EAR(tt - 1, i, CE)}{EARmax(tt - 1, i)} \right) \\
 & + a2(i) * \text{sqr} \left(ENAbrt(tt, i, CE) * \frac{EAR(tt - 1, i, CE)}{EARmax(tt - 1, i)} \right)
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

$$PVQ(tt, i, CE) = c0(i) + c1(i) * 100 * \frac{EAR(tt - 1, i, CE)}{EARmax(tt - 1, i)} \tag{4.3}$$

$$adj = ndm/30.4375 \tag{4.4}$$

Onde:

$EAR(i, t)$: Energia Armazenada (MWmês) do subsistema i no intervalo t .

$ExpEAR(i, t)$: Variação instantânea na energia armazenada causada pela expansão do subsistema quando uma nova usina é adicionada (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; com conseqüente alteração simultânea da capacidade de armazenamento ($EARmax$).

$ENA(i, t)$ = Energia Natural Afluyente (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$GH(i, t)$ = Geração Hidráulica (MWmédio) do subsistema i no intervalo t

$VT(i, t)$ = Energia Vertida (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo à soma da energia perdida por vertimento quando do enchimento do reservatório equivalente. Só ocorre quando $EAR = EAR_{max}$.*

$PVT(i, t)$ = Perdas por Energia Vertida (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo à perda de energia por vertimento antes do enchimento do reservatório equivalente. Este termo não é nulo quando $EAR < EAR_{max}$.*

$PVQ(i, t)$ = Perdas na geração hidráulica por Variação da Queda em relação à queda média (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$EL(i, t)$ = Energia perdida por Evaporação Líquida dos Lagos (MWmédio) do subsistema i no intervalo t ; *correspondendo à diferença entre a evaporação atual do lago e a evapotranspiração anterior da área inundada.*

$UC(i, t)$ = Energia perdida por Usos Consuntivos na bacia (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$VM(i, t)$ = Variação instantânea na energia armazenada retida pelo enchimento de volume morto de nova usina (MWmédio) do subsistema i no intervalo t .

$ajd(t)$ = Fator de ajuste em função da duração em dias do intervalo t ; *considerando as variáveis expressas em MWmês calculadas com o mês médio de 30,4375 dias.*

$ndm(t)$ = número de dias do intervalo de tempo t .

$a0, a1, a2, a3$: polinômios da curva de perdas por vertimento.

Balanço de Energia:

$$DE(i, t) = GH(i, t) + GTif(i, t) + GN(i, t) + Gpqu(i, t) + IP(i, t) + INTrec(i, t) - INTfor(i, t) - PTr(i, t) + DEF(i, t) \quad (4.5)$$

$$PTr(i, t) = INTfor(i, t) * ftPTr \quad (4.6)$$

DE(i, t): Demanda de Energia Elétrica (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*; correspondendo ao consumo total do subsistema mais as perdas de transmissão e distribuição.

GTif(i, t): Geração Térmica Mínima ou Inflexível (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*; correspondendo a soma de todas usinas térmicas consideradas inflexíveis.

GTad(i, t): Geração Térmica Adicional ou acima da mínima (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*; correspondendo a soma de toda produção das usinas térmicas acima da inflexível.

GN(i, t): Geração Nuclear (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*.

Gpqu(i, t): Geração de Pequenas Usinas (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*; correspondendo a soma da geração de PCHs, Eólicas, etc...

IP(i, t): Importação (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*; correspondendo a energia recebida de fora do sistema considerado (ou fornecida).

INTrec(i, t): Intercâmbio Recebido (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*; correspondendo a energia recebida de outros subsistemas vizinhos.

INTfor(i, t): Intercâmbio Fornecido (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*; correspondendo a energia fornecida para outros subsistemas vizinhos.

PTr(i, t): Perdas no Intercâmbio (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*.

DEF(i, t): Déficit ao atendimento da demanda (MWmédio) do subsistema *i* no intervalo *t*.

ftPTr: Fator de Perdas no Intercâmbio (adimensional).

Balço de Intercâmbios

$$\sum_i (INTf(t, i, CE) = \sum_i INTr(t, i, CE) + \sum_i PTr(t, i, CE) \quad (4.7)$$

Modelo de otimização:

$$CGTad = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (Ct(i, t) * adj(t) * \lambda(t)) \quad (4.8)$$

$$CINT = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (INTfor(i, t) * CuINT * conv(t) * \lambda(t)) \quad (4.9)$$

$$CDEF = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (DEF(i, t) * CuDEF * conv(t) * \lambda(t)) \quad (4.10)$$

$$CVT = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (VT(i, t) * CuVT * conv(t) * \lambda(t)) \quad (4.11)$$

$$CFUT = \left(\sum_{i=1}^n EARmax(i, t) - \sum_{i=1}^n EAR(i, t) \right) * CuFUT * conv(t) * \lambda(t) \quad (4.12)$$

$$Ct(t, i, CE) = b1(t, i) * GTad(t, i, CE) + b2(t, i) * GTad(t, i, CE)^2 + b3(t, i) * GTad(t, i, CE)^3 + b4(t, i) * GTad(t, i, CE)^4 \quad (4.13)$$

$$conv(t) = ndm(t) * 24/1000000 \quad (4.14)$$

$$\lambda(t) = 1 / \left(\frac{TxRet}{100} + 1 \right)^{\left(\frac{t}{12} \right)} \quad (4.15)$$

Onde:

n: é o número total de subsistemas.

t: é o número de meses do horizonte de planejamento.

CO: custo total da operação em milhões de R\$.

CGTad: custo total da geração térmica adicional em milhões de R\$.

CINT: custo total do intercâmbio em milhões de R\$.

CDEF: custo total do déficit em milhões de R\$.

CVT: custo total do vertimento em milhões de R\$.

CFUT: custo futuro pós horizonte atribuído à diferença entre a capacidade e o estado final de armazenamento de energia em milhões de R\$.

CuINT: custo unitário de intercâmbio (R\$/MWh).

CuDEF: custo unitário do déficit (R\$/MWh).

CuVT: custo unitário do vertimento (R\$/MWh).

CuFUT: custo unitário da energia não armazenada para uso pós horizonte (R\$/MWh).

Ct(i, t): custo da geração térmica adicional no intervalo de tempo t para o subsistema i em milhões de R\$/mês.

λ : taxa de desconto no intervalo de tempo t .

TxRet: taxa de desconto anual em %

Conv(t): fator de conversão do custo em R\$/MWh para milhões de R\$/mês no intervalo de tempo t .

b: polinômios da curva de custo térmico

Resultando no sistema de otimização:

Função objetivo

$$\text{Min } CO = CGTad + CINT + CDEF + CVT + CFUT \quad (4.16)$$

Sujeito a:

Balanco de energia

$$\begin{aligned} DE(i, t) = & GH(i, t) + GTif(i, t) + GN(i, t) + Gpqu(i, t) + IP(i, t) \\ & + INTrec(i, t) - INTfor(i, t) - PTr(i, t) + DEF(i, t) \end{aligned} \quad (4.5)$$

Balanco hidroenergético

$$\begin{aligned} EAR(tt, i, CE) = & EAR(tt - 1, i) * \frac{EARmax(tt, i)}{EARmax(tt - 1, i)} \\ & + (ENAliq(tt, i) - PVT(tt, i) - PVQ(tt, i) - GH(tt, i) \\ & - VT(tt, i)) * ajd(tt) + folga(t, i) \end{aligned} \quad (4.1)$$

Balanco de intercâmbios

$$\sum_i (INTf(t, i, CE) = \sum_i INTTr(t, i, CE) + \sum_i PTr(t, i, CE) \quad (4.19)$$

Armazenamento mínimo e máximo

$$EARmin(i, t) \leq EAR(i, t) \leq EARmax(i, t) \quad (4.20)$$

Capacidade de Geração hidráulica e geração para garantir a vazão mínima

$$GHmin(i, t) \leq GH(i, t) \leq GHmax(i, t) \quad (4.21)$$

Capacidade de geração térmica adicional

$$0 \leq GTad(i, t) \leq (GTmax(i, t) - GTif(i, t)) \quad (4.22)$$

Limites de Intercâmbio mínimo e máximo

$$0 \leq INTrec(i, t) \leq INTrecmax(i, t) \quad (4.23)$$

$$0 \leq INTfor(i, t) \leq INTformax(i, t) \quad (4.24)$$

A partir dessa formulação o problema pode ser otimizada para obtenção de uma solução para o modelo.

Previsão do mercado, geração de pequenas usinas, limites de intercâmbio entre cada subsistema e o nó, procedimentos operativos de curto prazo (POCP), capacidade de geração térmica flexível e inflexível, funções de custo, garantias físicas das usinas, capacidade de geração hidrelétrica, uso consuntivo, evaporação, volume morto, volume de espera, ENA, EAR, e CO (Norte).

A partir do mês de Agosto de 2013 a ANEEL extinguiu a utilização da metodologia da CAR (Instituída pela RES 109/2002) para planejamento, substituindo por uma nova metodologia chamada CVaR (*Conditional Value at Risk*) baseada na resolução do CNPE nº03/2013. (ANEEL, 2013)

Método utilizado para estabelecimento das séries de ENA no modelo SolverSIN: O modelo utiliza a seguinte heurística para estabelecimento da ENA futura, o primeiro mês recebe a porcentagem de ENA do mês anterior, a partir do terceiro mês a entrada é o valor escolhido pelo usuário em função da média de longo termo do histórico de ENA's, sendo que o segundo mês recebe o valor da média entre o primeiro e o terceiro mês.

Após o processamento via software de otimização os resultados do planejamento sugerido pelo modelo são apresentados em gráficos e tabelas conforme Figura 14, Figura 15 e Figura 16.

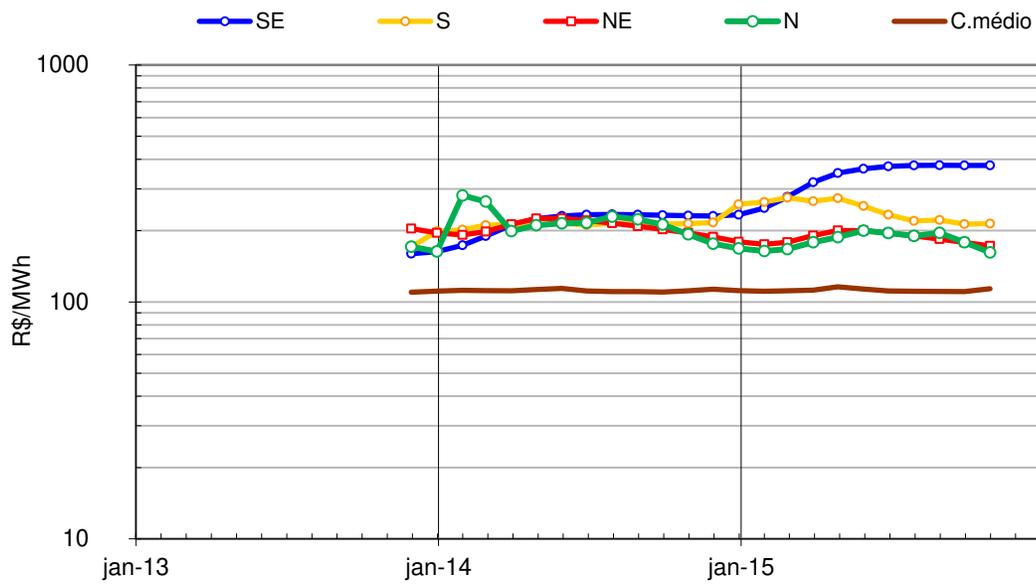


Figura 14 - Custo Marginal previsto pelo SolverSIN

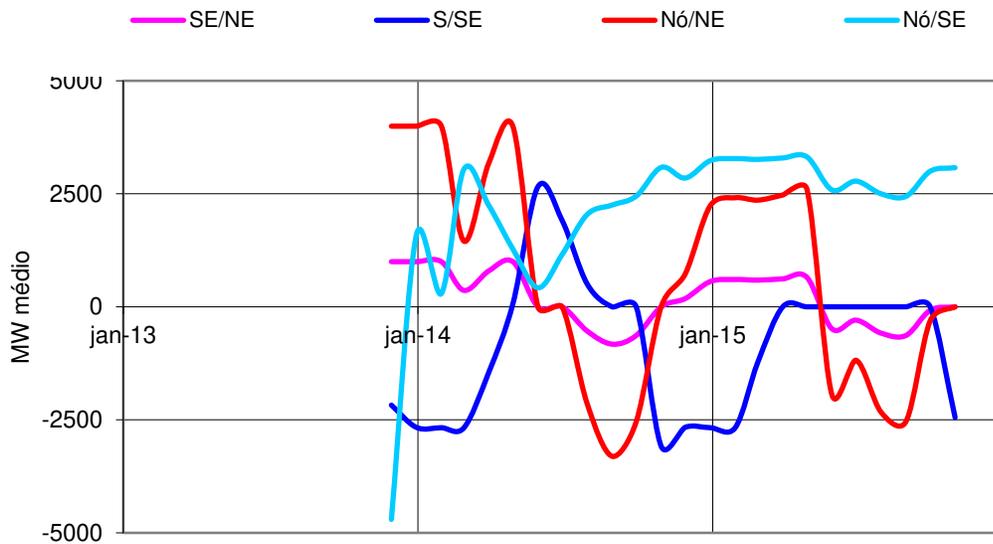


Figura 15 - Intercâmbios de acordo com SolverSIN

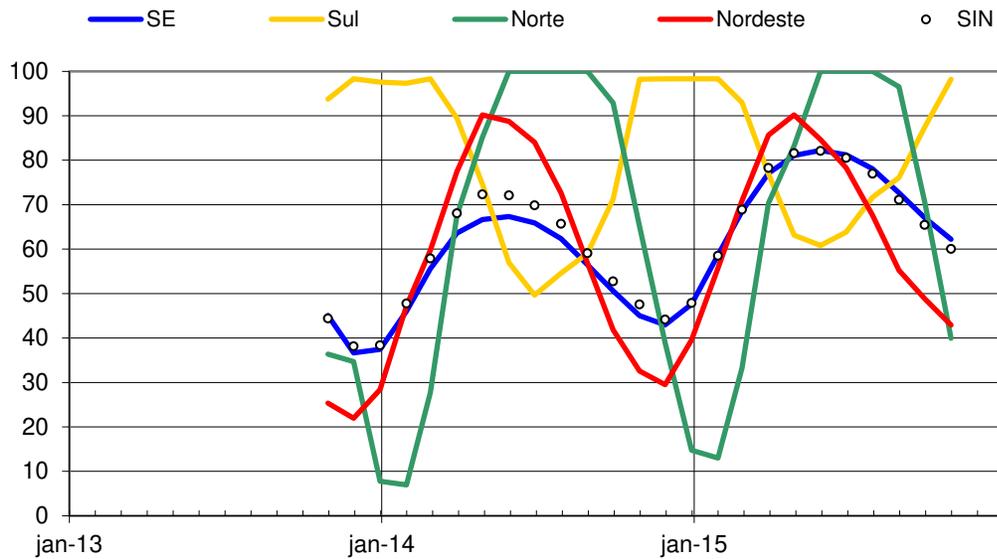


Figura 16 - Energia Armazenada de acordo com o SolverSIN

4.4. Programação estocástica

A programação estocástica considera padrões não determinísticos na elaboração de problemas, como por exemplo, a possibilidade de ocorrência de diferentes cenários, ou a aleatoriedade de uma variável. Geralmente um trabalho que utilize esta técnica apresenta dificuldade de ser analisado, devido ao grande número de informações apresentadas.

4.4.1. Programação estocástica a dois estágios com recurso

É uma técnica apresentada pela primeira vez em (DANTZIG, 1955), no artigo “*Linear programming under uncertainty*”.

Nesta técnica de programação têm-se dois conjuntos de variáveis, um primeiro conjunto de variáveis de decisão de primeiro estágio que são determinadas antes da

realização das variáveis aleatórias. Após o início das variáveis aleatórias tem-se a solução das variáveis de segundo estágio.

O objetivo dessa técnica é encontrar uma solução para as variáveis de decisão que seja bem equilibrada dentre todas as possíveis variáveis aleatórias. (ALEM, 2011).

Uma formulação completa desta técnica e diversas aplicações podem ser encontradas em (BIRGE; LOUVEAUX, 2011)

Com embasamento na programação estocástica a dois estágios foi desenvolvida uma nova metodologia proposta por MULVEY et al. (1995) com o nome de otimização robusta.

Essa nova técnica incorpora a utilização de cenários e busca uma resposta que seja menos sensível para cada cenário. (ALEM, 2011).

4.5. Otimização estocástica robusta

De acordo com MULVEY; VANDERBEI; ZENIOS (1995) a pesquisa operacional tenta construir modelos de mundo real, entretanto fica limitada a formulações que tendem a ser determinísticas para problemas associados a incertezas ou a distribuições probabilísticas.

As incertezas e complexidades são simplificadas prejudicando a resposta do modelo ao mesmo passo que permite sua solução.

As primeiras tentativas da utilização de modelos estocásticos são de BEALE (1955) e DANTZIG (1955), utilizando a programação estocástica linear (SLP).

Por volta dos anos de 1990 iniciam-se diversas pesquisas utilizando uma técnica de basear o problema em um cenário (*scenario based problem*), essa técnica foi nomeada de otimização estocástica robusta.

A otimização estocástica robusta é, portanto, uma abordagem de modelagem que integra conceitos de otimização estocástica a dois estágios com recurso com adaptações.

Otimização estocástica robusta pode ser tomada como um dos caminhos recomendados para modelar problemas que contém incertezas, seja por ruído, estocasticidade ou falta de dados através da discretização de cenários.

Para elaboração dessa metodologia MULVEY et al. (1995) faz duas definições:

Definição 1: *A solução ótima de um modelo de programação estocástica é robusta em relação à otimalidade se ela permanece “perto” da solução ótima para qualquer realização do cenário:*

$$s \in \Omega \quad (4.25)$$

Ω : *Conjunto de cenários*

A isso dá-se o nome de solução robusta

Definição 2: *A solução ótima de um modelo de programação estocástica é robusta em relação à factibilidade se ela for “quase” factível para qualquer realização do cenário $s \in \Omega$. A isso dá-se o nome de modelo robusto.*

Um problema modelado com essa técnica tem suas variáveis divididas em dois grupos, os mesmos grupos da programação estocástica a dois estágios com recurso:

As ditas variáveis livres ou de segundo estágio, que assumem a componente estocástica do modelo (variáveis cenário-dependentes), cada variável torna-se um vetor pois fica indexada em cada cenário utilizado.

Variáveis de primeiro estágio são as que atendem a todos os cenários, um bom exemplo são as respostas finais de um modelo, como se espera uma resposta aplicável para essas variáveis seria insatisfatório ter um conjunto de decisões.

Utilizando a formulação proposta MULVEY et al. (1995) pode-se descrever:

$$x \in \mathbb{R}^{N1}: \text{vetor de decisão (parâmetros incertos)}$$

$$y \in \mathbb{R}^{N2}: \text{vetor de variáveis de controle}$$

Exemplo de LP:

$$\mathbf{min} Z = c^T x + d^T y \quad (4.26)$$

Sujeito a:

$$Ax = b; \quad (4.27)$$

$$Bx + cy = e; \quad (4.28)$$

$$x, y \geq 0 \quad (4.29)$$

$$x \in \mathbb{R}^{N1} \text{ e } y \in \mathbb{R}^{N2}$$

As restrições denotam as restrições estruturais (sem ruído) e as restrições de controle (com ruído).

Para elaboração do problema em OR (Otimização Estocástica Robusta) introduz-se um conjunto de cenários: $\Omega = 1, 2, 3, \dots, S$. Com cada cenário s pertencente ao conjunto Ω .

Somando-se as probabilidades (p) de cada cenário (s) tem-se:

$$\sum_{s=1}^S p(s) = 1 \quad (4.30)$$

Exemplo de RO:

$$\min Z = \sigma(w_1, w_2, w_3, \dots, w_s) \quad (4.31)$$

Sujeito a:

$$Ax = b; \quad (4.27)$$

$$B_s x + c_s y_s + z_s = e_s; \quad (4.32)$$

$$c^T_s x + d^T_s y_s + z_s = w_s \quad (4.33)$$

$$x, y_s \geq 0 \quad (4.34)$$

$$\forall s \in \Omega$$

No exemplo a função w , é a função de custo para cada cenário e a função σ é a função com o somatório incluindo todos os cenários.

No exemplo tratado tem-se uma função das variáveis a serem otimizadas, na equação 4.27 é possível observar a parte determinística do modelo, expressa por variáveis não estocásticas, a equação 4.32 apresenta a parte estocástica do modelo e a equação 4.33 as formulações que permitem o cálculo da componente da função objetivo para cada cenário.

Alguns autores comumente utilizam um vetor de erro que mensura a infactibilidade da solução (variável de folga) utilizada para viabilizar a solução em modelos complexos, que são modelados com otimização estocástica robusta. É possível visualizar a ideia básica desta técnica observando a Figura 17. Em que se exemplifica para um determinado cenário que não tem uma solução factível, utilizando o recurso da variável de folga para se tornar factível.

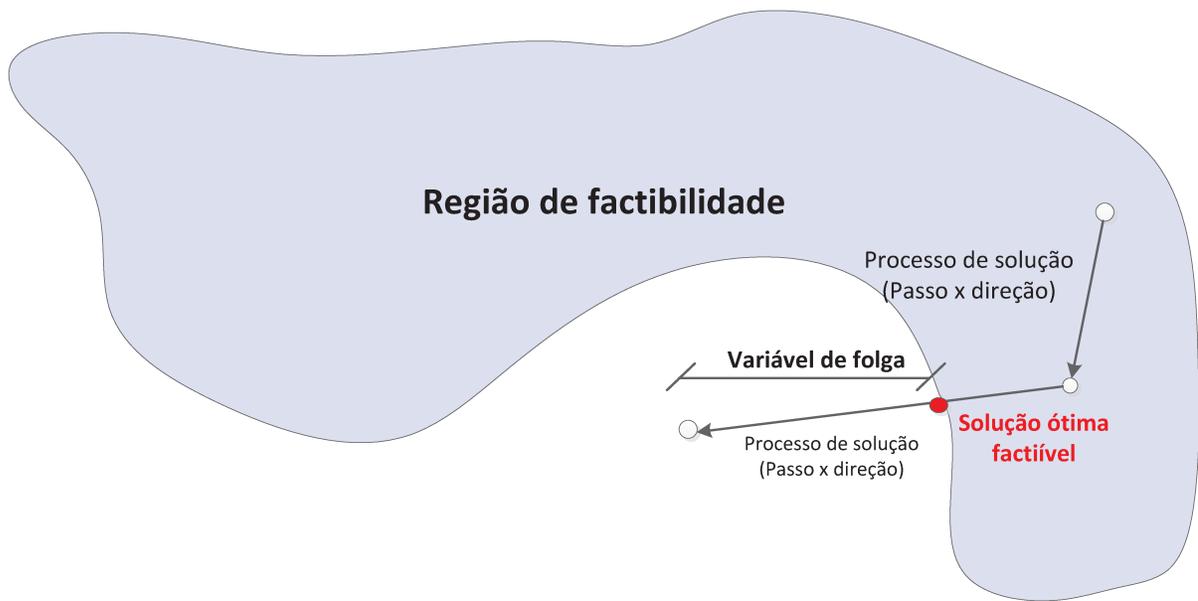


Figura 17 - Variável de folga para um espaço bidimensional

Para múltiplos cenários pode-se estabelecer: $\zeta_s = c^T x + d_s^T y_s$ com probabilidade $p(s)$

Então se tem:

$$w_s = \zeta_s * p(s) \quad (4.35)$$

Portanto, no formato de OR tem-se:

$$\sigma(w) = \sum_{s \in \Omega} w_s \quad (4.36)$$

Isto é, a solução é dada pela soma de cada resposta ótima para cada cenário associada à probabilidade de sua ocorrência.

4.5.1. Restrições e técnicas de processamento da Otimização Robusta

A OR é uma técnica que fica sujeita a explosão no número de variáveis, pois a indexação em cenários transforma variáveis simples em vetores com dimensão 's' (número de cenários).

Um modelo simples que contenha 100 variáveis das quais 50 são de primeiro estágio e 50 de segundo, sendo otimizada para um conjunto de 100 cenários tem um aumento de 100 para 5050 variáveis (50 de primeiro estágio e 5000 de segundo estágio), isto é um aumento de 5000%.

Entretanto é destacável que a solução final é uma solução que abrange todos os cenários, destaca-se que apenas as variáveis de segundo estágio são alteradas para cada cenário.

No estudo de BAI; CARPENTER; MULVEY (1997) foi explorado o uso de um algoritmo que utiliza processamento paralelo para resolver problemas de telecomunicações um algoritmo chamado de LOQO com RLD utilizando o processamento dividido em quatro computadores. Essa técnica não será utilizada neste trabalho

É de se notar que houve um grande desenvolvimento nos computadores, com isso o tempo de processamento tende a se tornar simbólico com o passar dos anos, apesar dos modelos se tornarem mais complexos e sofisticados, o que aumenta no número de processamento, a evolução computacional se mostra suficiente para melhorar o desempenho no processamento.

A utilização de otimização estocástica robusta permite que as incertezas sejam embutidas no modelo, encontrando assim uma solução mais sensível que em modelos determinísticos. Por exemplo a técnica de limitar um modelo a um nível de risco é inferior ao se comparar com uma otimização para todos os cenários possíveis e a escolha ser decidida para um caso geral.

BAI et al. (1997) ainda apresentam uma comparação entre OR e SLP

Tabela 5 - Comparação entre modelo OR e SLP

OR	SLP
Minimiza os momentos máximos	Minimiza um momento
Pouca variabilidade	Ignora decisão
Decisor agressivo	Aversão a risco
Possibilidade de explosão de variáveis	Linear
	Bons resultados para distribuições assimétricas

5. Metodologia

5.1. Aplicativo organizador de séries históricas de ENA (SHENA)

Como descrito anteriormente, as séries de Energia Natural Afluente dependem da configuração de cada usina em um dado subsistema. No caso em estudo, essa série depende da configuração de todas as usinas de um subsistema.

Como esses dados são reavaliados mensalmente, foi necessário o desenvolvimento de um aplicativo que, a partir de um arquivo de entrada “pmo.dat”, que é um relatório de saída do modelo NEWAVE, realiza a leitura e a identificação de todas as séries de ENA, de acordo com a configuração da data, e apresenta isso de modo que um usuário acesse esses dados com facilidade e pode então utilizar no SolverSINR.

Este aplicativo foi desenvolvido em ambiente de planilha Excel, com recurso de *Visual Basic for Applications (VBA)*, um aplicativo, que, de acordo, com necessidades de um usuário, pode criar séries de ENA:

O aplicativo SHENA basicamente pode ser descrito como três rotinas:

Rotina 1: Indicação do diretório onde o arquivo “pmo.dat” está gravado, e verificação se o arquivo se encontra no padrão de leitura estabelecido “txt”. Em caso afirmativo, é iniciada a cópia de cada palavra contida no txt para uma aba do Excel. O

método utiliza o recurso de identificar o caractere “ “ como separador de *strings*, possibilitando a separação de cada dado do txt em uma célula da planilha.

Rotina 2: Com o arquivo PMO já importado para a planilha é iniciada a separação dos dados nos 4 subsistemas. A identificação dos dados desejados é realizada através da busca de palavras chaves compreendidas no texto do relatório PMO (“pmo.dat”). São identificadas as seguintes componentes do arquivo: “**ENA FIO D’ÁGUA BRUTA**” para cada subsistema e “**ENA CONTROLÁVEL**”. São então somadas essas duas componentes para a determinação da ENA de cada subsistema.

Como existe uma série de ENA para cada configuração, são identificadas tantas séries quanto o numero de anos do histórico (a partir de janeiro de 1931) multiplicado pelo número de cenários.

Utilizam-se essas duas componentes (“ENA FIO D’ÁGUA BRUTA” e “ENA CONTROLÁVEL”) pois a soma representa os valores de ENA apresentados nos relatórios do ONS. Destacam-se que existe mais duas séries de ENA presente no “pmo.dat” que não estão no escopo deste trabalho, por apresentarem valores que não formam a ENA utilizada nos modelos de otimização.

Rotina 3: A seguintes opções devem ser feitas pelo usuário: horizonte da série (12 , 24, 36, 48 ou 60) meses, ano base para organização da série (entre 1931 e o ano do PMO) e quantidade de séries geradas.

A partir dessas entradas são organizadas as séries de ENA para cada subsistema de acordo com a configuração de usinas estabelecida no “pmo.dat”

O procedimento utilizado é:

Reconhecer no arquivo “pmo.dat” as configurações para cada mês de planejamento, listar essas configurações para cada um desses meses.

Após isso, um mecanismo faz a busca, primeiramente verificando qual é a configuração para o dado mês e, assim, buscando no histórico o valor das ENA’s já somadas, repetindo isso para todos os meses no intervalo escolhido pelo usuário.

O modelo só poderá gerar séries de 60 meses apenas no mês de janeiro pois o “pmo.dat” disponibiliza as configurações até dezembro do quinto ano. Inclusive a possibilidade de 60 meses fica sujeita ao mês inicial ser janeiro, pois para qualquer outro mês não se pode completar 60 meses, sendo o crítico dezembro, onde o máximo de séries é de 49 meses.

A saída do modelo é feita em uma aba com o nome de “Séries criadas”. São dispostas cinco colunas a primeira esta no formato “_._” onde a primeira lacuna indica o cenário e a segunda o mês do horizonte de planejamento. Por exemplo, 3.12 indica que é o terceiro cenário no 12º mês, o que já esta no padrão de entrada no SolverSINR, conforme apresentado nas Figura 18 e 19

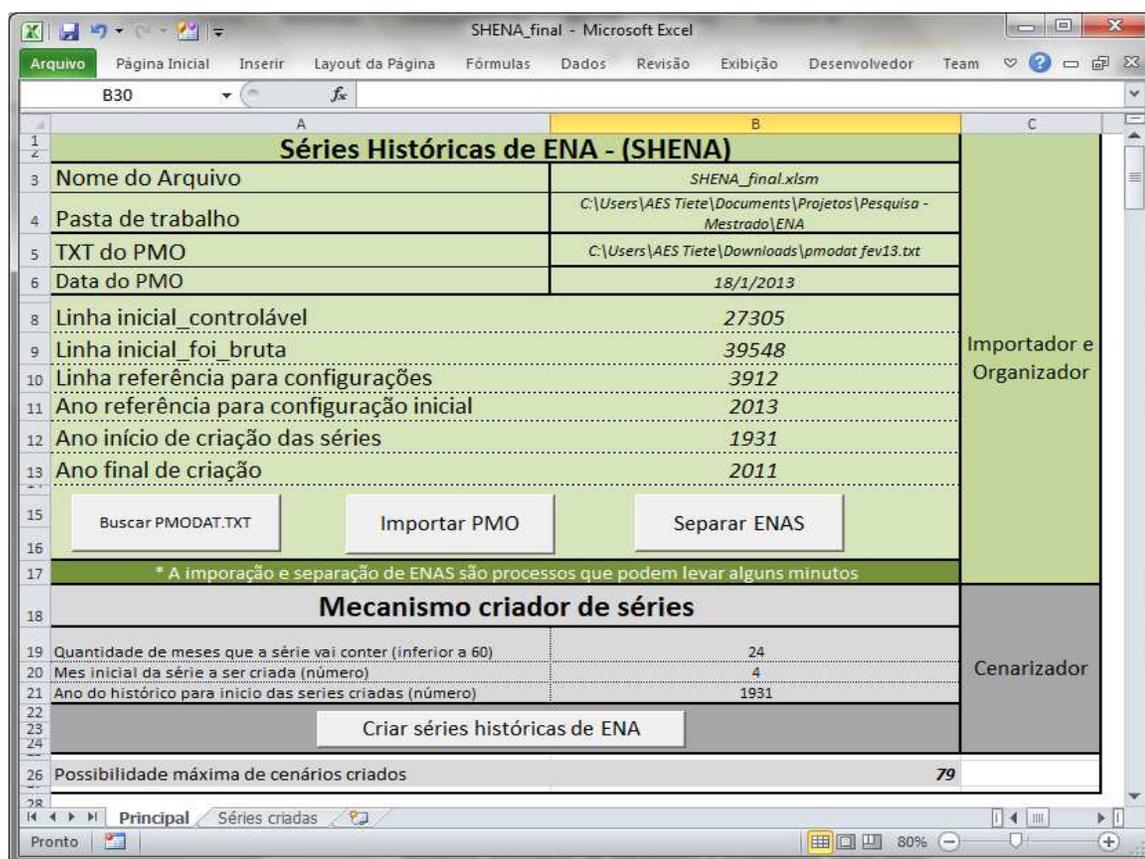


Figura 18 - Tela principal do aplicativo SHENA.

Mes simulado	SE	S	NE	N
1.1;	76086.8	22819.2	415.3	9508.9
1.2;	43951.1	28418.1	3225.1	8112.4
1.3;	30266	20988.4	2522.5	5292.6
1.4;	25031.3	16277.2	2225.4	3687.5
1.5;	20264.8	9719.6	975.3	4258.3
1.6;	21087.4	16888.8	2507.6	4032.3
1.7;	22253.6	10860.3	947.6	4547.4
1.8;	25794.4	9729	601	6459.3
1.9;	38183.7	11073.7	613.9	8027.7
1.10;	57906.4	15770.5	607.3	8958.7
1.11;	65852.5	20188	1316.6	8245.4
1.12;	55853.9	17215.4	1365	8172.5
1.13;	37592.6	24991	3796.1	5934.1
1.14;	27477.6	18030.6	3050.7	13504.7
1.15;	24301.5	15388.9	2394.6	10253.6
1.16;	18649.4	11439.9	1956.6	6813.7
1.17;	15267.1	8901	1183	4787.7
1.18;	13684.9	13282.9	2753.4	7116.2
1.19;	19275	13946.4	2259.7	9605.2
1.20;	24189.5	10656.2	761.4	15577.4
1.21;	47560.1	17146.7	1105.8	20970.2
1.22;	64110	16999.9	895.3	22279.2
1.23;	53898.9	19841.9	712.2	22097
1.24;	44385.1	12874.5	651.3	22059.8
2.1;	37348.9	24991	3796.1	5737

Figura 19 - tela de resultados obtidos utilizando o aplicativo SHENA.

Utilizam-se os resultados obtidos nesse modelo como um arquivo de entrada para a execução do modelo SolverSINR com diversos cenários e uma otimização estocástica robusta.

A formatação final, que é exibida na aba “Séries criadas” é totalmente compatível com a entrada necessária ao modelo SolverSINR.

5.2. Adaptação e aperfeiçoamento do modelo SolverSIN.

O modelo SolveSIN é fundamental para o desenvolvimento deste trabalho, como já é conhecido e tem seu potencial comprovado por diversos trabalhos científicos. Algumas técnicas novas foram diretamente implementadas nele, sem a necessidade de criação de um novo modelo de planejamento para o setor elétrico, implementações autorizadas pelo autor do modelo.

5.2.1. Flexibilização do horizonte de planejamento.

Como descrito anteriormente o modelo foi desenvolvido para o período de planejamento de 24 meses, porém, para a modelagem estocástica com diversos cenários é interessante permitir que a decisão do horizonte de planejamento seja variável de acordo com as necessidades do usuário.

Como o planejamento da operação é totalmente dependente do horizonte, o modelo necessita de atualização, inicialmente o processo é de atualizar mensalmente o modelo não mais com os dados de 24 meses e sim de até 48 meses.

A limitação de 48 meses é feita pois, os dados disponibilizados pelo ONS e CCEE tem horizonte de dezembro do quinto ano a frente, entretanto, esse período pode variar de 60 meses quando se esta em janeiro e 49 meses em dezembro. Com isso o período de 48 meses é atendido para qualquer mês inicial de planejamento.

Todas as restrições originais do modelo SolverSIN foram mantidas, apenas estendidas para se tornarem indexadas em cada cenário. Com isso, dados estatísticos foram alterados de modo a serem calculados dinamicamente através de rotinas computacionais que levam o nome de “macros” implementadas ao modelo.

5.2.2. Alteração no método de cálculo de intercâmbios.

Para inserir todas as restrições de intercâmbio necessárias para evitar taxas superiores aos limites das linhas de transmissão, foram criadas novas variáveis que representam cada linha de transmissão. Essas variáveis são os arcos de ligação entre os nós (subsistemas). De modo que para haver troca de energia entre dois nós necessariamente existe a passagem por um arco. Esse esquema pode ser mais bem compreendido observando a Figura 20.

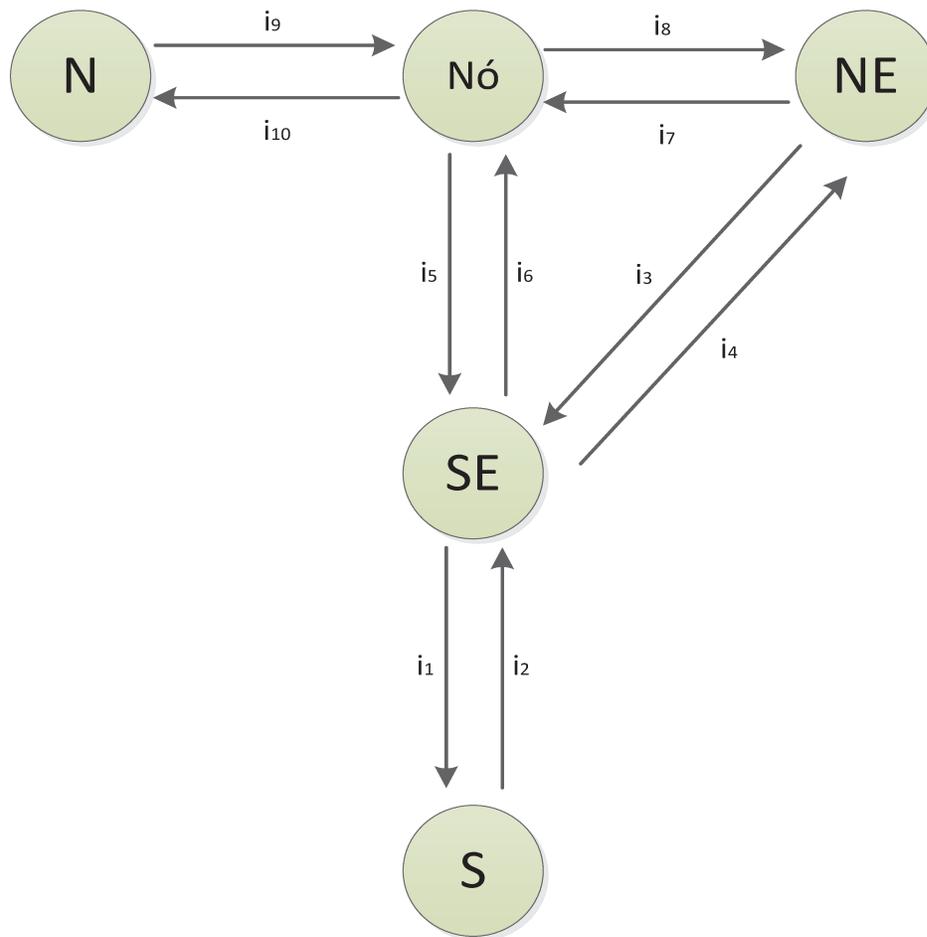


Figura 20 - Esquema de variáveis dos intercâmbios

Com essa modificação, algumas novas equações foram inseridas no modelo, entretanto, criou-se a possibilidade de avaliação do intercâmbio por linha de transmissão.

Optou-se pela utilização de arcos duplos para ligação entre nós, pois devido a diferença de potencial de subsistemas, a capacidade máxima em um sentido não é necessariamente a mesma no sentido inverso.

5.2.3. Alteração no método de transferência de dados

Devido à alteração do modelo, o Solver do Excel não atende mais o número de variáveis e de restrições que pode ocorrer no modelo, com isso o modelo é otimizado com apoio do software GAMS.

A partir desta análise não é mais necessário que o Excel realize cálculos, pois todos os resultados podem ser obtidos através da saída do GAMS, isto é todos os cálculos já foram realizados, apenas o valor final das variáveis é de interesse, assim toda a planilha é utilizada apenas para exposição dos resultados de forma clara e gráfica.

Observa-se no modelo a presença de duas abas (planilhas do Excel) auxiliares que reúne todas as informações enviadas ao GAMS e outGAMS, onde todos os resultados são resgatados para a planilha, que com as devidas referencias, é atualizado automaticamente.

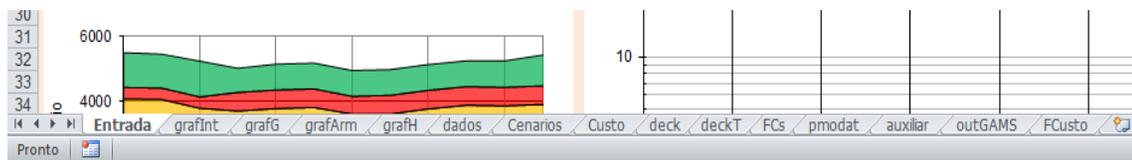


Figura 21 - Abas com dados no modelo SolverSINR

5.3. Otimização estocástica robusta.

O objetivo deste trabalho é avaliar a utilização do modelo SolverSIN com a implementação de cenários históricos obtidos do PMO, com isso a entrada do histórico de cenários é feita a partir do ano de 1931 (até 80 séries possíveis). A partir dessas séries o modelo é alimentado para realizar a otimização considerando todos os cenários desejados.

A otimização estocástica robusta consiste na indexação de uma nova variável estocástica no processo de otimização. No caso em estudo, não se dispõe de meio científico que defina com exatidão qual será o cenário hidrológico futuro, por ser uma série extremamente complexa e dependente de tantos fatores essa determinação se torna inviável.

Entretanto, pode-se avaliar que esta série tem sua variabilidade delimitada e, atualmente contempla um grande número de amostras históricas, que são suficientes para avaliar uma possibilidade de cenário futuro com base no histórico. A ideia básica é realizar a otimização de toda a operação para cada cenário histórico buscando qual operação que se adapta melhor a qualquer cenário possível.

Ainda é possível ressaltar que a distribuição de cenários não é uniforme e tende a uma distribuição com valores próximos à média, mais frequentes que, séries muito distintas.

- Possibilidades: Criar cenários chaves com suas probabilidades
- Fazer para todos os cenários, com igual probabilidade

Não são todos os cálculos feitos pelo modelo que são indexados na variável estocástica, vão existir cálculos independentes dessa variável, assim pode-se chamar o modelo de otimização estocástico recursiva a dois estágios, um para cálculos independentes do cenário e outro para os dependentes.

Formulação:

Criar um conjunto de ENA's:

$$\Omega = 1,2,3, \dots, S \quad (5.1)$$

Em que s representa uma série de ENA's para os quatro subsistemas.

Indexar todas as variáveis dependentes do cenário neste conjunto, de modo que todas as decisões sejam tomadas para cada cenário e a solução final seja a que melhor represente todo o conjunto, respeitando a distribuição de probabilidades impostas.

5.4. Modelo de otimização estocástica robusta

A otimização estocástica robusta deriva da otimização estocástica com recurso onde o problema é dividido em dois conjuntos, sendo eles denominados: variáveis de primeiro estágio ou variáveis independentes do cenário e variáveis de segundo estágio ou variáveis cenário-dependentes. A formulação de otimização robusta se baseia neste princípio agregando todos os cenários na função objetivo e também atribuindo uma variável de folga (também chamada de punição) que torna factível o modelo como um todo.

Função objetivo:

$$\min Z = \sigma(w_1, w_2, w_3, \dots, w_s) \quad (5.2)$$

No caso tratado neste trabalho a função objetivo é a minimização do custo da operação do sistema interligado nacional, através de um modelo estocástico, com isso as variáveis $[w_1, w_2, w_3, \dots, w_s, \dots, w_s]$ representam o custo da operação em cada cenário.

Entretanto é necessário atribuir uma função que represente o conjunto de soluções, com isso é utilizada a função (σ) que neste caso é tomada como:

$$\sigma(w) = \sum_{s=1}^s w_s \quad (5.3)$$

$$w_s = \zeta_s * p(s) \quad (5.4)$$

Onde p representa a probabilidade de ocorrência do cenário 's' respeitando a seguinte propriedade:

$$\sum_{s=1}^s p_s = 1 \quad (5.5)$$

Neste trabalho o valor de p é igual para todos os cenários, supondo a técnica de Monte Carlo, e tem valor dado por:

$$p_s = 1/S \quad (5.6)$$

Entretanto, pode-se usar técnicas de clusterização para identificar cenários com maiores probabilidades de ocorrência, um algoritmo eficiente que pode ser usado para isto é o K-means que realiza a clusterização através da distância euclidiana entre uma amostra representativa e todas as demais da mesma classe.

Para compreender melhor as variáveis e as restrições envolvidas no modo, são descritas sua nomenclatura e principais características nos próximos capítulos.

5.5. Variáveis do modelo

O modelo SolverSINR, que é nome dado ao modelo com otimização estocástica robusta (modelo desenvolvido neste trabalho) contém todas as variáveis iniciais do modelo SolverSIN, com a adição de novas restrições de intercâmbio, alterações de equações e o acréscimo de variáveis estocásticas.

As novas variáveis, que não existem no modelo SolverSIN, são: uma restrição de folga que será explicada posteriormente com o nome de folga, variáveis de intercâmbio i_1 , i_2 , i_3 , i_4 , i_5 , i_6 , i_7 , i_8 e i_9 , a nova função objetivo CO2 e duas variáveis que representam a geração hidráulica e térmica apenas no primeiro mês (variáveis de primeiro estágio)

Para uma melhor apresentação de todas essas variáveis, tem-se na Tabela 6 uma relação delas, com a descrição de suas indexações e também informações pertinentes à pesquisa, esta tabela é feita com embasamento no algoritmo computacional gerado e contempla o nome das variáveis no modelo, é apresentada de acordo com a ordem de montagem da rotina GAMS.

Tabela 6 - Lista de variáveis e indexações no modelo SolverSINR

Variável ou Parâmetro		Tempo (t)	Tempo (tt)	Subsistema (i)	Cenários (CE)	Observação
Sigla	Nome					
GH (1ºmês)	Geração Hidráulica		X	X		Variável de 1º estágio
GH demais meses	Geração Hidráulica		X	X		Variável de 2º estágio
Gtad (1º mês)	Geração térmica adicional	X		X		Variável de 1º estágio
Gtad demais meses	Geração térmica adicional	X		X	X	Variável de 2º estágio
Intr	Intercâmbio recebido	X		X	X	Variável de 2º estágio
Intf	Intercâmbio fornecido	X		X	X	Variável de 2º estágio
i1	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i2	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i3	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i4	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i5	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i6	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i7	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i8	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
i9	Intercâmbio na linha	X			X	Variável de 2º estágio
Deliq	Demanda Líquida	X		X		Variável de Entrada
Ptr	Perdas na Transmissão	X		X	X	Variável de 2º estágio
ENAbrt	ENA Bruta		X	X	X	Variável de 2º estágio
ExpEAR	EAR Expectativa		X	X	X	Variável de 2º estágio
ENAliq	ENA Líquida		X	X	X	Variável de 2º estágio
VT	Vertimento		X	X	X	Variável de 2º estágio
VTh	Vertimento					Variável de 2º estágio
EAR	EAR		X	X	X	Variável de 2º estágio
EARporc	EAR porcentagem		X	X	X	Variável de 2º estágio
EARporct	EAR porcentagem total				X	Variável de 2º estágio
DEF	Déficit		X		X	Variável de 2º estágio
CDEF	Custo do Déficit				X	Variável de Entrada
Ct	Custo	X			X	Variável de 2º estágio
Ct1	Custo	X			X	Variável de 2º estágio
Ctm	Custo Médio	X			X	Variável de 2º estágio
CINT	Custo do intercâmbio				X	Variável de Entrada
CFUT	Custo Futuro				X	Variável de Entrada

Variável ou Parâmetro		Tempo (t)	Tempo (tt)	Subsistema (i)	Cenários (CE)	Observação
Sigla	Nome					
CVT	Custo vertimento				X	Variável de Entrada
adj	Ajuste			X		Variável de Entrada
conv	Conversão	X				Variável de Entrada
lambd	Lambda (dias)	X				Variável de Entrada
DE	Demanda		X	X		Variável de Entrada
Gtmax	Ger. Térmica máxima	X		X		Variável de restrição (limite)
Gtmin	Ger. Térmica mínima	X		X		Variável de restrição (limite)
Ghmax	Ger. Hidráulica máxima	X		X		Variável de restrição (limite)
Ghmin	Ger. Hidráulica mínima	X		X		Variável de restrição (limite)
Intmin	Intercâmbio mínimo	X		X		Variável de restrição (limite)
Intmax	Intercâmbio máximo	X		X		Variável de restrição (limite)
EARmax	EAR máxima		X	X		Variável de restrição (limite)
EARvesp	EAR volume de espera		X	X		Variável de restrição (limite)
EARcav	Curva de aversão a risco		X	X		Variável de Entrada
ENA	ENAS		X	X	X	Variável de Entrada que contempla o conjunto de cenários
EL	Energia evaporada + uso consuntivo + volume morto		X	X		Variável de Entrada
LimSSE	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimSES	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimSENó	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimNóSE	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimSENE	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimNESE	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimNóNE	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimNENó	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimNóN	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
LimNNó	Limite da linha de Transmissão	X				Variável de restrição (limite)
folga	Variável de folga	X		X	X	Variável de 2º estágio
Cfolga	Custo total da folga				X	Variável de 2º estágio
b1	Constante	X		X		Variável de Entrada
b2	Constante	X		X		Variável de Entrada
b3	Constante	X		X		Variável de Entrada
b4	Constante	X		X		Variável de Entrada

Variável ou Parâmetro		Tempo (t)	Tempo (tt)	Subsistema (i)	Cenários (CE)	Observação
Sigla	Nome					
a0	Constante			X		Variável de Entrada
a1	Constante			X		Variável de Entrada
a2	Constante			X		Variável de Entrada
c0	Constante			X		Variável de Entrada
c1	Polinômio			X		Variável de Entrada
armin	Armazenamento inicial			X		Variável de Entrada
Intrec	Intercambio balaço			X	X	Variável de 2º estágio
PVT	Perdas por vertimento		X	X	X	Variável de 2º estágio
PVQ	Perdas		X	X	X	Variável de 2º estágio
DEFh	Déficit hidráulico		X	X	X	Variável de 2º estágio
CO	Custo da operação				X	Função Objetivo (Simples)
CO2	Custo da operação total					Função Objetivo (RO)

Com a descrição acima é possível estimar o número de variáveis do modelo, pois se sabe que uma variável indexada no subsistema é um vetor de dimensão 4, indexada no tempo 't' é um vetor de dimensão 't', indexada no tempo 'tt' é um vetor de dimensão 't+1' e indexada no cenário é um vetor de dimensão CE.

Modelo original (1 cenário, 24 meses) = 3.682 variáveis

Modelo robusto (80 cenários, 24 meses) = 91.135 variáveis

Modelo robusto máximo (80 cenários, 48 meses) = 178.135 variáveis.

Nota-se que há uma explosão de variáveis para o modelo robusto e cabe avaliar qual o tempo necessário para o processamento computacional do experimento.

5.6. Equações do modelo

Na Tabela 7 estão listadas todas as equações presentes no modelo de acordo com a metodologia inicial do SolverSIN e com os nomes utilizados no GAMS:

Tabela 7 - Lista de equações no modelo SolverSIN

Nome da equação (indexadores)	Equação
efim	$CO2 = \sum_{CE=1}^S CO(CE) * ps$
restmes1 (t,i,CE)	$GH('1', i, CE) = GHmes1(i)$
e1(CE)	$CO(CE) = CGTad(CE) + CINT(CE) + CDEF(CE) + CVT(CE) + CFUT(CE) + Cfolga(CE)$
restmes2(t,i,CE)	$GTad('1', i, CE) = GTadmest1(i)$
e1a(CE)	$CGTad(CE) = \sum_t \sum_i Ct(t, i, CE) * ndm(t) * lambd(t)$
e1b(t,i,CE)	$Ct(t, i, CE) = b1(t, i) * GTad(t, i, CE) + b2(t, i) * GTad(t, i, CE)^2 + b3(t, i) * GTad(t, i, CE)^3 + b4(t, i) * GTad(t, i, CE)^4$
e1c(CE)	$CINT(CE) = \sum_t \sum_i INTf(t, i, CE) * Cuint * conv(t) * lambd(t)$
e1d(CE)	$CDEF(CE) = \sum_t \sum_i DEF(t, i, CE) * Cundef * conv(t) * lambd(t)$
e1e(CE)	$CVT(CE) = \sum_t \sum_i VT(t, i, CE) * Cuvtch * conv(t) * lambd(t)$
e1f(t,CE)	$CFUT = \sum_i EARmax(t, i) - \sum_i EAR(t, i, CE) * Cufut * conv(t) * lambd(t)$
e2(t,i,CE)	$GH(t, i, CE) + GTad(t, i, CE) + INTr(t, i, CE) - INTf(t, i, CE) + DEF(t, i, CE) = DELiq(t, i)$

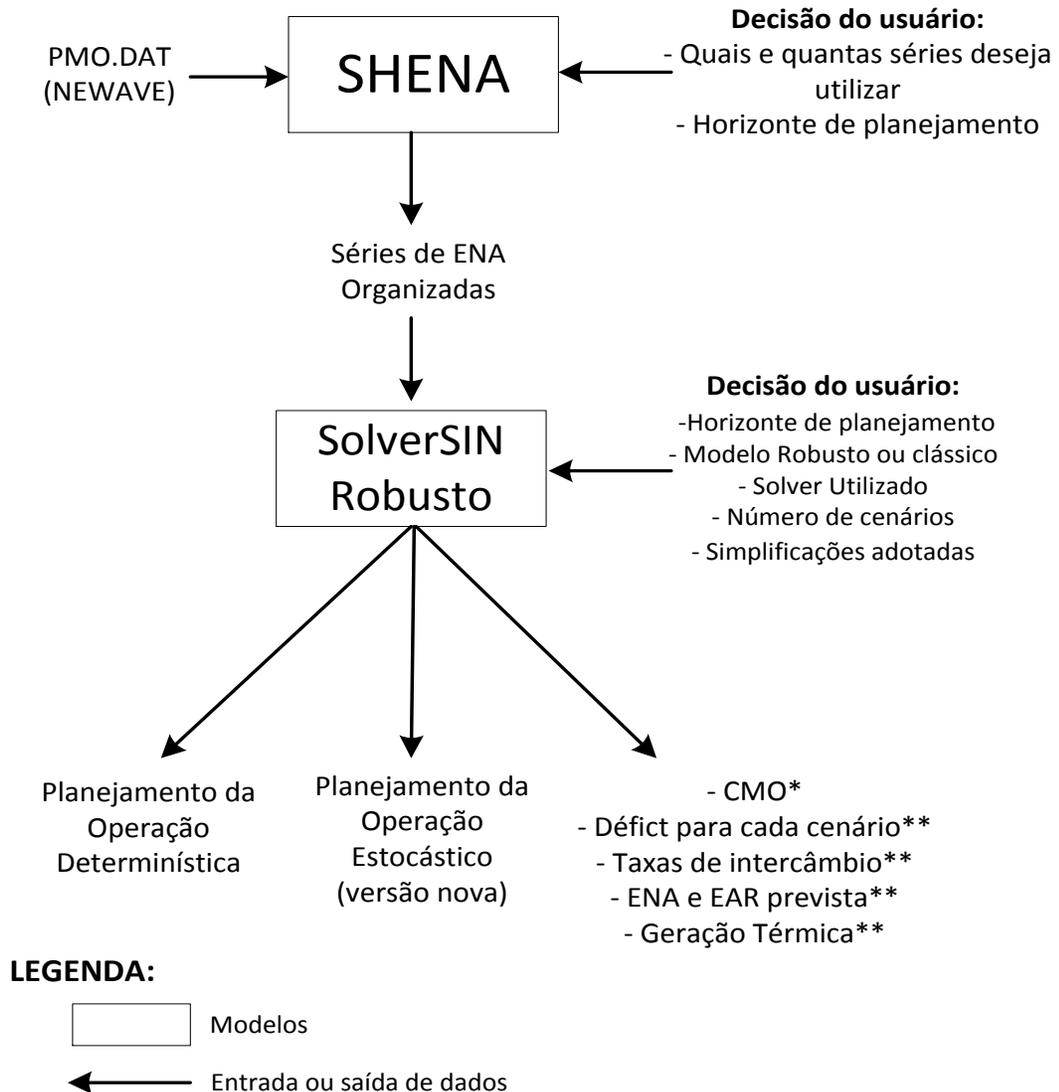
Nome da equação (indexadores)	Equação
e2a(t,i,CE)	$PTr(t, i, CE) = INTf(t, i, CE) * ftPTr$
a3(t,CE)	$\sum_i (INTf(t, i, CE) = \sum_i INTr(t, i, CE) + \sum_i PTr(t, i, CE)$
li1(t,CE)	$INTr(t, 'S', CE) = (1 - ftPTr) * i1(t, CE)$
li2(t,CE)	$INTf(t, 'S', CE) = i2(t, CE)$
li3(t,CE)	$INTr(t, 'SE', CE) = (1 - ftPTr) * (i2(t, CE) + i5(t, CE) + i3(t, CE))$
li4(t,CE)	$INTf(t, 'SE', CE) = i1(t, CE) + i4(t, CE) + i6(t, CE)$
li5(t,CE)	$INTr(t, 'NE', CE) = (1 - ftPTr) * (i8(t, CE) + i4(t, CE))$
li6(t,CE)	$INTf(t, 'NE', CE) = i3(t, CE) + i7(t, CE)$
li7(t,CE)	$INTr(t, 'N', CE) = (1 - ftPTr) * i10(t, CE)$
li8(t,CE)	$INTf(t, 'N', CE) = i9(t, CE)$
li9(t,CE)	$INTno_{rec}(t, CE) = (1 - ftPTr) * (i9(t, CE) + i6(t, CE) + i7(t, CE))$

Nome da equação (indexadores)	Equação
li10(t,CE)	$INTno_fornfecido = i5(t, CE) + i8(t, CE) + i10(t, CE)$
li11(t,CE)	$INTno_r(t, CE) = INTno_f(t, CE)$
Cfolga (CE)	$\sum_t \sum_i folga(t, i, CE) * custo\ da\ folga$
e4(tt-1,i,CE)	$EAR(tt, i, CE) = EAR(tt - 1, i, CE) * \frac{EARmax(tt, i)}{EARmax(tt - 1, i)}$ $+ (ENAliq(tt, i, CE) - PVT(tt, i, CE) - PVQ(tt, i, CE) - GH(tt, i, CE) - VT(tt, i, CE)) * ajd(tt) + folga(t, i, CE)$
e4a(tt-1,i,CE)	$PVT(tt, i, CE) = a0(i) + a1(i) * \left(ENAbrt(tt, i, CE) * \frac{EAR(tt - 1, i, CE)}{EARmax(tt - 1, i)} \right)$ $+ a2(i) * sqr \left(ENAbrt(tt, i, CE) * \frac{EAR(tt - 1, i, CE)}{EARmax(tt - 1, i)} \right)$
e4b(tt-1,i,CE)	$PVQ(tt, i, CE) = c0(i) + c1(i) * 100 * \frac{EAR(tt - 1, i, CE)}{EARmax(tt - 1, i)}$

Todas as variáveis e equações apresentadas permitem a construção do modelo de otimização na plataforma GAMS, maiores detalhes e especificações podem ser encontradas no ANEXO onde é apresentada a rotina montada no formato GAMS para um dos estudos de caso realizados durante a pesquisa, montagem feita automaticamente algoritmos em *Visual Basic Application* (VBA).

5.7. Funcionamento geral dos modelos

Utilizando o fluxograma da Figura 22 pode-se observar o procedimento necessário para obtenção de resultados utilizando o aplicativo SHENA e modelo SolverSINR.



* Previsão para o primeiro mês de simulação.

** Previsão para cada mês ao longo do período escolhido

Figura 22 - Fluxograma geral do funcionamento dos modelos

5.8. Procedimento e obtenção de resultados no modelo

O processamento do modelo pode ser resumido em 4 etapas básicas:

- 1- Entrada de dados e configuração das situações iniciais.
- 2- Geração da rotina GAMS
- 3- Processo de Otimização
- 4- Carregamento de resultados (GAMS para Excel)

As variáveis de interesse para o planejamento são as do tempo $(t+1)$, isto é do primeiro a ser simulado (neste caso o tempo 't' seria o de entrada de dados. Essas são as variáveis de decisão do setor elétrico que devem atender a todos os cenários, como por exemplo, o despacho térmico e a geração hidrelétrica.

Após o processo de otimização o modelo encontra uma resposta para todas as variáveis de 1º estágio, que não dependem dos cenários (são as mesma para todos eles), que trarão os melhores resultados para o conjunto de cenários propostos.

Nos seguintes meses de planejamento as variáveis já dependem do cenário e, portanto não são únicas, sendo chamadas de variáveis cenário-dependentes.

Neste estudo foi utilizada a distribuição de cenários com a forma de pente, como visto na Figura 23, de acordo com os dados utilizados não seria interessante a utilização de outro método com o, por exemplo, o diagrama de árvore, pois as séries de ENA que tem base na hidrologia são séries contínuas, de modo que o mês $t + 1$ esta relacionado com o mês t .

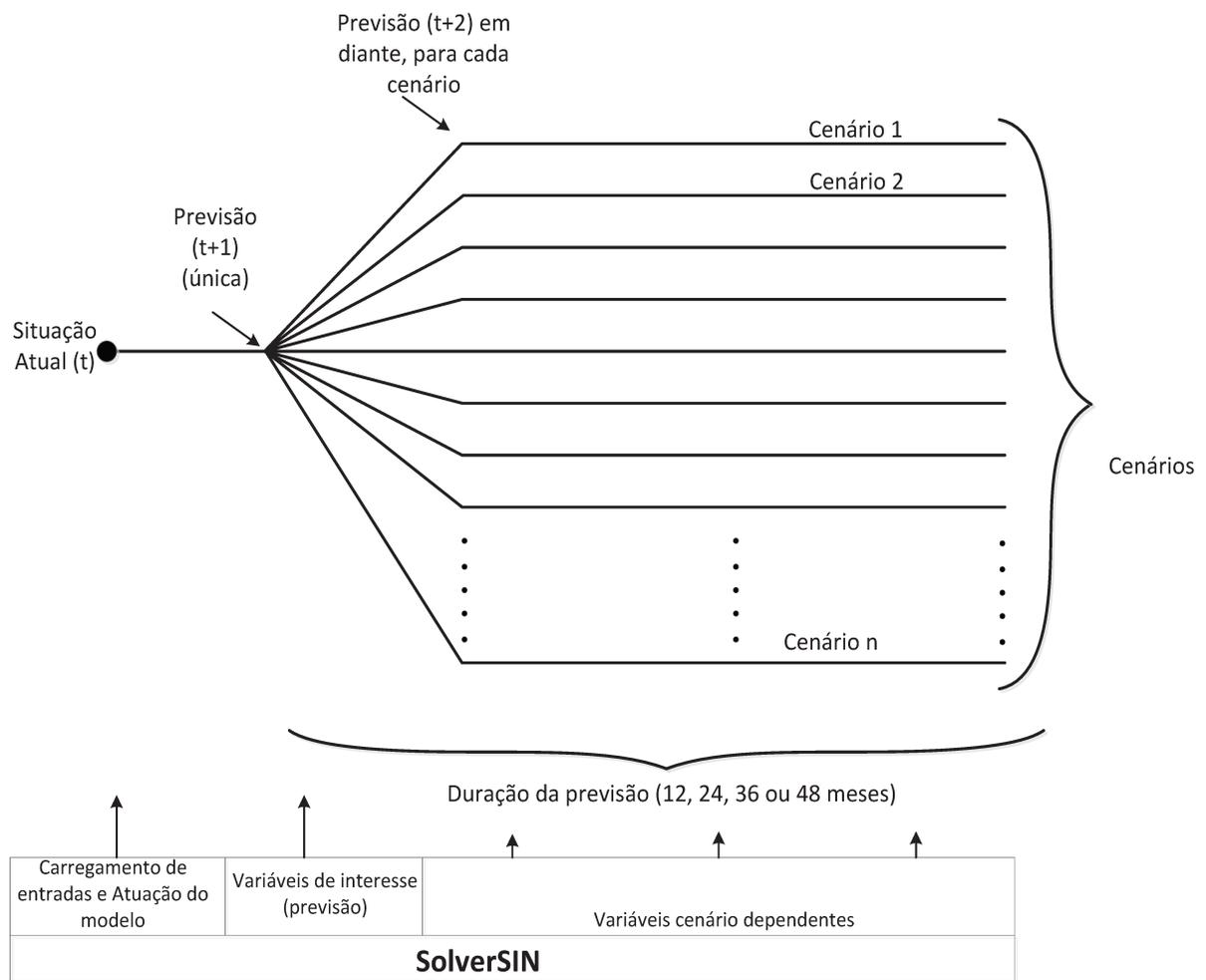


Figura 23 – Cenarização em pente exemplificando a técnica de otimização estocástica robusta

Na Figura 24 é apresentada a ideia de sequência de distribuição para cada uma das distribuições discutidas

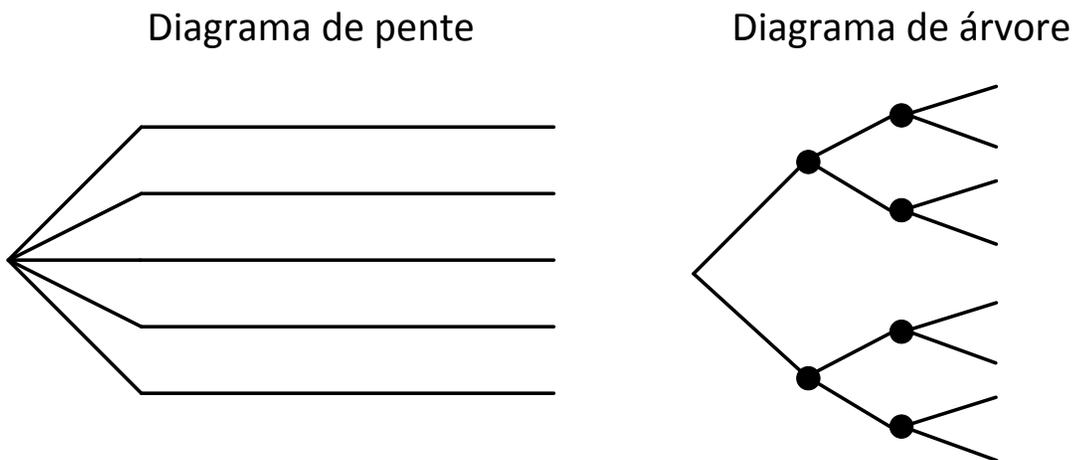


Figura 24 - Diagrama de pente e de árvore

Neste caso pode-se afirmar que, para:

$$s_1, s_2, s_3 \in \Omega$$

Uma série $t_{s_1}, t_{s_2}, t_{s_3} \dots$ perder-se-ia a continuidade hidrológica (distribuição espaço tempo) presente na série histórica, e o balanço existente entre os subsistemas.

Caso a suposição acima não fosse respeitada poderia ser criada uma situação onde todos os subsistemas estariam sobre seca ou com grandes valores de ENA ao mesmo tempo, o que em um país como o Brasil que tem dimensões continentais seria uma avaliação incorreta do espaço-tempo da série.

Essas afirmativas justificam também a utilização de séries históricas de ENA pelos motivos:

- São séries reais, que ocorreram em determinados períodos.
- São séries com hidrologia real
- São séries que representam condições climáticas ocorrentes em todo o país para o dado período.

6. Estudos de casos realizados

O objetivo do desenvolvimento desses modelos é realizar a otimização do planejamento da operação utilizando o cenário como variável estocástica. Através da técnica de otimização estocástica robusta. Com o resultado encontrado através dessa técnica, pode-se fazer comparações com os resultados do modelo já validado SolverSIN (LOPES, 2007) e também com o histórico de operação disponibilizado ao público pelos órgãos competentes.

Para avaliar e testar o modelo desenvolvido foram realizados diversos estudos de caso avaliando sempre o tempo de processamento e a conformidade dos resultados.

Quatro estudos de casos são apresentados para exibir os resultados obtidos, bem como justificativa de todas as novas alterações realizadas no modelo. Como o período de planejamento se tornou uma variável serão apresentados estudos com 12, 24, 36 e 48 meses.

A configuração inicial do modelo utiliza todo os dados obtidos no arquivo pmo.dat, as condições dos reservatórios (níveis de armazenamento) e expectativa de ENA para o próximo mês, nessa dissertação esses dados foram retirados dos relatórios de outubro de 2013 do ONS.

Procedimento para obtenção de resultados do estudo de caso 1:

De acordo com o funcionamento apresentado do modelo a base para organização das séries é um arquivo “pmo.dat” (arquivo de saída do NEWAVE), nesse primeiro estudo de caso foi utilizado um arquivo referente ao mês de Setembro de 2013.

Para este estudo foram definidos as seguintes opções no modelo:

- Planejamento de 24 meses (2 anos)
- Condições iniciais:

Tabela 8 - Condições iniciais para o primeiro estudo de caso

	SE	S	NE	N
EAR inicial	45.0%	90.0%	25.7%	45.0%
ENA (1º mês)	112.0%	95.0%	61.0%	72.0%
CARGA ajuste	98%	98%	98%	98%

- EAR final igual a EAR inicial
- Modelo Robusto com 20 cenários
- Solver Utilizado: CONOPT

A partir dessas informações o modelo foi configurado.

A primeira etapa foi a formação de cenários através do aplicativo SHENA, utilizando o PMO citado foram geradas 20 séries para o período de planejamento desejado (24 meses).

As séries históricas organizadas são enviadas para o modelo SolverSINR, e inseridos na aba Cenários, com a formatação própria do SHENA.

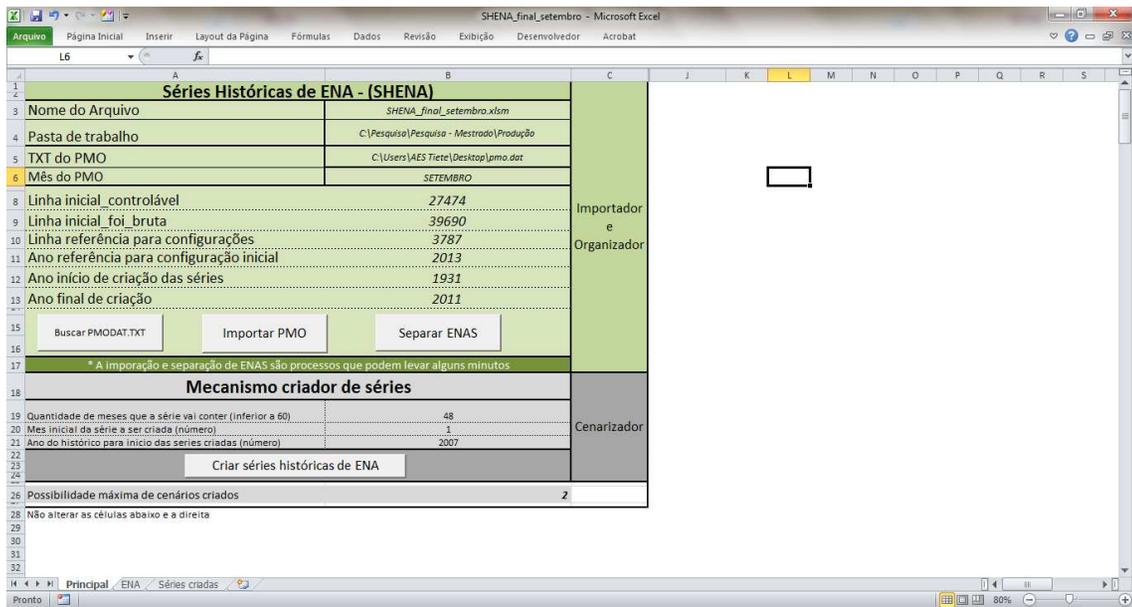


Figura 25 - Tela do SHENA para o cenário utilizado

Durante o processo de desenvolvimento da planilha foram utilizados diversos arquivos de entrada (“pmo.dat” de diversas datas), de modo que os testes no modelo foram realizados durante seu desenvolvimento. Por ser um modelo que organiza as informações a conferência para verificação pode ser realizada consultando ambos arquivos.

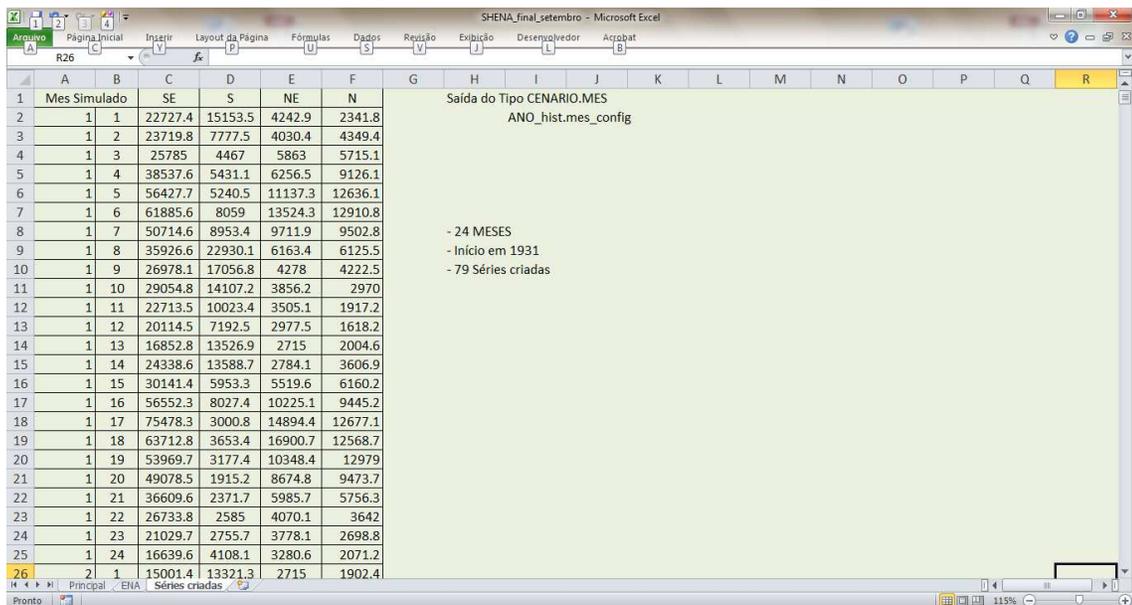


Figura 26 - Tela do SHENA com as séries criadas que serão utilizadas

Na Figura 26 pode-se observar as séries já criadas de acordo com as opções escolhidas, o formato apresentado já é compatível com a leitura do SolverSIN.

A partir dessa base de dados o SolverSINR foi configurado e o procedimento realizado.

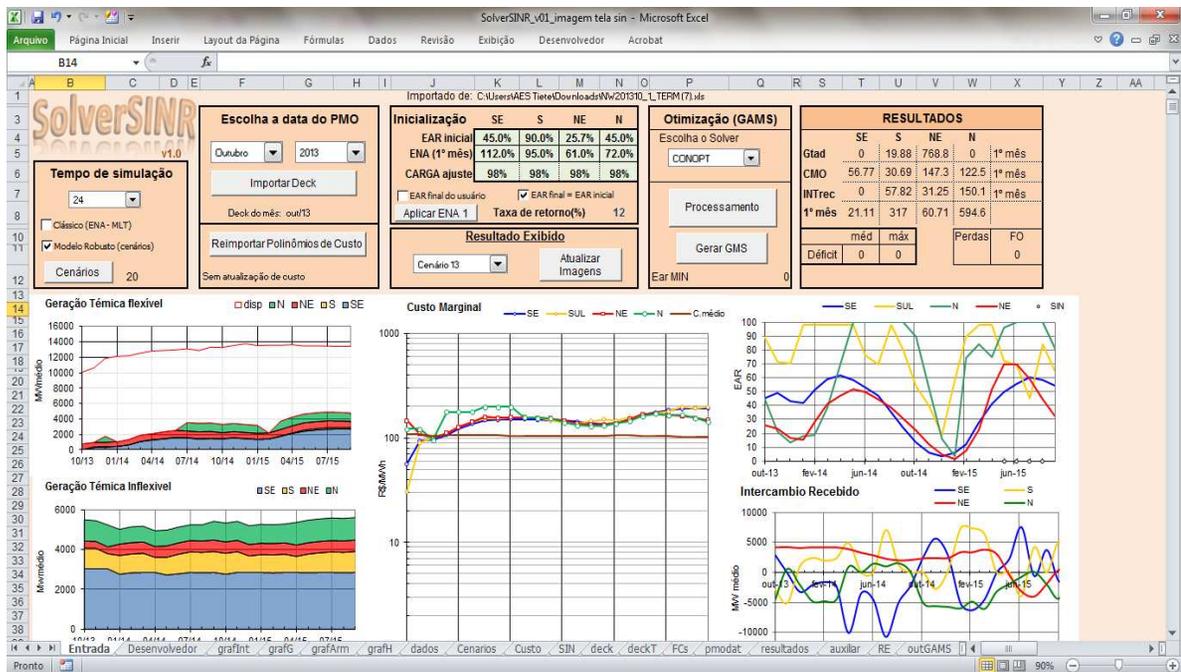


Figura 27 - Interface principal do modelo SolverSINR

Na aba Entrada (principal) são escolhidas as opções descritas acima. Para atualização dos dados de funções de custo foi utilizado o arquivo gerado pelo site do projeto HIDROTERM disponível no site: <http://hidroterm.fec.unicamp.br/importador/>.

O modelo SolverSINR manteve a metodologia desenvolvida para atualização automática das funções de custo.

Após todas as configurações realizadas é acionado o botão procedimento e o modelo faz a geração do arquivo GAMS a execução e após o procedimento realizado a importação dos resultados. Assim o usuário pode observar os resultados do processamento.

Adicionalmente ao estudo de caso 1 apresentado acima são apresentados outros 3 estudos de modo a cobrir todos os possíveis horizontes de planejamento e realizar análise de resultados para cada um deles.

7. Análise de resultados

Como primeira parte da análise de resultados cabe uma avaliação do “*software*” desenvolvido durante a pesquisa e seus resultados.

7.1. SHENA

O aplicativo SHENA apresentou um funcionamento adequado para sua função, permitindo a exportação de cenários para o modelo SolverSINR, e também ficando disponível para consulta rápida, às séries de ENA a partir de um “*pmo.dat*”.

Com o modelo também é possível avaliar os padrões históricos de ENAS, que são notadamente similares ao da hidrologia, pois a alteração realizada pela valoração da produtividade para transformar vazão em ENA suave, não sendo suficiente para alterar o padrão.

Na Figura 28 apresenta-se 79 cenários com período de 24 meses para o Subsistema Sudeste. Com início em outubro de 1931 e término em outubro de 2011. Nota-se uma distribuição com pouca variação das séries em torno da média, também se destaca uma curva com padrões destacado das demais por valores altos de ENA, essa é a curva do ano de 1981, caracterizado por grandes chuvas.

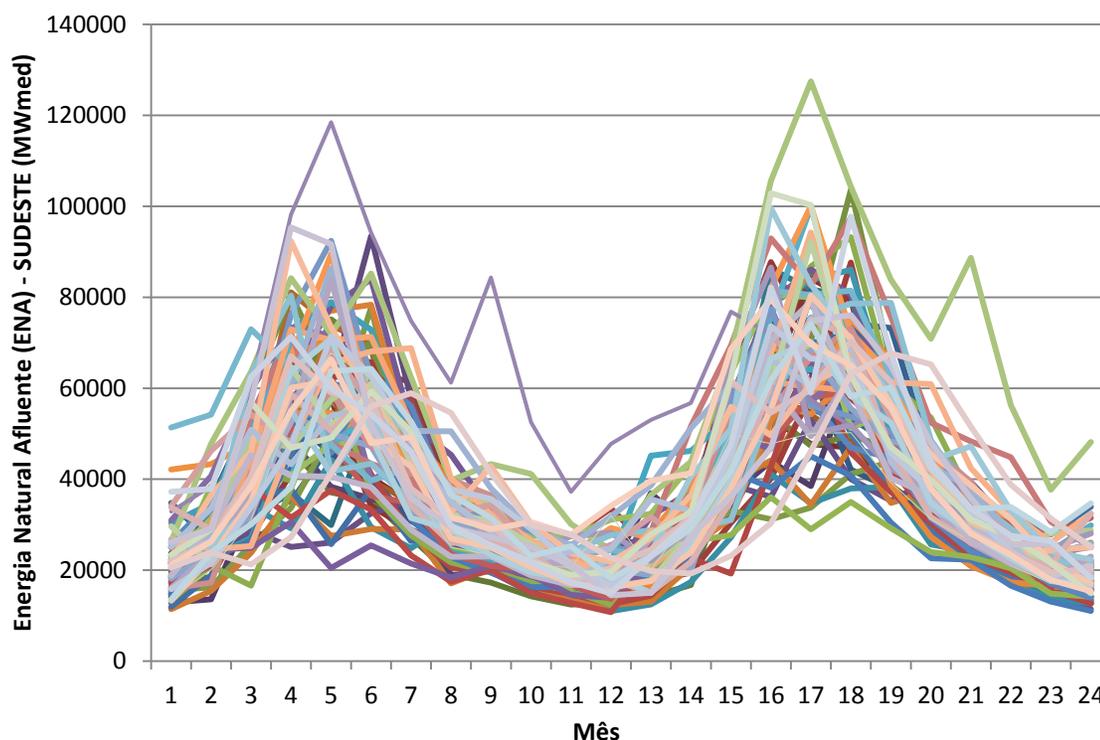


Figura 28 - Séries de ENA para 24 meses com todos os cenários disponíveis

Destaca-se também da figura um valor extremamente fora da média, que é o valor de 1981, com padrões de chuva que superam praticamente todos os outros cenários durante todo o ano.

Ao utilizar esse conjunto de cenários no modelo SolverSINR, pode-se observar que um grande número de cenários está adensado próximo a média e assim a distribuição de cenários utilizados pelo modelo robusto terá mais séries de ENA próximo a média.

Um método de clusterização poderia utilizar cenários representativos com maiores probabilidades, entretanto, para o efeito de simulação do SIN os cenários obtidos com o SHENA representam um grande número de cenários.

Nas Figura 29, 30, 31 e 32 são apresentadas as séries de ENA de cada subsistema para um período de planejamento de 12 meses com 30 cenários, nestas figuras é possível observar o padrão hidrológico de vazões já convertido em ENA, sendo essa série a alimentação do modelo SolverSINR para a geração hidráulica.

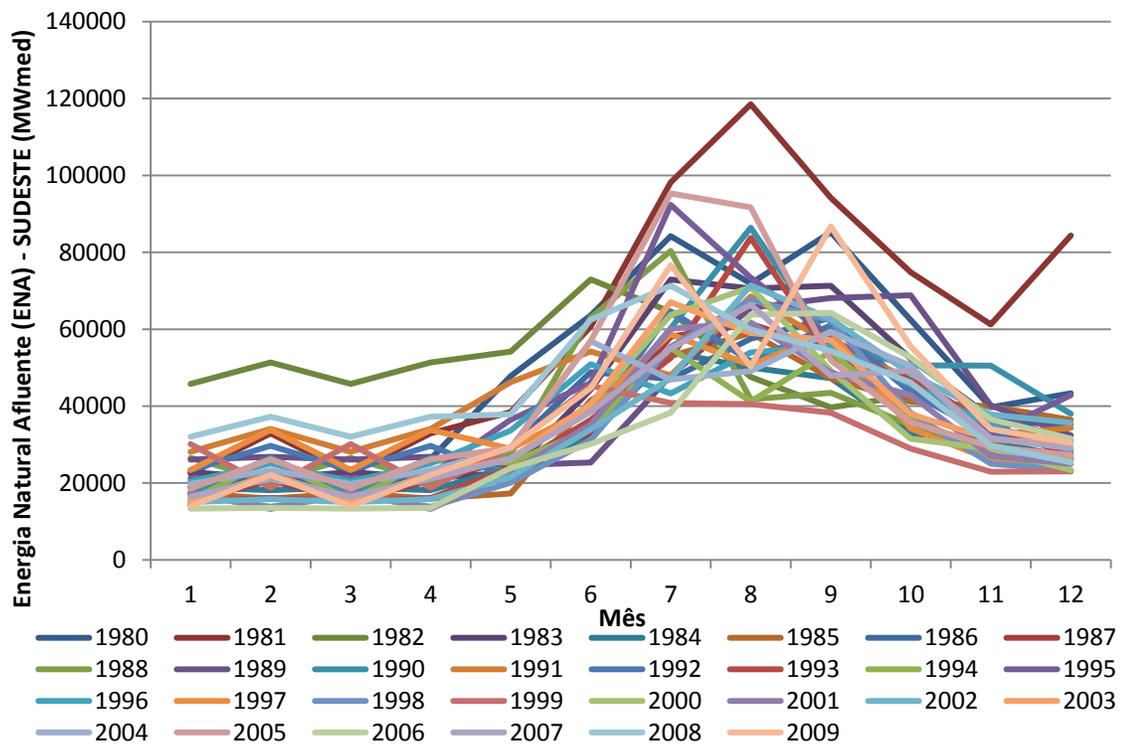


Figura 29 - ENA Sudeste período de 12 meses (1980 a 2009)

Na Figura 29 observa-se uma distribuição para um período de 12 meses a partir de 1980. Novamente é possível observar a distribuição temporal da série de modo que, a maior concentração, esta próxima à média no que poderia se visto como uma distribuição do tipo gaussiana no eixo Z, caso esse fosse um gráfico tridimensional.

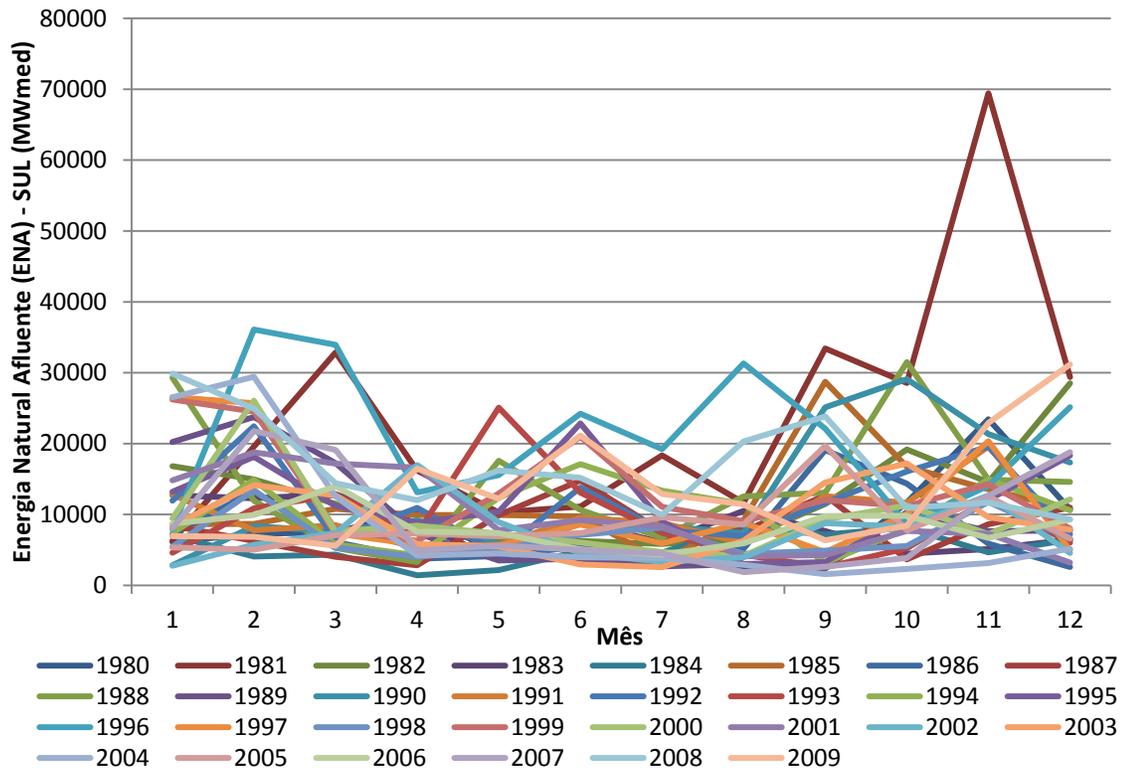


Figura 30 - ENA Sul período de 12 meses (1980 a 2009)

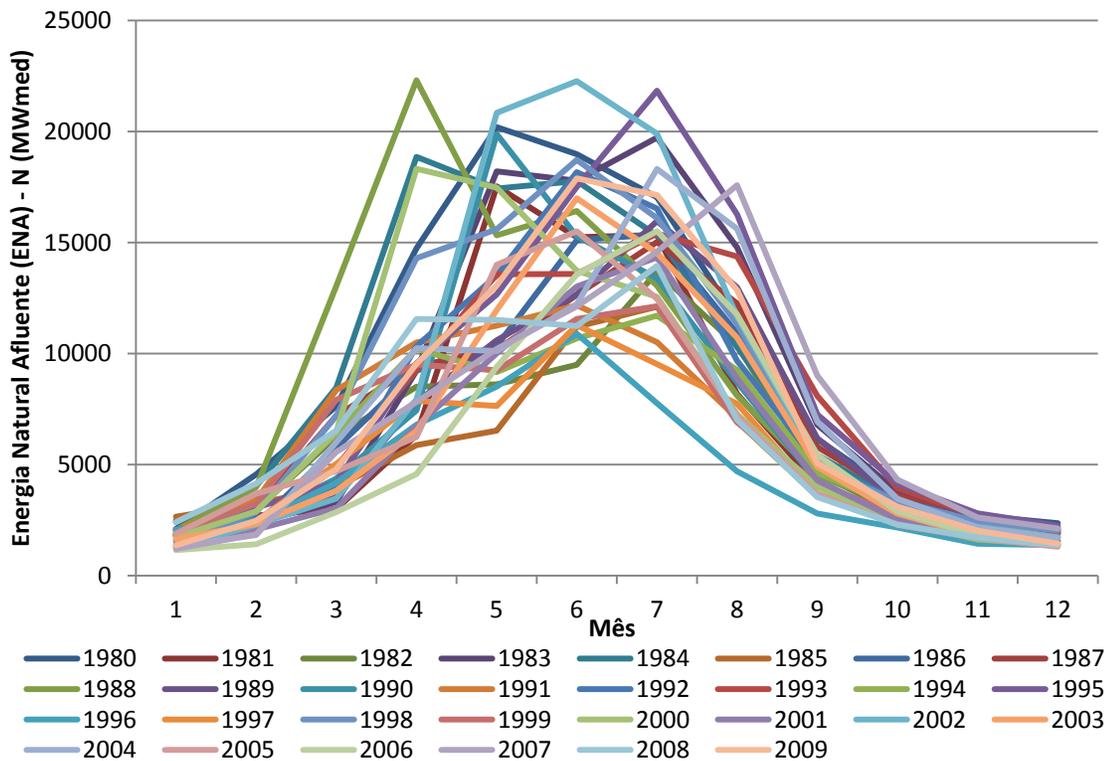


Figura 31 - ENA Norte período de 12 meses (1980 a 2009)

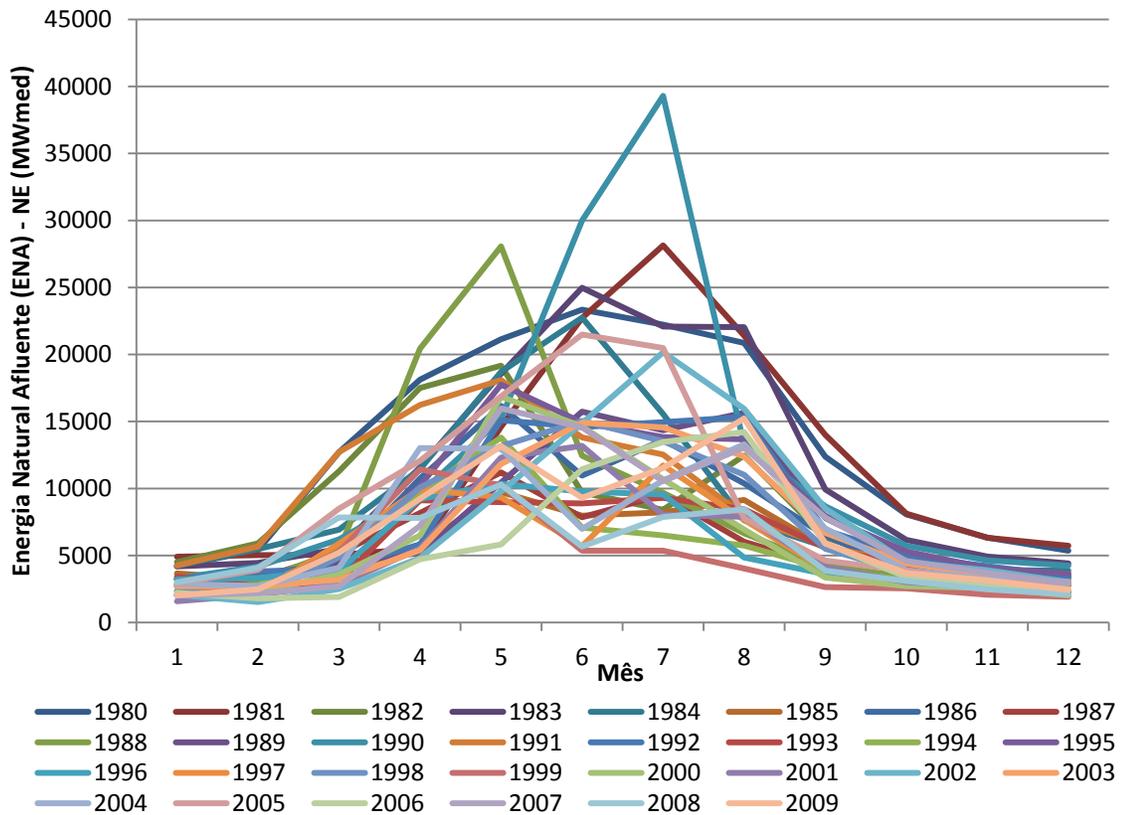


Figura 32 - ENA Nordeste período de 12 meses (1980 a 2009)

7.2. Atualizações no SolverSIN

O produto final deste trabalho de mestrado é elaboração do modelo SolverSINR, que é uma adaptação do SolverSIN para conceber a abrangência de séries de ENA.

Todas as modificações realizadas foram “exaustivamente” testadas de modo a encontrar possíveis falhas não detectadas na fase de planejamento e metodologia.

Todas as modificações realizadas se mostraram coerentes em comparação com resultados anteriores e sempre foram avaliadas as restrições do modelo para verificar a sua aplicação.

Durante toda a etapa de produção de resultados não foram detectadas falhas nas novas implementações.

Algumas alterações com relação a atualização da rotina de importação de dados do servidor HIDROTERM também foram realizadas devido a retirada da Curva de Aversão a Risco (CAR), metodologia utilizada para restrição de nível mínimo e reservatórios que deixou de ser utilizada em 2013, do planejamento Nacional durante a execução deste trabalho. Pois este dado deixando de existir criava uma falha na importação de dados do servidor.

7.3. Algoritmo de otimização

Uma das alterações mais importante com relação ao conceito de otimização foi a inserção de novas variáveis, a possibilidade de administração do horizonte de planejamento e principalmente a elaboração de uma nova função objetivo, que utilizasse a otimização robusta. Todas essas modificações alteraram de modo significativa todo o processo de otimização.

A utilização de uma função objetivo que engloba todos os cenários com igual possibilidade permitiu que os resultados obtidos com o modelo considerassem um número maior de cenários próximos à média, devido a própria distribuição das séries de ENA obtidas pelo SHENA. Sendo que a probabilidade de uma série próxima a média ocorrer é maior.

O algoritmo desenvolvido possibilita a inserção de uma nova função objetivo com probabilidades associadas a cenários particulares mediante apenas a troca de algumas variáveis na rotina do modelo, que é aberta para modificações.

A função objetivo do modelo estocástico robusto, que leva no nome de CO2 (Custo da Operação 2), se torna então:

$$\min (CO2 = \sum_{CE=1}^{total\ de\ cenários} CO(CE) * p(CE)) \quad (7.1)$$

Sendo

$$\begin{aligned} CO(CE) = & CGTad(CE) + CINT(CE) + CDEF(CE) + CVT(CE) \\ & + CFUT(CE) \end{aligned} \quad (7.2)$$

Utilizando a variável $CDEF(CE)$ Custo do déficit como a “variável de folga” utilizada em modelos robustos, sendo que neste caso é uma variável de penalização para cada MW não gerado.

Durante a etapa de processamento do modelo com diversos cenários foi observado uma nova dificuldade na otimização do modelo. A variável de folga $CDEF$ não era suficiente para resolver todas as infactibilidades de determinadas situações de otimização.

Isso ocorria na equação que representa o balanço hídrico (balanço entre afluências e perdas, consumo, evaporação, turbinagem, vertimento e etc.) após a uma exaustiva análise de dados e resultados foi descoberto que para determinados cenários mais secos a quantidade de água mínima de armazenamento não era respeitada devido a uma restrição de defluência mínima.

Assim foi inserida uma nova variável, chamada de folga, o intuito desta variável de custo elevado na função objetivo era de apenas em casos extremos ela seria ativada somando uma quantidade de água em tal subsistema, entretanto, quando esta variável é utilizado o cenário perde o sentido realista e não deve se contemplado para análise de resultados.

7.4. Resultados obtidos com o modelo SolverSINR

Conforme apresentado anteriormente foram realizados quatro estudos de caos, com seus principais resultados apresentados a seguir:

7.4.1. Primeiro estudo de caso:

- Período de planejamento: 24 meses
- Cenário inicial: 10/1991
- Cenário Final: 10/2011
- Número de Cenários: 20
- Condições iniciais:

Tabela 9 - Condições iniciais de processamento - 24 meses e 20 cenários

	SE	S	NE	N
EAR inicial	45.0%	90.0%	25.7%	45.0%
ENA (1º mês)	112.0%	95.0%	61.0%	72.0%
CARGA ajuste	98%	98%	98%	98%

- Condição de Contorno: Energia Armazenada no primeiro mês de processamento deve ser a mesma no final do horizonte.
- Solver Utilizado: CONOPT
- Tempo de Processamento: 35 minutos e 31 segundos
- Numero de variáveis: 33117
- Número de restrições: 23181
- Deck: Outubro de 2013
- Polinômios de Custo térmico: 4º grau considerando acima de 50 MW de potência.
- EAR mínima: 0% para todos os subsistemas.

Resultados Obtidos para o primeiro estudo de caso:

Tabela 10 - Resultado para o primeiro mês - 24 meses e 20 cenários

Subsistema	SE	S	NE	N
Geração Térmica Adicional (MWmed)	30.81	46.99	402.5	0
CMO (R\$/MWh)	61.03	71.20	69.66	122.5
Intercâmbio Recebido (MWmed)	4858	-5365	4171	-3975

Déficit: 0 para todo o período

Cenário Infactível: 2001 – Insuficiência de Armazenamento

A eliminação deste cenário ocorre devido a uma infactibilidade que se avaliada a rigor ocorre, pois a otimização do sistema não tem uma resposta que satisfaça todas as restrições para esse cenário, ao avaliarmos a atribuição das variáveis notou-se uma infactibilidade no armazenamento do subsistema Nordeste.

Analisando as variáveis do modelo pode-se notar que a variável de folga foi ativada neste cenário, pois o armazenamento do Nordeste é de 25% de sua capacidade, seguido de uma geração hidráulica mínima de 1300l/s (RESOLUÇÃO Nº 139, DE 8 DE MARÇO DE 2004 - ANA) não é possível para o modelo.

Uma alternativa a inserção da variável de folga no modelo seria o relaxamento da GHmin (Geração Hidráulica Mínima) que ocorre muitas vezes quando a situação é crítica. Nota-se diversas vezes a partir de 2004 uma redução temporária na vazão mínima, geralmente de 1300l/s para 1100l/s. Entretanto tal medida não foi adotada neste trabalho.

Resultados observados para o cenário 1999 no estudo de caso 1:

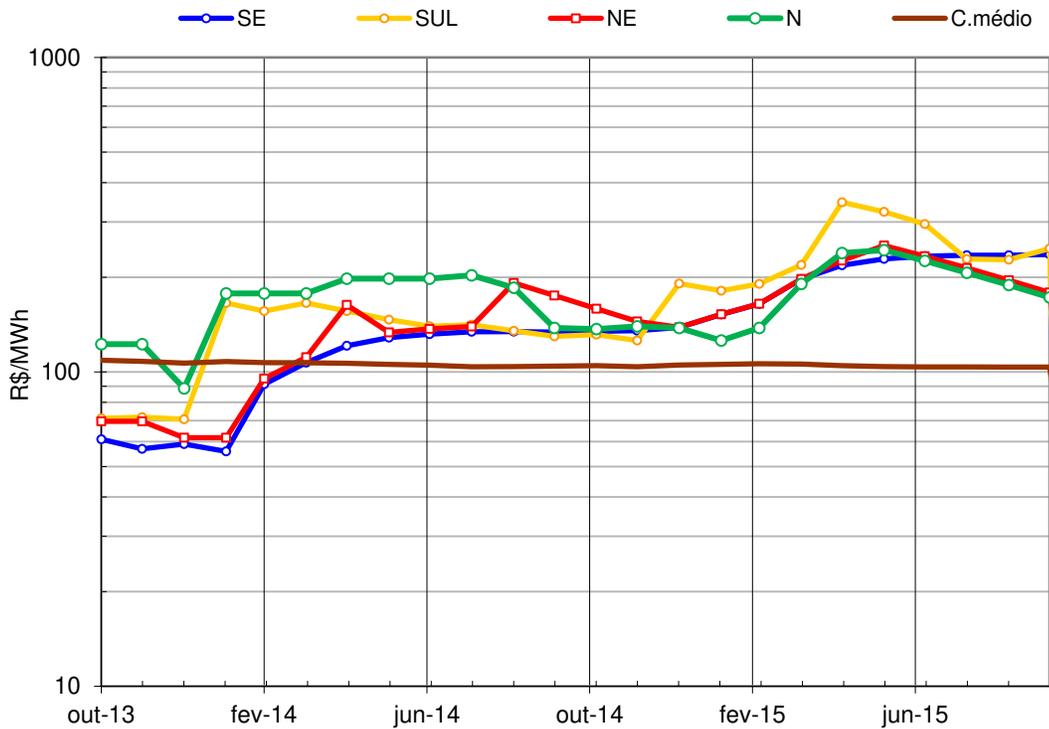


Figura 33 - CMO para o cenário de 1999 no estudo 1

Nota-se um com variações limitadas as 70 R\$/MWmed e 300R\$/MWmed do valor do CMO com tendência de crescimento e estabilização ao longo do tempo. Como as curvas de custo térmico são diferentes para cada subsistema é possível visualizar uma diferença entre essas curvas.

Na Figura 34 observa-se a geração térmica flexível, onde cada com representa um subsistema e a região branca representa a geração térmica disponível no SIN.

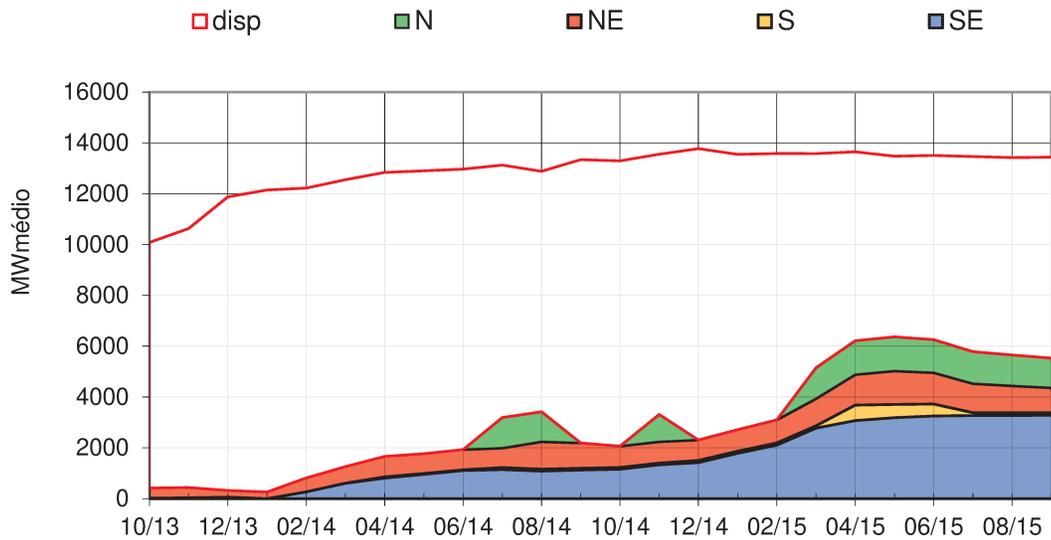


Figura 34 - Geração térmica adicional para o cenário de 1999 no estudo 1

Um ponto interessante, que é observado, é que mesmo com a presença de alguns cenários secos a geração térmica tende a se manter em níveis baixos, provavelmente o modelo utiliza tal medida devido ao grande número de cenários serem próximos da média.

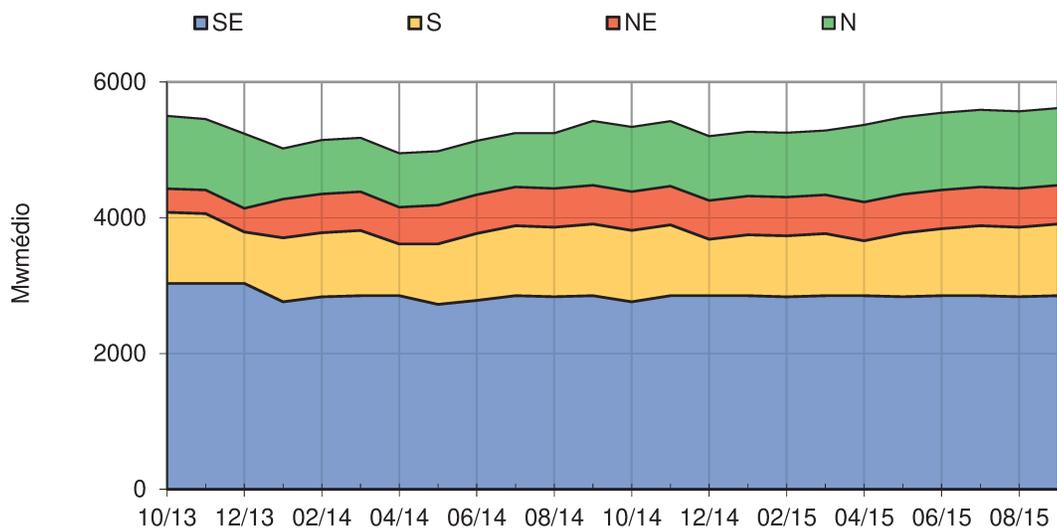


Figura 35 - Geração térmica inflexível para o cenário de 1999 no estudo 1

A geração inflexível é independente da otimização e tem seus valores definidos por contrato e consistem nas usinas que operam em regime de base e ininterruptamente.

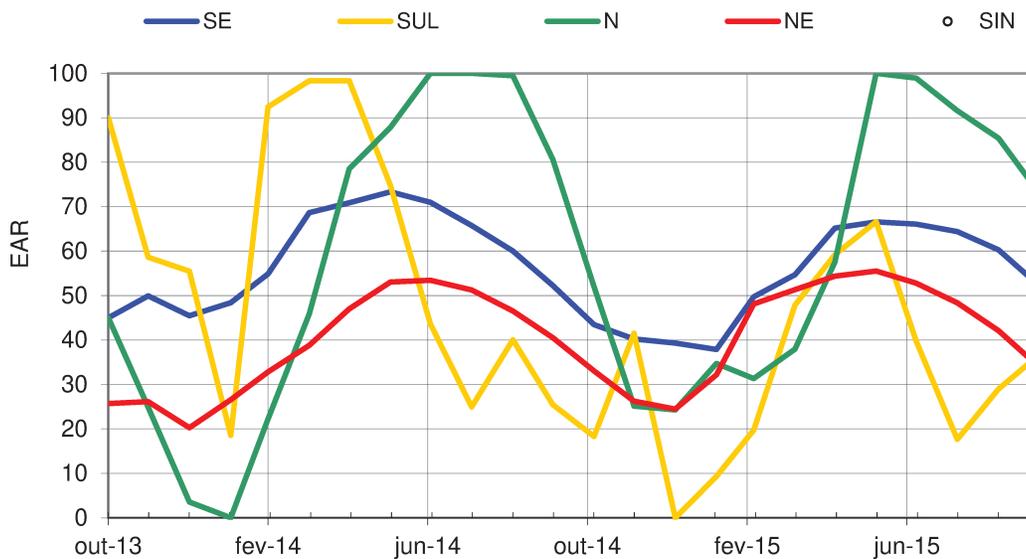


Figura 36 - EAR para o cenário de 1999 no estudo 1

O armazenamento é dependente do cenário escolhido apenas a condição inicial e final é necessariamente igual para todos os cenários, pois são condições de contorno do modelo. Com a desativação da CAR e, restrição de armazenamento mínimo, pode-se observar que em dois pontos o armazenamento de um subsistema foi zero (Norte e Sul) o que provavelmente não seria permitido em uma situação real.

O modelo foi preparado para inserção de um nível mínimo de armazenamento, que deve ser definido pelo usuário de acordo com as regras de operação desejadas.

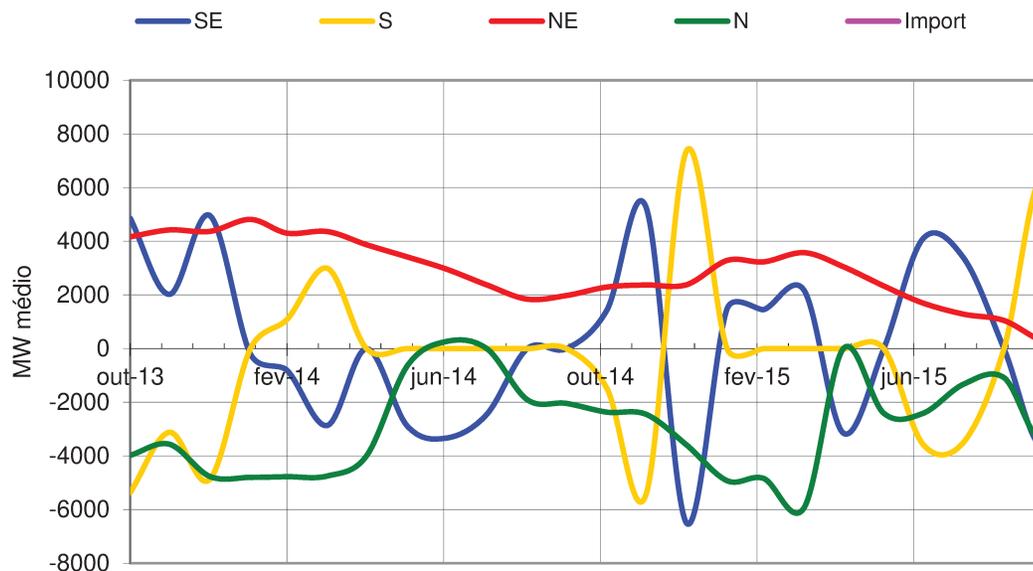


Figura 37 - Intercâmbio recebido para o cenário de 1999 no estudo 1

Ao observarmos o gráfico de intercâmbio recebido de cada subsistema (caso o valor seja negativo significa exportação de energia) nota-se claramente que o Nordeste é um grande importador de energia elétrica enquanto os outros subsistemas tem variação durante o período de planejamento.

A justificativa desta característica encontrada pelo modelo tem mais de uma explicação, a primeira é que o Nordeste se encontra em uma condição de armazenamento muito baixa (25% de sua capacidade).

Nas Figura 38, 39, 40 e 41 pode-se observar a distribuição de intercâmbios entre os diferentes subsistemas, utilizando o novo procedimento de cálculo.

É possível notar que todos os valores estão dentro dos limites das linhas de transmissão (tracejado), esses limites são impostos pelas novas restrições de intercâmbio apresentadas no capítulo 5.2.2, o balanceamento destes intercâmbios foi apresentado na Figura 37.

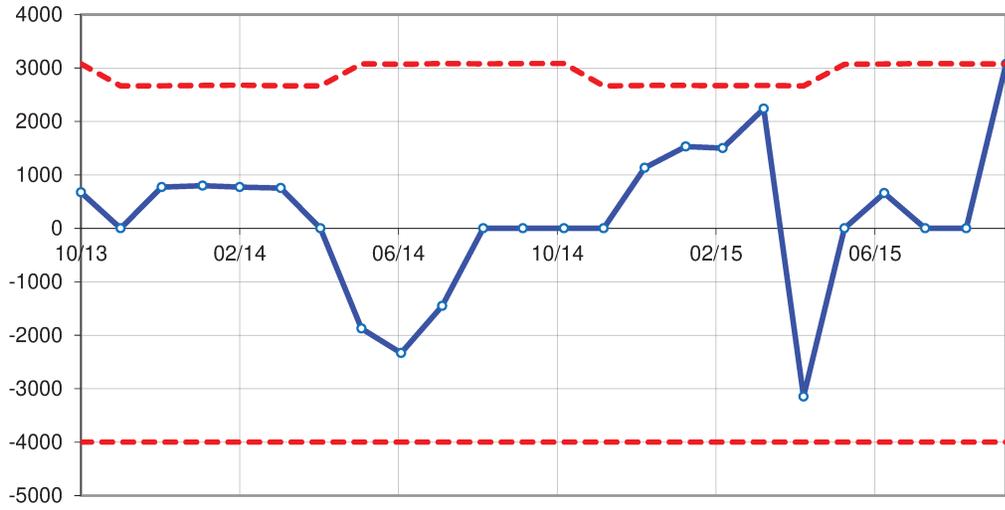


Figura 38 - Intercâmbio Arco N/SE

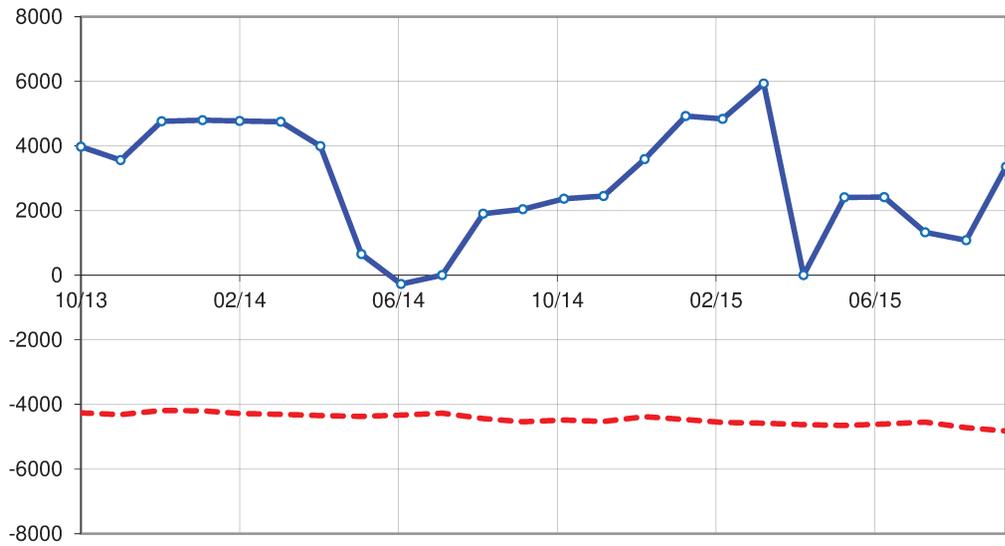


Figura 39 - Intercâmbio Arco N/Nó

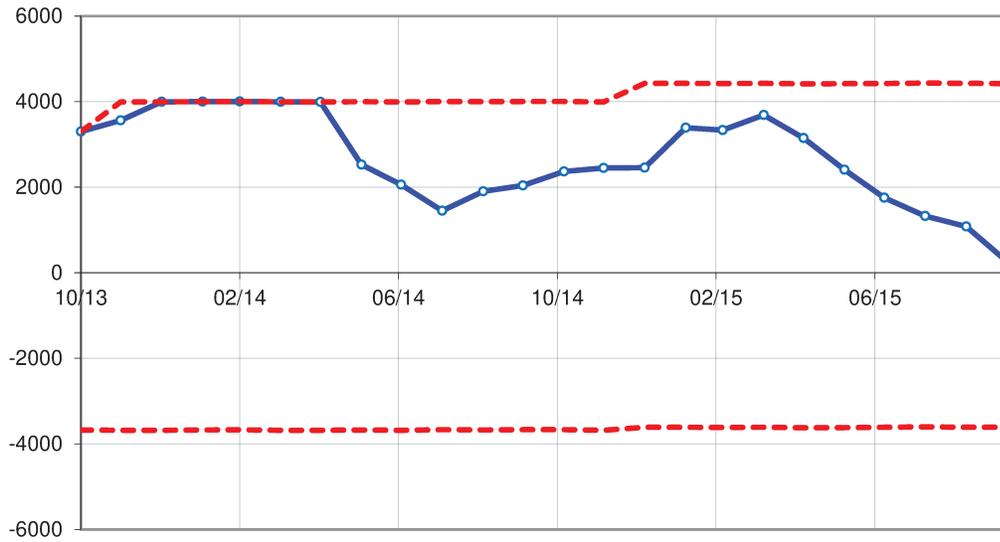


Figura 40 - Intercâmbio Arco NÓ/NE

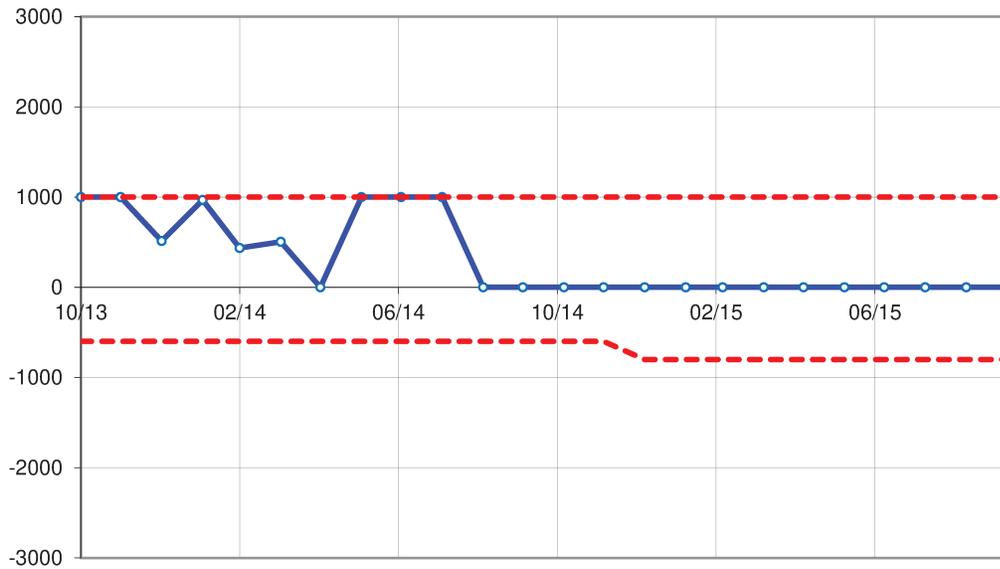


Figura 41 - Intercâmbio Arco SE/NE

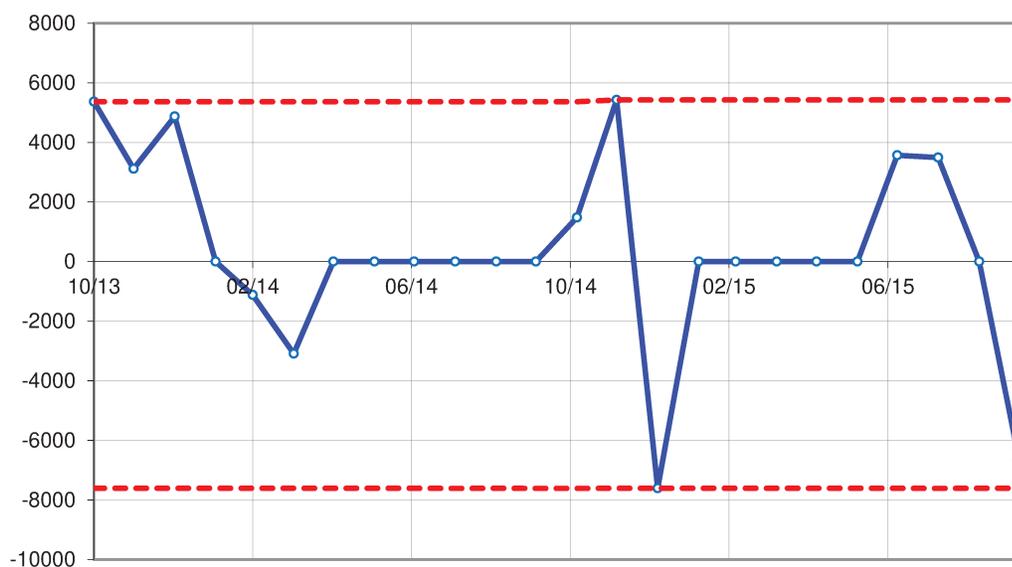


Figura 42 - Intercâmbio Arco S/SE

Conforme metodologia inicial do modelo SolverSIN também foram mantidas todos os gráficos que ilustram o comportamento de cada variável do modelo, na Figura 43 tem-se a distribuição da geração térmica adicional (flexível) e inflexível (geração não depende da demanda como por exemplo das usinas ANGRA 1 e ANGRA 2)

Justifica-se a apresentação de diversas figuras para ilustrar o comportamento do novo modelo bem como seus dados de saída.

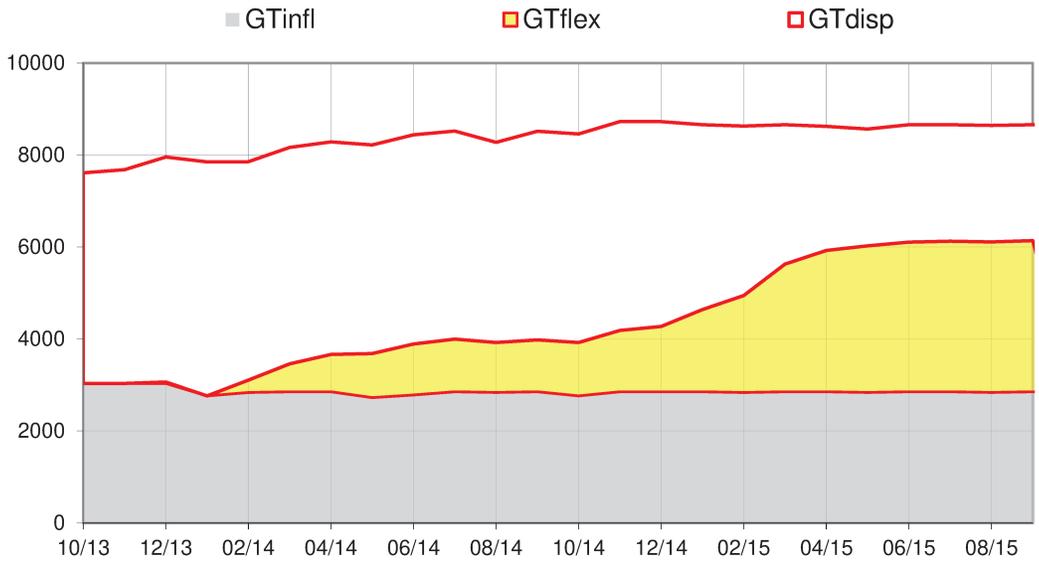


Figura 43 - Geração Térmica flexível e inflexível - SUDESTE

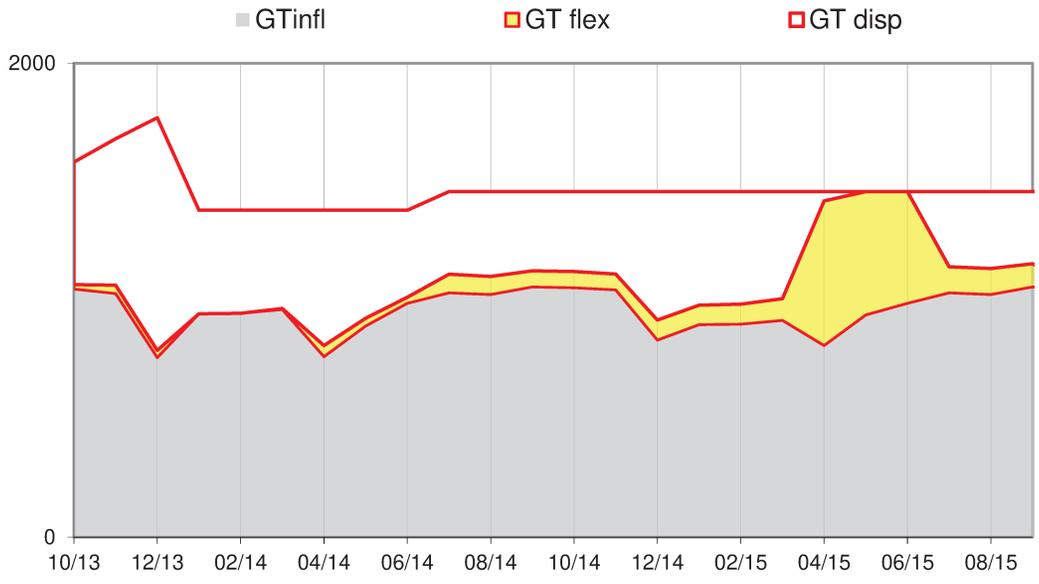


Figura 44 - Geração Térmica flexível e inflexível - SUL

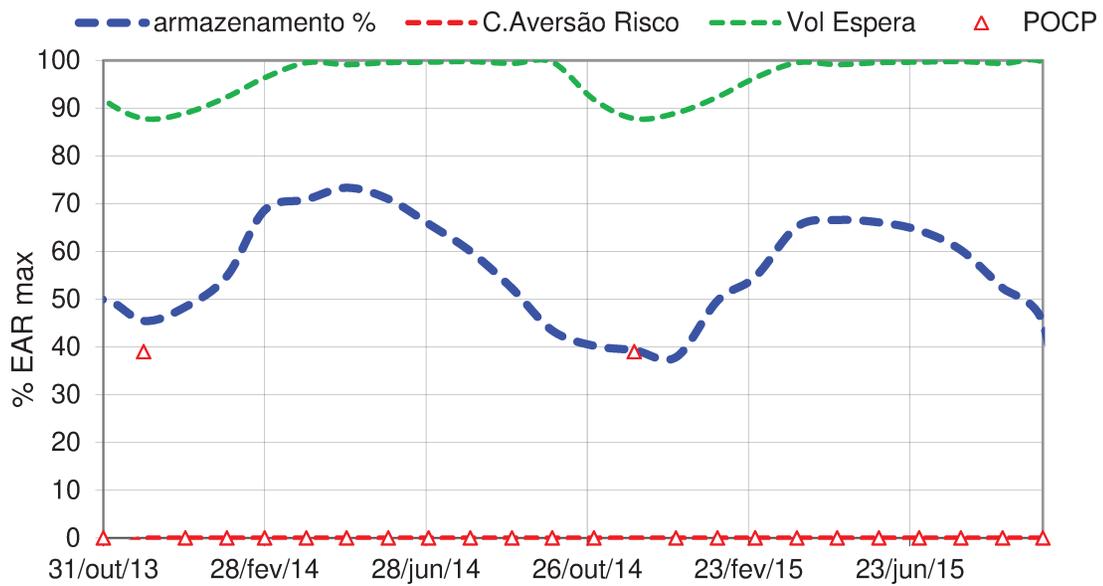


Figura 45 - Balanço energético - SUDESTE

7.4.2. Segundo estudo de caso

Período de planejamento: 12 meses

Cenário inicial: 10/1931

Cenário Final: 10/2011

Número de Cenários: 80

Condições iniciais:

Tabela 11 - Condições iniciais de processamento - 12 meses e 80 cenários

Inicialização	SE	S	NE	N
EAR inicial	45.0%	90.0%	25.7%	36.0%
ENA (1º mês)	97.0%	95.0%	61.0%	72.0%
CARGA ajuste	98%	98%	98%	98%

- Condição de Contorno: Energia Armazenada no primeiro mês de processamento deve ser a mesma no final do horizonte.

- Solver Utilizado: CONOPT
- Tempo de Processamento: 165 minutos
- Numero de variáveis: 49521
- Número de restrições: 34701
- Deck: Outubro de 2013
- Polinômios de Custo térmico: 4º grau considerando acima de 50 MW de potência.
- EAR mínima: 0% para todos os subsistemas.

Resultado obtido para o primeiro mês de planejamento

Tabela 12 Resultados para o primeiro mês - 12 meses - 80 cenários

Subsistema	SE	S	NE	N
Geração Térmica Adicional (MWmed)	1774.9	126.76	1003.7	884.22
CMO (R\$/MWh)	196.61	190.94	203.30	196.99
Intercâmbio Recebido (MWmed)	1154	-3019	3936	-2284

Déficit: para 4 diferentes cenários ocorreu déficit entre (30 e 62 MW)

Cenários Infactíveis: 10 cenários (1936, 1954, 1971, 1987, 1989, 1998, 2000, 2001, 2004, 2008)

O aumento no número de cenários que utilizam a variável de folga é justificado devido uma situação com menos liberdade no horizonte de planejamento do modelo, pois ele deveria em 12 meses ter os reservatórios devolvidos de acordo com as condições de contorno.

Apresenta-se abaixo os resultados para o cenário do ano 1999

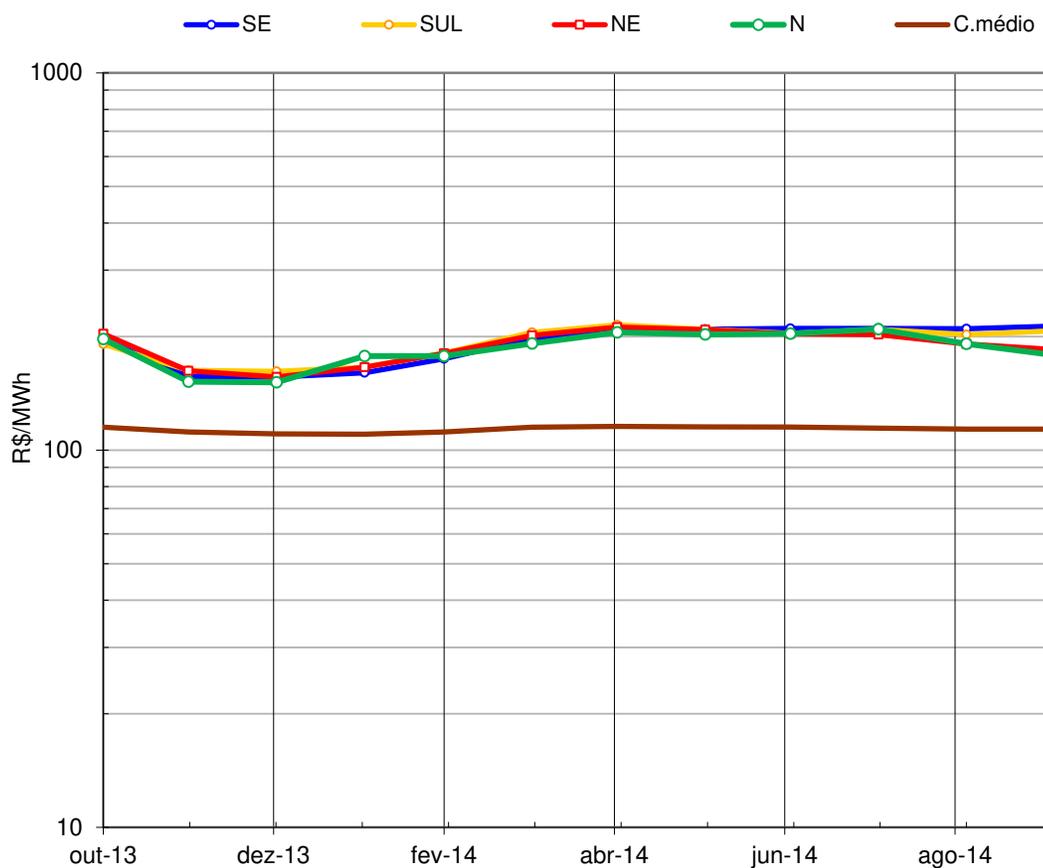
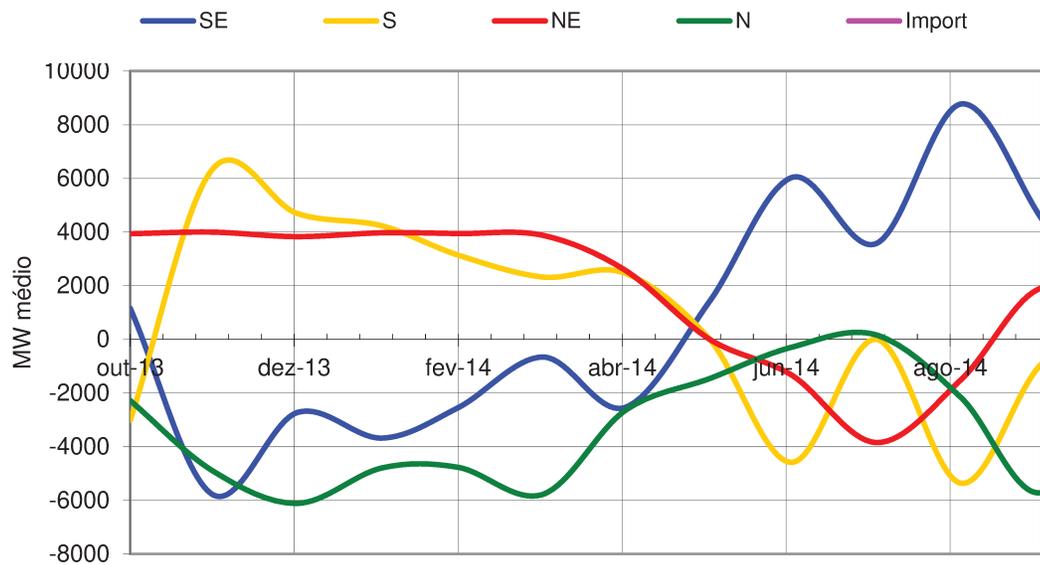
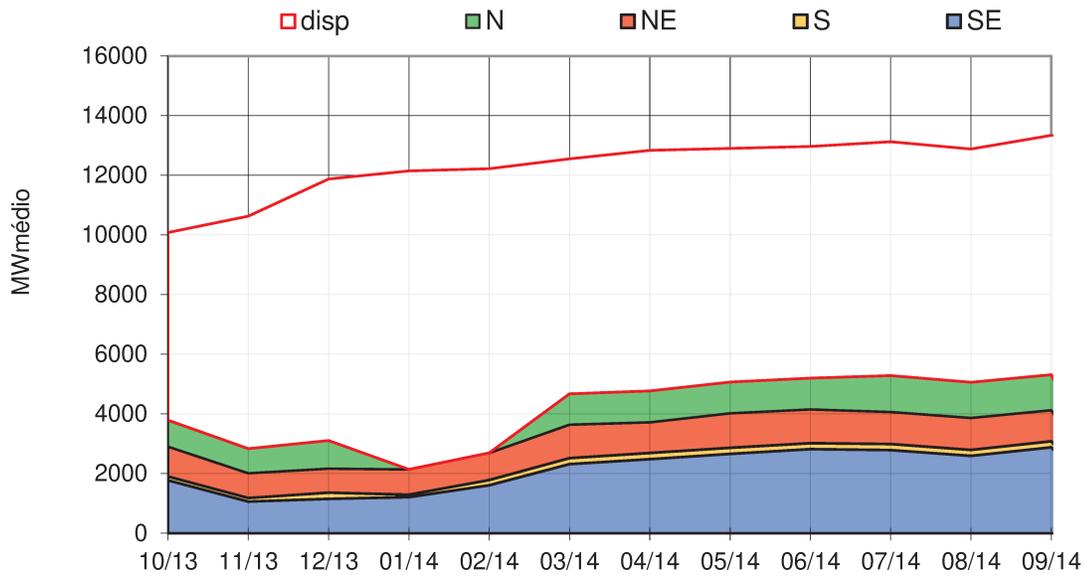


Figura 46 - CMO para planejamento de 12 meses com 80 cenários

O valor do CMO se mostrou praticamente constante, como o período de planejamento é mais curto e a geração térmica adicional (Figura 47) ocorre em todo o horizonte com uma porcentagem de 40% em média da capacidade instalada, os valores do CMO ficam acima do estudo anterior.



Novamente o Nordeste necessitou de grande importação de energia no início do planejamento, pois seus reservatórios se encontram em um nível muito baixo

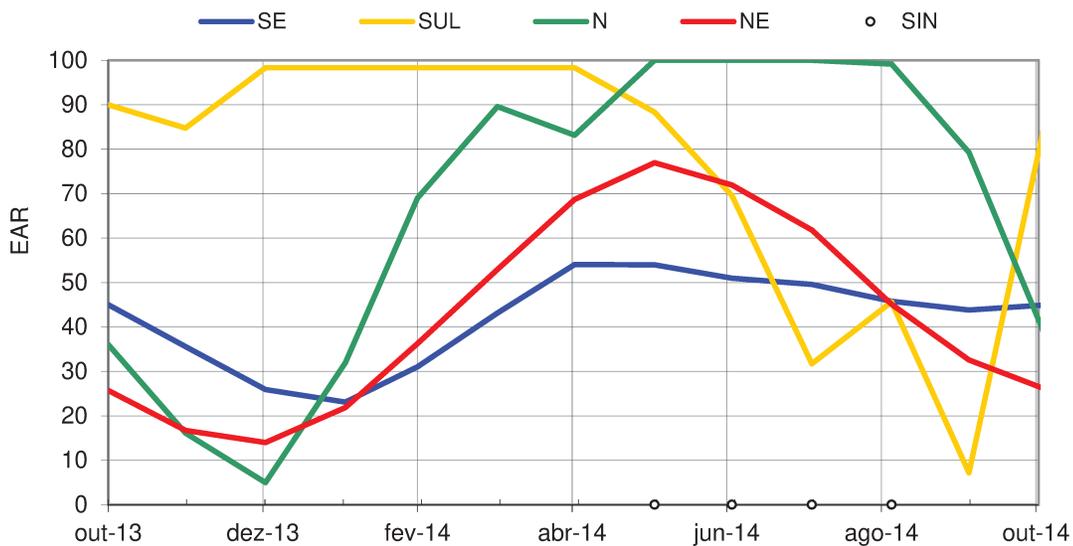


Figura 49 - EAR para planejamento de 12 meses com 80 cenários

7.4.3. Terceiro estudo de caso

Período de planejamento: 36 meses

Cenário inicial: 10/1991

Cenário Final: 10/2011

Número de Cenários: 20

Tabela 13 - Condições iniciais - 36 meses - 20 cenários

Inicialização	SE	S	NE	N
EAR inicial	45.0%	90.0%	25.7%	36.0%
ENA (1º mês)	97.0%	95.0%	61.0%	72.0%
CARGA ajuste	98%	98%	98%	98%

- Condição de Contorno: Energia Armazenada no primeiro mês de processamento deve ser a mesma no final do horizonte.

- Solver Utilizado: CONOPT
- Tempo de Processamento: 96 minutos
- Numero de variáveis: 49521
- Número de restrições: 34701
- Deck: Outubro de 2013
- Polinômios de Custo térmico: 4º grau considerando acima de 50 MW de potência.
- EAR mínima: 0% para todos os subsistemas

Tabela 14 - Resultados para o primeiro mês - 36 meses - 20 cenários

Subsistema	SE	S	NE	N
Geração Térmica Adicional (MWmed)	248.55	63.38	544.8	112.13
CMO (R\$/MWh)	88.07	95.53	98.13	116.07
Intercâmbio Recebido (MWmed)	-424	-2831	4171	-1129

Déficit: 0 para todo o período

Cenários Inactíveis: 1998, 2001 e 2003 – Insuficiência de Armazenamento, para estes cenários a variável de folga foi utilizada.

Resultado observado para o período 2002 a 2004 (período factível), a justificativa da exibição desses resultados é válida, pois é um cenário que compreende um período seco e esta entre outros cenários inactíveis, abrangendo portanto um período crítico.

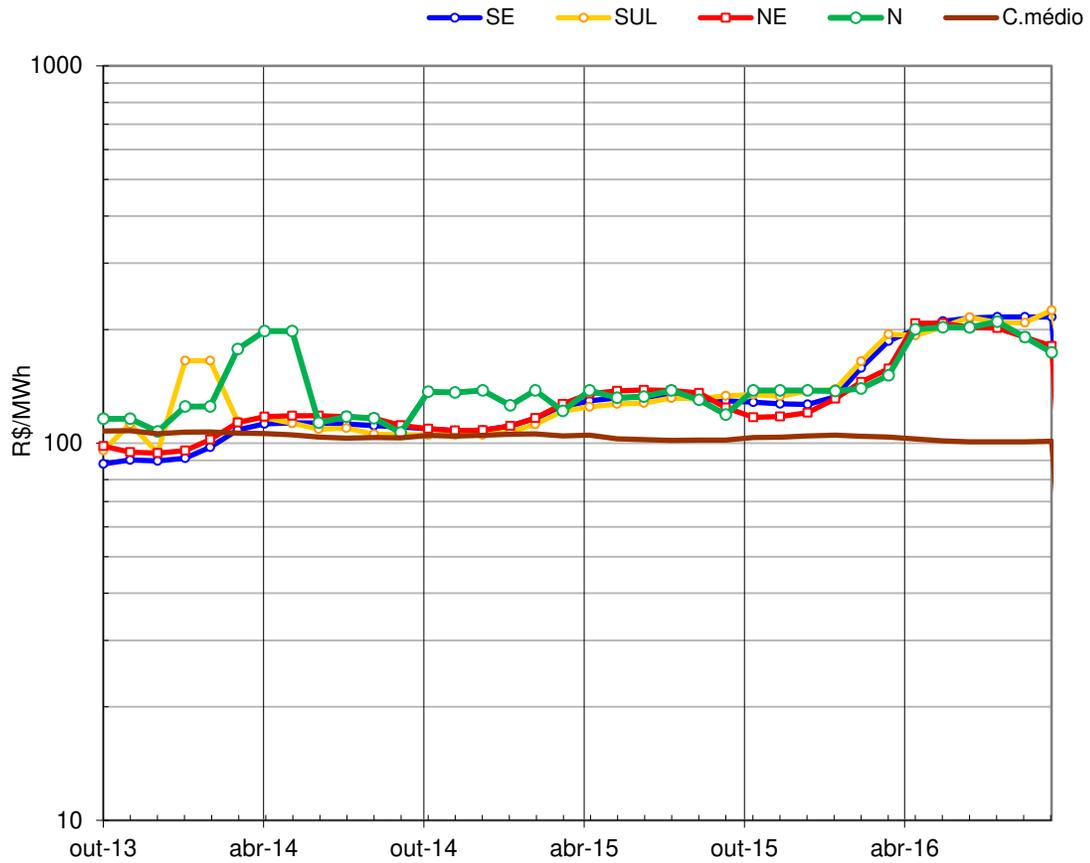


Figura 50 - CMO para planejamento de 36 meses com 20 cenários

Ao se comparar o valor do CMO com os outros dois estudos de caso apresentados, nota-se que os valores são suavemente mais baixos, isso pois o modelo conseguiu realizar uma geração térmica inferior e usou mais a capacidade de armazenamento de cada reservatório.

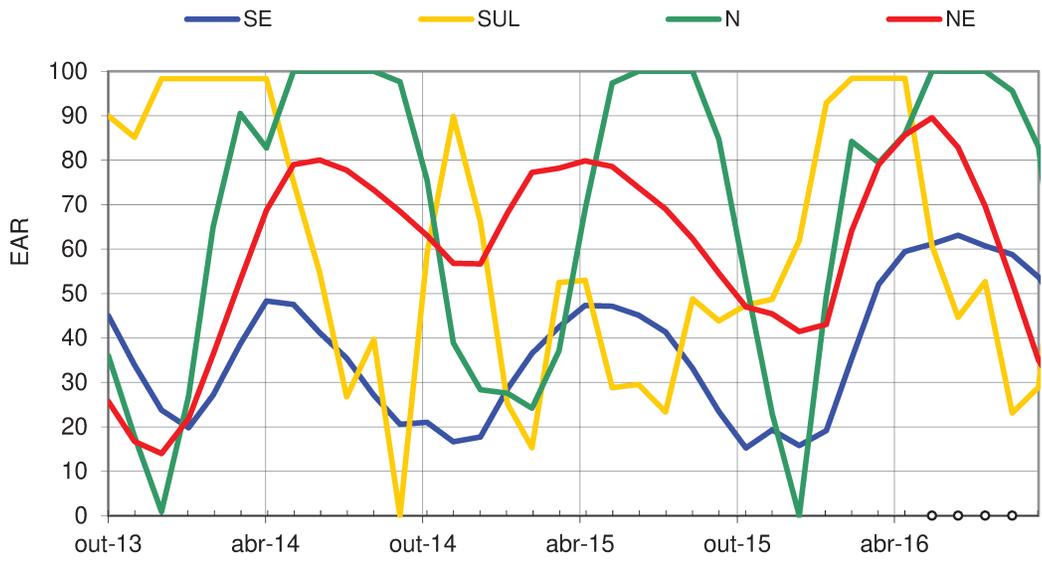


Figura 51 - EAR para planejamento de 36 meses com 20 cenários

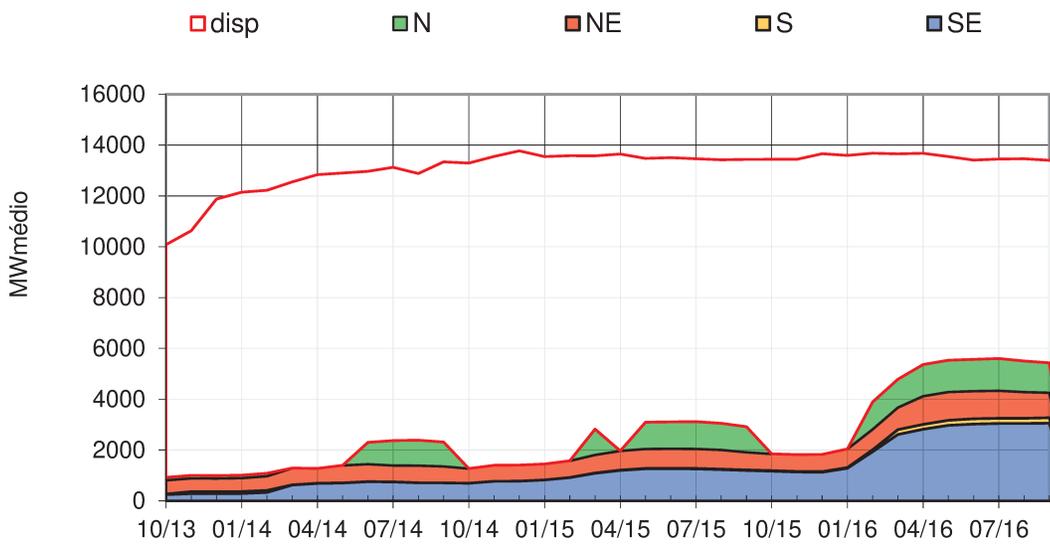


Figura 52 - Geração térmica adicional para planejamento de 36 meses com 20 cenários

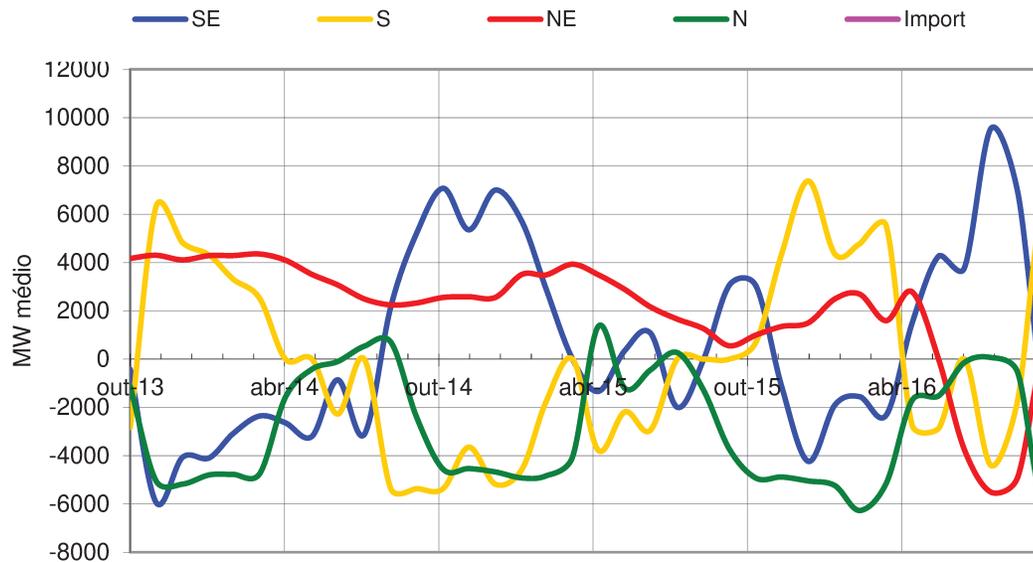


Figura 53 – Intercâmbio recebido para planejamento de 36 meses com 20 cenários

7.4.4. Quarto estudo de caso

Período de planejamento: 48 meses

Cenário inicial: 10/1981

Cenário Final: 10/2011

Número de Cenários: 20

Condições iniciais:

Tabela 15 - Condições iniciais do processamento - 48 meses e 20 cenários

	SE	S	NE	N
EAR inicial	45.0%	90.0%	25.7%	36.0%
ENA (1º mês)	97.0%	95.0%	61.0%	72.0%
CARGA ajuste	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%

Déficit: para 4 diferentes cenários ocorreu déficit entre (30 e 62 MW)

Cenários Infactíveis: 2001, 2004.

Tabela 16 - Resultados para o primeiro mês de planejamento com 48 meses e 20 cenários

Subsistema	SE	S	NE	N
Geração Térmica Adicional (MWmed)	235.13	64.34	499.8	102.13
CMO (R\$/MWh)	86.68	96.67	88.89	117.14
Intercâmbio Recebido (MWmed)	719	-2046	4171	-3035

Apresentam-se abaixo os resultados para o cenário do ano 2000

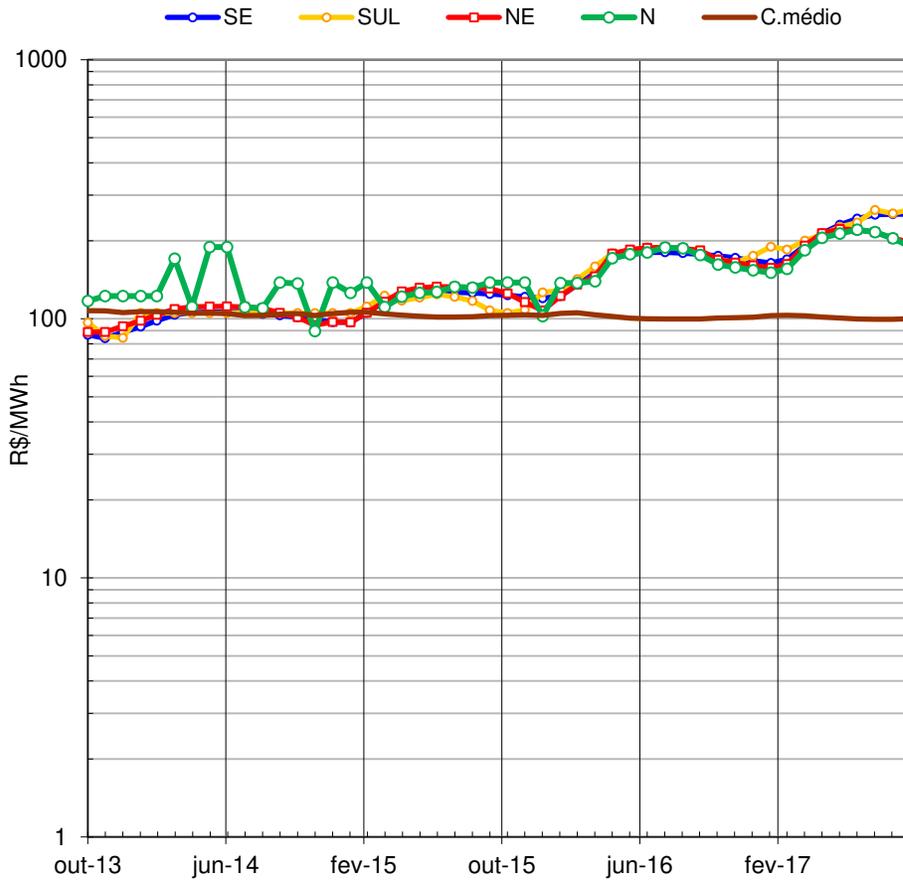


Figura 54 - Valor do CMO para planejamento de 48 meses com 20 cenários

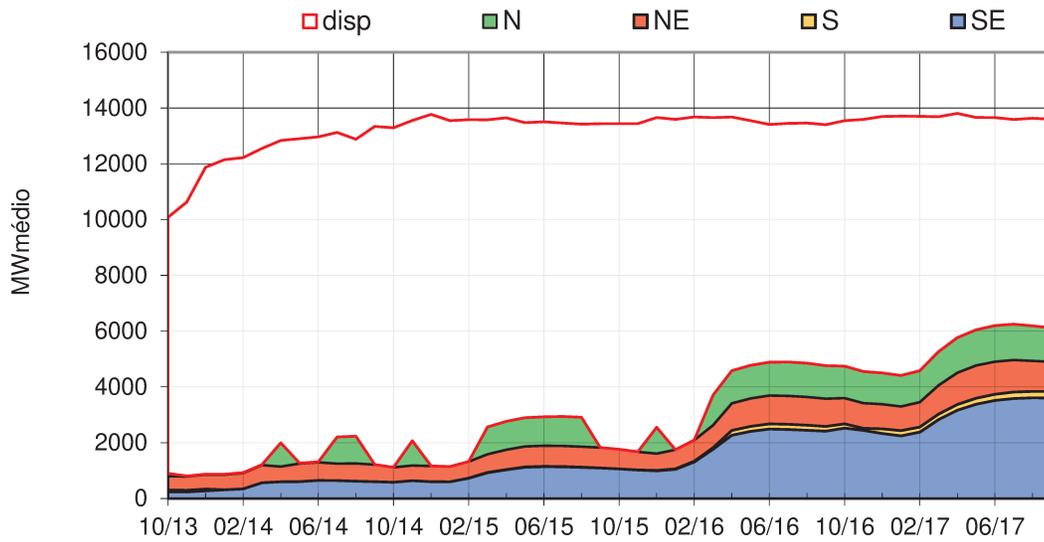


Figura 55 - Geração térmica flexível para planejamento de 48 meses com 20 cenários

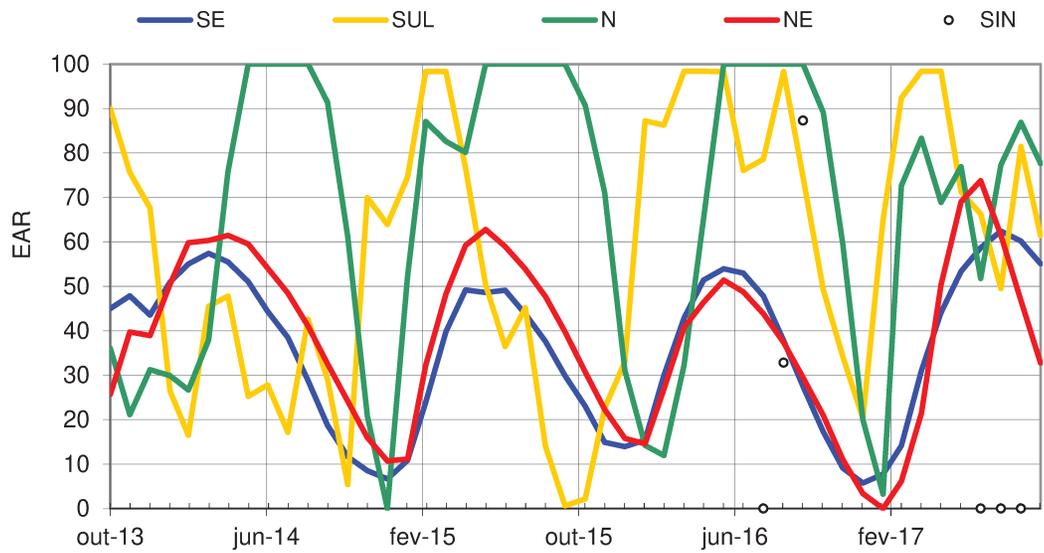


Figura 56 - EAR para planejamento de 48 meses com 20 cenários

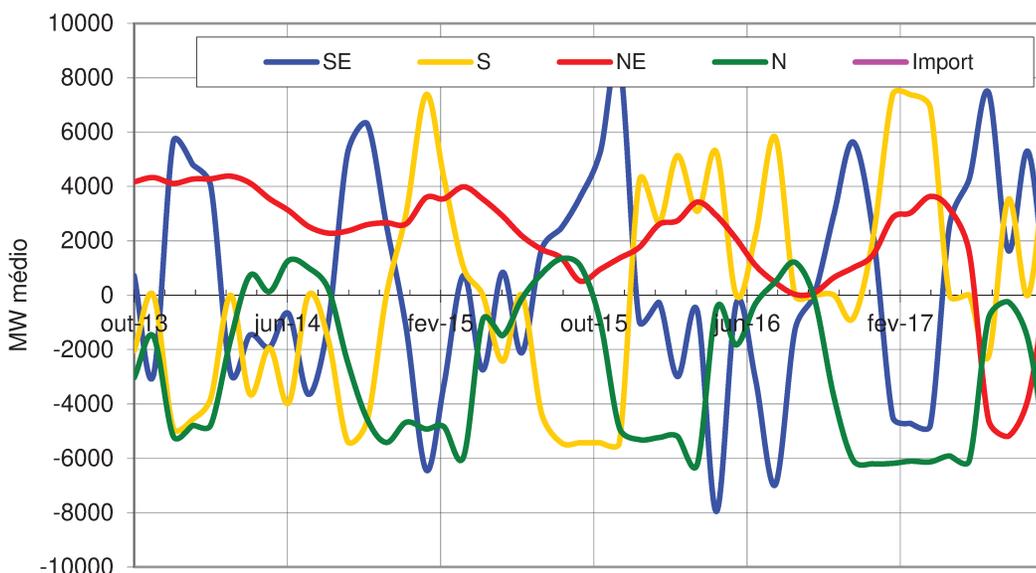


Figura 57 - Intercâmbio Recebido para planejamento de 48 meses com 20 cenários

7.5. Avaliação dos resultados obtidos

Nos quatro estudos apresentados o modelo se mostrou coerente com expectativas iniciais:

Ao observar o gráfico de armazenamento nota-se uma periodização (enchimento durante o período chuvoso e o esvaziamento durante o período seco) sendo que para cenários críticos, como o ano de 2001 por diversas vezes o resultado foi ineficaz para um dado cenário, pois não havia água suficiente para manter o reservatório equivalente do subsistema Nordeste em seu nível mínimo.

Essa ineficácia ocorreu sempre no subsistema Nordeste, devido a uma restrição operativa de vazão defluente mínima para a UHE de Sobradinho e Xingó no valor de $1300\text{m}^3/\text{s}$, que somada a um baixo armazenamento nos reservatórios deste subsistema acarreta em uma otimização ineficaz.

A solução encontrada se mostrou suficiente para resolver esse problema, colocando uma variável de folga, ativada em cenários críticos, apenas para resolver a ineficácia do modelo.

O valor do CMO para todos os cenários apresentou um valor sem variações abruptas, sempre se mostrando proporcional à geração térmica adicional (Flexível).

Em determinados períodos houve pequenas variações no CMO devido principalmente a necessidade de geração térmica adicional, nota-se também que pequenas alterações ocorrem devido à alteração no polinômio de custo, que é o polinômio que forma os preços das usinas térmicas e deve ter a característica de ser monotonicamente crescente, entretanto em alguns casos ele apresenta pontos de inflexão para valores próximos à origem.

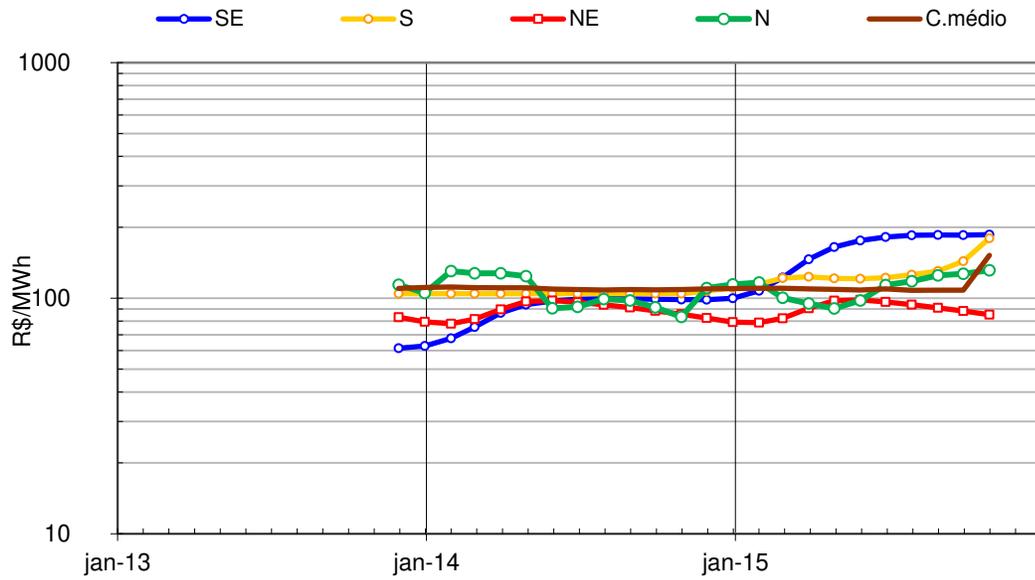
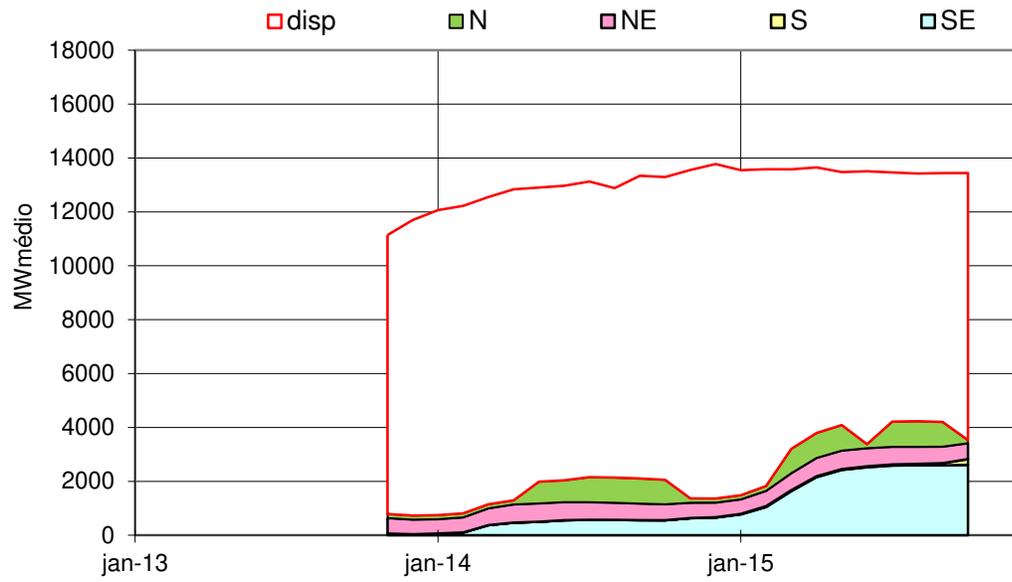
Cabe ressaltar que os polinômios utilizados durante todos os estudos receberam um tratamento para evitar valores negativos principalmente para gerações térmicas pequenas (próximas à origem). A curva das funções de custo são polinômios que após o tratamento apresentaram as características necessárias para um bom funcionamento do modelo, representando um custo maior para cada MW somado a geração térmica.

Em alguns casos ocorriam derivadas negativas para valores de geração térmica, próximos à origem, causando custos negativos, ou ainda custos menores para gerações de maior valor.

Esses dados foram substituídos por polinômios do próximo mês ou do primeiro mês em que isso não ocorre.

Para uma comparação com outro modelo que já tem sua funcionalidade considerada, alguns resultados foram comparados com o modelo SolverSIN.

Nas Figura 58, 59 e 60 são apresentados os três principais resultados para otimização de um cenário percentil 50% com as mesmas condições do primeiro estudo de caso.



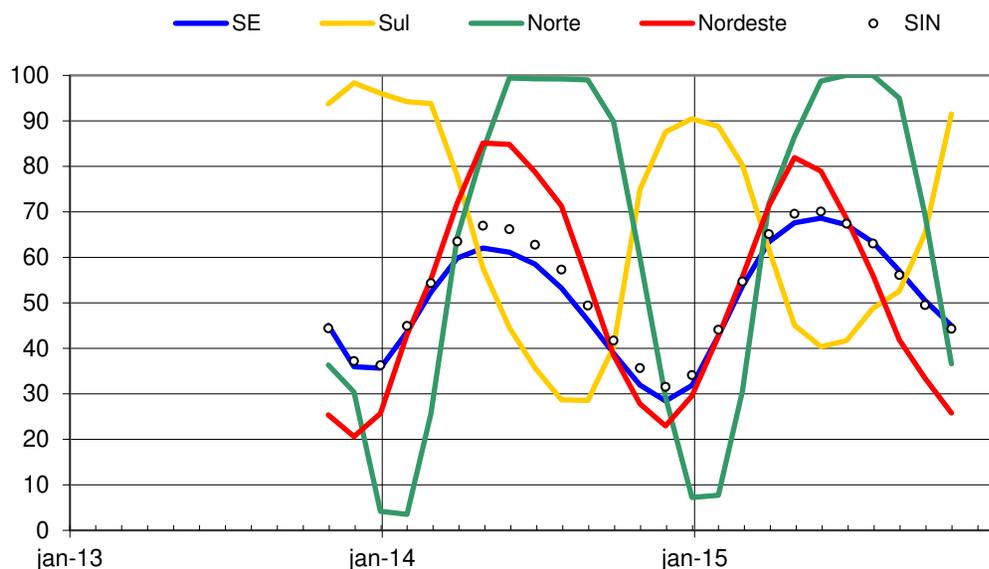


Figura 60 - EAR (SolverSIN)

Na avaliação de ambos os gráfico podemos fazer as seguintes comparações:

Para a geração térmica adicional teve um comportamento semelhante, isso para o cenário considerado no primeiro estudo de caso , nota-se que o modelo SolverSINR apresenta diversos resultados, um para cada cenário.

O resultado que pode ser considerado de maior interesse é o do primeiro mês de planejamento. O SolverSINR apresentou valores suavemente mais baixos que o SolverSIN, devido a consideração de vários cenários, sendo que, a maioria deles necessitando de geração térmica adicional inferior, na Tabela 17 e nas Figura 61 e 62 é apresentado uma comparação entre os valores obtidos por ambos modelos.

Tabela 17 - CMO por subsistema para ambos modelos e horizontes de planejamento

CMO para o primeiro mês de planejamento (R\$/MWh)					
Subsistema	SolverSIN	SolverSINR (12 meses)	SolverSINR (24 meses)	SolverSINR (36 meses)	SolverSINR (48 meses)
SE	61	196	61	88	87
S	102	190	71	95	97
NE	82	203	69	98	88
N	114	197	122	116	117

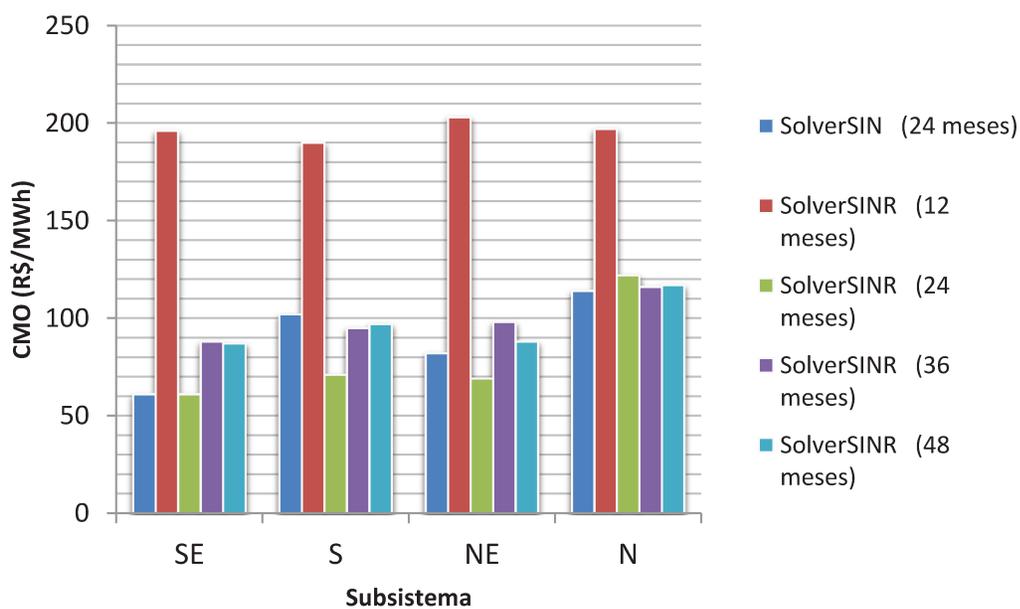


Figura 61 - Comparação de CMO entre modelos (por subsistema)

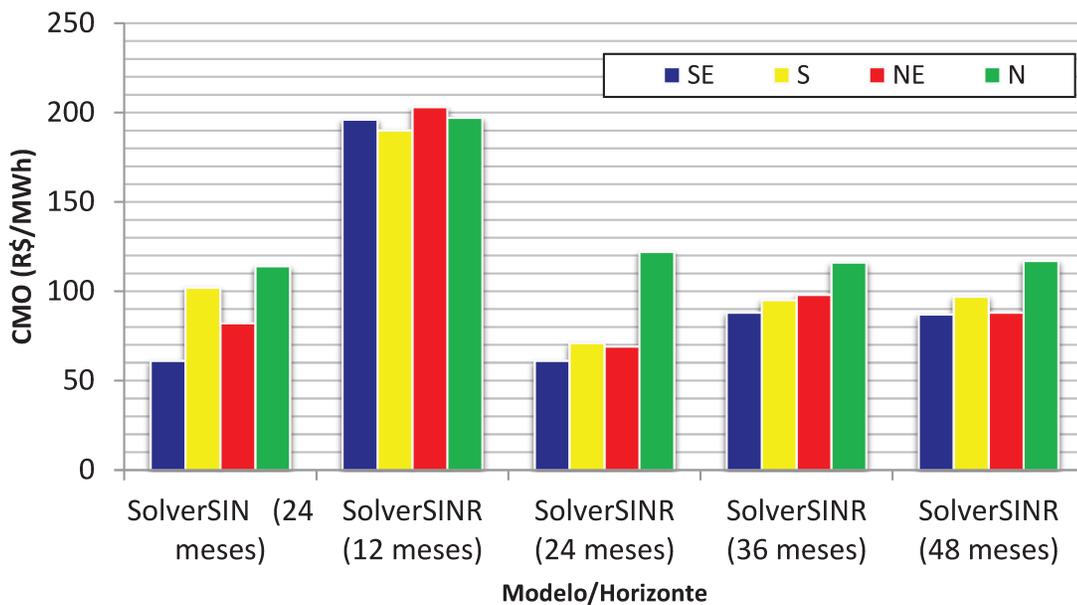


Figura 62 - Comparação de CMO entre modelos (por modelo)

Nota-se que para o SolverSINR com horizonte de planejamento reduzido (12 meses) os resultados foram mais altos que para outros horizontes, isso devido a menor flexibilidade da operação dos reservatórios no horizonte.

A comparação entre o SolverSINR e SolverSIN apresenta resultados próximos, na média o SolverSINR com horizonte de planejamento de 24 e 36 meses apresenta valores inferiores ao SolverSIN. Já o SolverSINR com horizonte de 48 meses apresenta valores superiores entretanto mais uniformes entre os subsistemas.

O armazenamento se mostrou um comportamento semelhante em ambos os modelos, não cabendo uma avaliação caso a caso, pois para cada cenário o modelo SolverSINR, tem uma curva de armazenamento.

Baseado na composição de preços do primeiro mês e da expectativa de crescimento pode-se afirmar que ambos os modelos apresentam resultados semelhantes para cenários semelhantes, entretanto o modelo estocástico tende a apresentar um aumento no CMO ao longo do tempo, já no determinístico os preços tendem a serem mais “constantes”.

Apesar de pequenas alterações já esperadas no modelo, pode-se afirmar que os resultados mantiveram a mesma ordem de grandeza, sendo as variações provenientes da nova metodologia adotada.

7.5.1. Comparação do tempo de processamento

Complementarmente aos estudos relatados acima outros testes foram realizados no modelo, durante seu período de avaliação, sendo possível observar o tempo de processamento para diversos. Todos os estudos realizados e relatados foram desenvolvidos em um computador com as seguintes especificações técnicas:

Processador: Intel Core i7-3610QM 2.30GHz

Memoria RAM 8.00GB

Sistema operacional: Windows 7 de 64 Bits

Placa de vídeo: NVIDIA GEFORCE GT 1GB

Nas tabelas abaixo são apresentados os tempos de processamento de diversos estudos realizados, o tempo de processamento é a soma do tempo de montagem do arquivo GMS, a execução no software GAMS e a importação para o modelo SolverSINR:

Tabela 18 – Tempo de processamento para 24 meses de planejamento

Teste	Período (meses)	Cenários	Tempo (minutos)
1	24	1	0.33
2	24	10	2.1
3	24	20	34
4	24	30	93
5	24	80	723

Tabela 19 - Tempo de processamento para 12 meses de planejamento

Teste	Período (meses)	Cenários	Tempo (minutos)
1	12	1	0.1
2	12	20	5
3	12	40	36.5
4	12	80	185

Tabela 20 - Tempo de processamento para 36 meses de planejamento

Teste	Período (meses)	Cenários	Tempo (minutos)
1	36	1	0.7
2	36	2	1
3	36	10	13
4	36	20	96
5	36	40	432

Tabela 21 - Tempo de processamento para 48 meses de planejamento

Teste	Período (meses)	Cenários	Tempo (minutos)
1	48	1	3
2	48	10	28
3	48	20	220
4	48	40	940

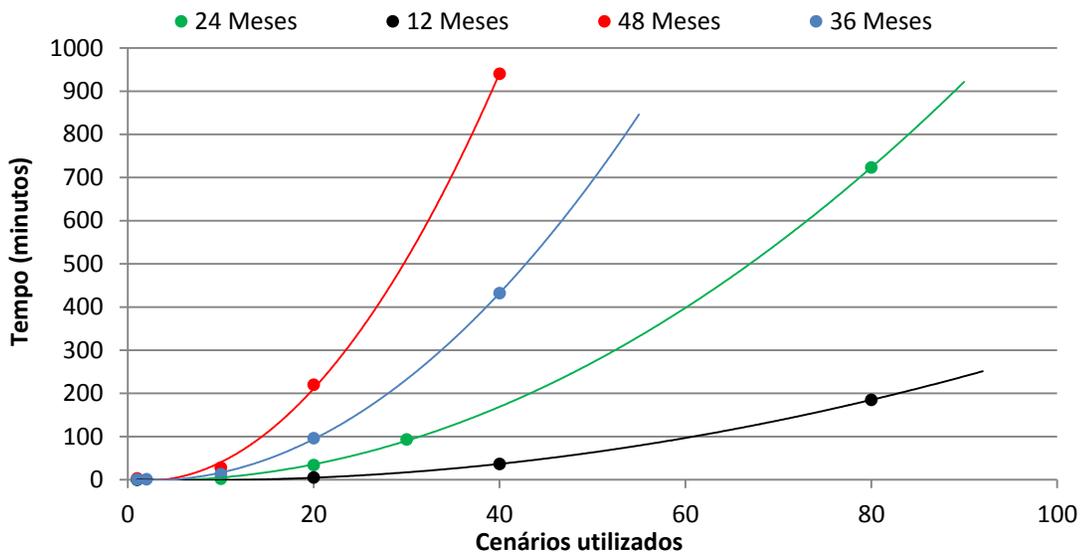


Figura 63 - Comparativo entre o tempo de processamento de diversos estudos

Notou-se também que para uma mesma situação de planejamento e mesma quantidade de cenários, apenas com alguma variação na EAR (variação de 10%) em alguns casos ocorre uma alteração no tempo de execução de cerca de 20%. Entretanto os dados apresentados acima e utilizados nesta pesquisa são sempre utilizando os valores de EAR disponibilizados pelo ONS, representando o valor real deste dado.

Não houve justificativa para realizar planejamento com EAR diferentes das reais, pois o modelo é processado para se obter resultados que possam ser aplicados nas condições reais do SIN.

O tempo de processamento do modelo para um período de planejamento de 48 meses com 80 cenários não é apresentado na tabela pois se mostrou inviável (acima de 2500 minutos).

Possíveis alterações no modelo mostraram diminuir o tempo de processamento:

- Cenários com EAR mais baixo
- Não utilização da variável de folga e eliminação anterior do cenário ineficaz.

Entretanto nenhuma dessas alternativas foi utilizada nos resultados apresentados.

8. Conclusões e sugestões para próximos trabalhos

Os resultados apresentados se mostraram válidos para a operação dos reservatórios e os valores de CMO em comparação com o modelo SolverSIN determinístico e também com valores esperados reais. O modelo SolverSINR estocástico permite a otimização do planejamento com base em um conjunto de cenários, os resultados obtidos mostram uma solução otimizada para um determinado conjunto de cenários, uma solução de melhor compromisso com o conjunto porém não necessariamente melhor solução para um dado cenário.

O modelo já possuía uma variável de folga (também chamada de variável de penalização) que é o Déficit de Energia Elétrica, entretanto foi necessária a inserção de uma nova variável de folga para permitir a factibilidade no armazenamento, pois uma regulamentação da ANA (citada anteriormente) estabelece vazão mínima para o subsistema Nordeste, que não é sustentável em alguns cenários mais secos. A solução utilizada neste trabalho, para esse problema, foi a inserção da nova variável de folga, não permitindo um armazenamento negativo ineficaz, porém perdendo o sentido real e sendo eliminada do conjunto de soluções, porém, todos os outros cenários formam uma solução aplicável.

Neste trabalho, onde é possível resgatar, do registro histórico com o aplicativo SHENA, dados desde 1931 até 2011, considerou-se que o número de cenários é suficiente para um tratamento estocástico, que foi confirmado pelos resultados obtidos.

A utilização da solução do novo modelo é mais um caminho para avaliação crítica de política de operação implementada no SIN, pelo ONS. Adicionalmente à solução de outros modelos já existentes, permite a elaboração de uma solução com múltiplos cenários (conjunto de soluções) que pode ser utilizada como parâmetro para análises dos resultados estabelecidos pelos modelos oficiais do SEB.

Como sugestão para trabalhos futuros foram destacados diversos pontos durante a produção da dissertação:

Utilização do aplicativo SHENA para resgate de outras informações contidas no arquivo “pmo.dat” que sejam de interesse para outras pesquisas ou usuários do SEB. Este aprimoramento usaria os próprios recursos desenvolvidos neste trabalho, apenas com a inserção de novas estratégias de buscas.

Realização de um estudo comparativo entre a utilização de uma variável de folga (como realizado neste trabalho) e um relaxamento controlado da geração hidráulica mínima avaliando possíveis diminuições no tempo de processamento sem ocorrência de infactibilidades para cenários secos.

Inserção de uma metodologia de aversão a risco para controle do armazenamento dos reservatórios.

Desenvolvimento de aplicativos paralelos para previsão da carga instalada e conseqüentemente da curva de demanda.

Enfim, acredita-se que com o desenvolvimento desta pesquisa tenha-se dado uma contribuição à ciência e despertou-se interesse em pesquisas com potencial de ganhos ao SEB.

Referências Bibliográficas

ALEM, D. J. J. **Programação estocástica e otimização robusta no planejamento da produção de empresas moveleiras**. 2011. 218 (Doutorado). ICMC-USP, USP, São Carlos.

ANEEL. Nota Técnica no 049/2013-SRG/ANEEL. 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/nt_049_-_homologacao_dos_programas_computacionais_art_1_res_cnpe_03-2013_-_jsn.pdf>.

BAI, D.; CARPENTER, T.; MULVEY, J. M. Making a case for Robust Optimization Models. **Management Science** **43** (7), p. 895, 1997.

BARROS, M. T. L. T., F. T. C.; YANG, S. L.; LOPES, J. E. G.; YEH, W. W. G. Optimization of Large-Scale Hydropower System Operation. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 129 (3), p. 178-188, 2003.

BELLMAN, R. **Dynamic Programing**. 1954. Princeton University Press, Princeton NJ.

BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to stochastic programming**. London: 2011.

CAMARGO, C. B. **Tranmissão de energia elétrica**. Florianópolis - SC: Eletrobrás, 1984. 273

CEPEL. **Manual de referência do modelo NEWWAVE**. Rio de Janeiro: Cepel, 2006.

DANTZIG, G. B. Linear programming under uncertainty. **Management Science**, v. 1, p. 9, April 1955 1955.

Eletrobras - Eletronuclear. **Eletronuclear**, 2013. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/AEmpresa/CentralNuclear/Angra3.aspx>>. Acesso em: 06/2013.

EPE. **Plano decenal de expansão de energia**. EPE. Rio de Janeiro: EPE 2013.

FURNAS. **Revista Furnas 50 anos**. Revista FURNAS: Furnas. XXXIII 2007.

HOWARD, R. A. **Dynamic Programming and Markov Processes**. 1960. M.I.T Press, Cambridge, NJ.

HUANG, X. J., C.; PEI, Z. **Chaotic Particle Swarm Optimization Algorithm with Niche and Its Application in Cascade Hydropower Reservoirs Operation**. International Conference on Artificial Intelligence and Computational Intelligence. IEEE: IEEE 2009.

IBGE. **Instituto brasileiro de geografia e estatística**, 2012. Disponível em: < <http://www.ibge.gov.br/home/> >. Acesso em: 06/2013.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. C. **Particle Swarm Optimization**. Conf. on Neural Network. IEEE. Perth, Australia: IEEE Service Center Piscataway NJ 1995.

LABADIE, J. Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 130, p. n.2, mar. 2004 2004.

LOPES, J. E. G. **Otimização de sistemas hidrotérmicos**. 2001. (Mestrado). Departamento de Recursos hídricos, Universidade de São Paulo, São Paulo.

_____. **Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de energia elétrica**. 2007. (Doutorado). Recursos Hídricos, Universidade de São Paulo, São Paulo.

MULVEY, J. M.; VANDERBEI, R. J.; ZENIOS, S. A. Robust Optimization of Large-Scale Systems. **Operation Research**, p. 264-281, April 1995 1995.

Neoenergia. **Neoenergia**, 2013. Disponível em: < <http://www.neoenergia.com/section/historico-setor-eletrico.asp> >. Acesso em: 05/2013.

NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Inteciência, 2012.

OLIVEIRA, A. The Political Economy of the Brazilian Power Industry Reform. Market Reform, 2003. Stanford. Stanford University, February 2003. p.58.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. **ONS**, 2013. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/home/> >. Acesso em: 11/2013.

PIANTADOSI, J. M., A. V.; HOWLETT, P. G. Stochastic dynamic programming (SPD) with a conditional value-at-risk (CVaR) criterion management of storm-water. **Journal of Hydrology**, v. 348, p. 320-329, October of 2007 2007.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

TOSCANO, A. E. **Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional**. 2009. (Mestrado). DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

ZAMBON, R. C. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte**. 2008. (Doutorado). São Paulo, São Paulo, Brasil.

ZANFELICE, F. R. **Estratégia de contratação ótima na comercialização de energia elétrica**. 2007. (Mestrado). Campinas, São Paulo, Brasil.

Anexo

Abaixo segue a rotina de processamento no software GAMS, a rotina apresentada é formada integralmente pelo modelo SolverSINR no formato “.gms”. Destaca-se que em dois pontos onde são apresentados apenas séries históricas, foi realizada um corte pois as séries representavam 480 linhas desnecessárias à compreensão do modelo.

Rotina:

```
$title Otimizacao Robusta do SIN
$ontext
SolverSINR Otimização Robusta do SIN - Victor de Barros Deantoni - Unicamp -
FEC - 2013
Modelo de Otimização de Sistema Hidrotermico - João E. G. Lopes - Unicamp -
FEC - 2012
PMO 31/10/2013 Deck do mês: 01/10/2013
$offtext
$offlisting
$offsymxref offsymlist
$onempty
Option    limrow = 0
          limcol = 0;

Sets
  i      subsistema      /SE, S, NE, N/
  tt     tempo (meses)   /0,1*24/
  t(tt)  tempo auxiliar  / 1*24 /
  CE     cenarios_ena    / 1*20/

Parameter ndm(tt) numero de dias do mes
/0      31
1       31
2       30
3       31
4       31
5       28
6       31
7       30
8       31
9       30
10      31
11      31
12      30
13      31
14      30
15      31
16      31
17      28
18      31
19      30
20      31
```

21 30
 22 31
 23 31
 24 30
 /

Table DE(t,i) Demanda liquida
 \$ondelim

t,SE,S,NE,N
 1, 33067.35, 8296.76, 8686.5, 4026.09
 2, 32686.35, 8763.76, 8574.5, 4092.26
 3, 32266.47, 8939.17, 8381.38, 3950.05
 4, 33746.7, 9217.03, 8564.72, 4330.12
 5, 35347.59, 9629.33, 8598.34, 4354.62
 6, 35338.88, 9488.21, 8761.2, 4380.96
 7, 33518.74, 8993.7, 8425.33, 4574.2
 8, 31614.39, 8454.51, 7945.84, 4604.72
 9, 31211.93, 8273.95, 7509.76, 4566.52
 10, 31224.02, 8012.45, 6888.4, 4515.68
 11, 32250.34, 8018.76, 6670.18, 4662.04
 12, 32634.56, 7875.43, 6721.68, 4623.02
 13, 33160.02, 8019.02, 6877.82, 4566.27
 14, 32668.82, 8175.48, 6959.22, 4593.55
 15, 32703.32, 8599.07, 6935.46, 4454.1
 16, 35066.08, 9381.19, 7881.26, 4536.38
 17, 36820.95, 9891.19, 7888.92, 4622.62
 18, 36830.14, 9759.21, 8390.7, 4644.06
 19, 34956.22, 9168.26, 7999.24, 4504.24
 20, 32891.1, 8572.27, 7398.64, 4535.74
 21, 32525.86, 8406.69, 6678.76, 4496.56
 22, 32614.74, 8158.19, 6176.4, 4442.78
 23, 33713.32, 8162.46, 5853.06, 4616.3
 24, 34115.36, 7931.25, 4995.34, 4716.26
 \$offdelim

Table GTmax(t,i) geracao termica disponivel (max-Gtmin)
 \$ondelim

t,SE,S,NE,N
 1, 4578.84106520662, 535.539465152032, 3691.15586228964, 1276.83342871184
 2, 4647.23078325108, 652.949956439, 4052.95327360186, 1276.82942871184
 3, 4922.15484914296, 1012.217248402, 4502.78005945038, 1439.03324999555
 4, 5088.19683777869, 436.925607741, 4411.91610251241, 2210.50578960184
 5, 5018.81616044189, 434.925607741, 4557.73257068422, 2210.50382960184
 6, 5312.59872174829, 418.925607741, 4610.06444332012, 2210.50382960184
 7, 5432.66966054829, 618.055607741, 4478.78010410635, 2308.03112777784
 8, 5494.99009670738, 488.785607741, 4610.06444332012, 2308.03112777784
 9, 5656.91747618372, 392.785607741, 4610.06444332012, 2308.03112777784
 10, 5668.40453290829, 427.46441712, 4563.5916319313, 2465.93564671884
 11, 5437.76228731629, 434.47441712, 4610.06444332012, 2399.19534360684
 12, 5664.26906322829, 402.46441712, 4610.06444332012, 2663.55111190909
 13, 5695.87465825869, 405.91441712, 4532.62576070632, 2657.80111190909
 14, 5874.85448842829, 414.91441712, 4610.06444332012, 2653.92111190909
 15, 5873.44863762829, 626.72441712, 4610.06444332012, 2663.55111190909
 16, 5806.514857838, 561.52441712, 4565.06592957927, 2614.70345590909
 17, 5794.0470263116, 559.52441712, 4565.06592957927, 2663.70149590909

18, 5806.514857838, 543.52441712, 4565.06592957927, 2663.70149590909
 19, 5770.35400558769, 649.73441712, 4565.06592957927, 2663.69191996132
 20, 5727.15743693824, 520.46441712, 4565.06592957927, 2663.69191996132
 21, 5806.514857838, 471.46441712, 4565.06592957927, 2663.69191996132
 22, 5806.514857838, 427.46441712, 4565.06592957927, 2663.69191996132
 23, 5806.51522668601, 434.47441712, 4565.06592957927, 2616.27161684932
 24, 5806.514857838, 402.46441712, 4565.06592957927, 2663.69191996132
 \$offdelim

Table GHmin(t,i) geracao hidro minima

\$ondelim

t,SE,S,NE,N

1, 6931.1, 863, 3746.7, 1229.4
 2, 6931.1, 863, 3746.7, 1229.4
 3, 6931.1, 863, 3746.7, 1229.4
 4, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 5, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 6, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 7, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 8, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 9, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 10, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 11, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 12, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 13, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 14, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 15, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 16, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 17, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 18, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 19, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 20, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 21, 7001.7, 891.45, 3746.7, 1203.6
 22, 7072.3, 919.9, 3746.7, 1177.8
 23, 7072.3, 919.9, 3746.7, 1177.8
 24, 7072.3, 919.9, 3746.7, 1177.8

\$offdelim

Table GHmax(t,i) geracao hidro maxima

\$ondelim

t,SE,S,NE,N

1, 46008.5, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 2, 46008.5, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 3, 46008.5, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 4, 46008.5, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 5, 46008.5, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 6, 46008.5, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 7, 46008.5, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 8, 50820.7, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 9, 50895.3, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 10, 50969.9, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 11, 50969.9, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 12, 50969.9, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 13, 50969.9, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 14, 50969.9, 13780.2, 9659.3, 9127.4
 15, 50969.9, 13780.2, 9659.3, 9127.4

16, 51566.9, 13942.9, 9659.3, 9458.7
 17, 51790.8, 13942.9, 9659.3, 9458.7
 18, 52083.9, 13942.9, 9659.3, 9609.2
 19, 52083.9, 13942.9, 9659.3, 9609.2
 20, 52491.2, 13942.9, 9659.3, 9684.5
 21, 52560.4, 13942.9, 9659.3, 9684.5
 22, 53565, 13942.9, 9659.3, 9684.5
 23, 53565, 13942.9, 9659.3, 9684.5
 24, 53565, 13942.9, 9659.3, 9684.5
 \$offdelim

Table INTmin(t,i) intercambio minimo fornecido

\$ondelim

t,SE,S,NE,N

1, -12605, -5365, -4274, -99999
 2, -12602, -5366, -4284, -99999
 3, -12602, -5366, -4282, -99999
 4, -12605, -5365, -4275, -99999
 5, -12606, -5365, -4270, -99999
 6, -12602, -5366, -4282, -99999
 7, -12602, -5366, -4284, -99999
 8, -12605, -5365, -4275, -99999
 9, -12602, -5366, -4284, -99999
 10, -12607, -5365, -4267, -99999
 11, -12605, -5365, -4275, -99999
 12, -12607, -5365, -4268, -99999
 13, -12607, -5365, -4267, -99999
 14, -12602, -5427, -4284, -99999
 15, -12605, -5428, -4411, -99999
 16, -12605, -5428, -4411, -99999
 17, -12603, -5428, -4416, -99999
 18, -12605, -5428, -4411, -99999
 19, -12602, -5427, -4423, -99999
 20, -12602, -5427, -4421, -99999
 21, -12604, -5428, -4413, -99999
 22, -12607, -5429, -4400, -99999
 23, -12605, -5428, -4411, -99999
 24, -12604, -5428, -4413, -99999
 \$offdelim

Table INTmax(t,i) intercambio maximo recibido

\$ondelim

t,SE,S,NE,N

1, 9042, 7605, 4300, 4262
 2, 8631, 7602, 4993, 4318
 3, 8633, 7602, 4994, 4189
 4, 8639, 7605, 4999, 4197
 5, 8643, 7606, 5002, 4281
 6, 8633, 7602, 4994, 4308
 7, 8631, 7602, 4993, 4347
 8, 9042, 7605, 4999, 4371
 9, 9034, 7602, 4993, 4331
 10, 9048, 7607, 5004, 4273
 11, 9042, 7605, 4999, 4439
 12, 9048, 7607, 5003, 4537
 13, 9049, 7607, 5004, 4486

14, 8692, 7602, 4993, 4528
 15, 8902, 7605, 5426, 4382
 16, 8902, 7605, 5426, 4468
 17, 8898, 7603, 5422, 4556
 18, 8902, 7605, 5426, 4584
 19, 8892, 7602, 5417, 4625
 20, 9297, 7602, 5418, 4650
 21, 9303, 7604, 5425, 4609
 22, 9312, 7607, 5435, 4548
 23, 9305, 7605, 5426, 4722
 24, 9303, 7604, 5425, 4825
 \$offdelim

Table EARmax(tt,i) energia armazenada capacidade

\$ondelim

tt,SE,S,NE,N

0, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 1, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 2, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 3, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 4, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14928.8
 5, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14464.3
 6, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14221.2
 7, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14221.2
 8, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14707.4
 9, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15436.6
 10, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 11, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 12, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 13, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 14, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 15, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 16, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14928.8
 17, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14464.3
 18, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14221.2
 19, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14221.2
 20, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 14707.4
 21, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15436.6
 22, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 23, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4
 24, 203844.9, 19852.4, 51806.1, 15701.4

\$offdelim

Table EARvesp(tt,i) energia armazenada volume de espera

\$ondelim

tt,SE,S,NE,N

1, 203101.86, 19501.21, 51806.11, 15701.36
 2, 187120.47, 19519.78, 41454.6, 15701.36
 3, 178999.57, 19519.78, 40288.33, 15701.28
 4, 181354.64, 19519.78, 40725.77, 14928.56
 5, 188262.94, 19519.78, 41672.5, 14464.2
 6, 196431.75, 19519.78, 44381.12, 14221.2
 7, 202853, 19501.21, 46738.08, 14221
 8, 202031.11, 19397.18, 51806.11, 14707.14
 9, 202912.31, 19397.18, 51806.11, 15435.86
 10, 203113.7, 19501.21, 51806.11, 15701.36

11, 203332.09, 19501.21, 51806.11, 15701.36
 12, 202554.19, 19501.21, 51806.11, 15701.36
 13, 203101.86, 19501.21, 51806.11, 15701.36
 14, 187120.47, 19519.78, 41454.6, 15701.36
 15, 178999.57, 19519.78, 40288.33, 15701.28
 16, 181354.64, 19519.78, 40725.77, 14928.56
 17, 188262.94, 19519.78, 41672.5, 14464.2
 18, 196431.75, 19519.78, 44381.12, 14221.2
 19, 202853, 19501.21, 46738.08, 14221
 20, 202031.11, 19397.18, 51806.11, 14707.14
 21, 202912.31, 19397.18, 51806.11, 15435.86
 22, 203113.7, 19501.21, 51806.11, 15701.36
 23, 203332.09, 19501.21, 51806.11, 15701.36
 24, 202554.19, 19501.21, 51806.11, 15701.36
 \$offdelim

Table EARcav(tt,i) energia armazenada curva de aversao a risco
 \$ondelim

tt,SE,S,NE,N
1, 0, 0, 0, 0
2, 0, 0, 0, 0
3, 0, 0, 0, 0
4, 0, 0, 0, 0
5, 0, 0, 0, 0
6, 0, 0, 0, 0
7, 0, 0, 0, 0
8, 0, 0, 0, 0
9, 0, 0, 0, 0
10, 0, 0, 0, 0
11, 0, 0, 0, 0
12, 0, 0, 0, 0
13, 0, 0, 0, 0
14, 0, 0, 0, 0
15, 0, 0, 0, 0
16, 0, 0, 0, 0
17, 0, 0, 0, 0
18, 0, 0, 0, 0
19, 0, 0, 0, 0
20, 0, 0, 0, 0
21, 0, 0, 0, 0
22, 0, 0, 0, 0
23, 0, 0, 0, 0
24, 0, 0, 0, 0

\$offdelim

Table ENA(CE,tt,i) energia natural afluyente cenarizada

	SE	S	NE	N
1.1	36791	8717	5011	5223
1.2	24569	17246	4462	3524
1.3	25323	7355	5189	7809
1.4	47931	3517	10441	10599
1.5	65534	3759	15735	12667
1.6	68092	2684	14346	15966
1.7	68797	2985	15657	12979
1.8	40166	2480	7792	6183
1.9	32391	10327	4840	3392

1.10	26554	7652	3858	2537
1.11	22124	7734	3521	2071
1.12	18979	2868	3293	2022
1.13	28691	8447	4174	2599
1.14	26154	7725	6205	4406
1.15	40139	9282	9604	7496
1.16	67626	5876	15200	19974
1.17	94253	7273	29991	15529
1.18	66999	8376	39292	14176
1.19	61281	7363	13271	9480
1.20	60922	25114	8670	4641
1.21	42426	29084	5730	2912
1.22	32840	21344	4636	2283
1.23	26051	17341	4243	2162
1.24	32420	12961	4258	2150
2.1	36791	8717	5011	5223

Linhas de entrada de dados das demais
séries

20.22	27554	22913	3156	2702
20.23	26429	31177	2434	1887
20.24	18227	25783	2184	2217

Table EL(tt,i) energia evaporada + u.consunt. + v.morto
\$ondelim

tt,SE,S,NE,N

1, 912.74, 107.5, 1172.11, 59.68
2, 803.38, 100.1, 944.08, 51.84
3, 753.09, 114.1, 786.97, 35.94
4, 650.86, 135.45, 830.52, 28.56
5, 592.75, 154.84, 707.52, 21.88
6, 999.84, 176.95, 430.95, 18.05
7, 1616.67, 196.88, 671.03, 40.58
8, 1785.95, 198.46, 903.43, 48.21
9, 2190.27, 188.76, 878.76, 66.01
10, 2196.31, 312.27, 1087.18, 81.39
11, 2057.78, 297.23, 1248.27, 90.23
12, 2054.39, 284.58, 1336.14, 106.81
13, 950.94, 108.26, 1178.62, 60.16
14, 841.87, 101.08, 948.62, 52.19
15, 784.34, 120.53, 789.98, 46.33
16, 683.55, 147.64, 836.02, 38.99
17, 625.43, 165.31, 713.59, 32.41
18, 1037.9, 186.96, 433.74, 28.42
19, 1650.93, 205.67, 678, 51.72
20, 1809.55, 206.97, 910.43, 59.5
21, 2227.75, 197.33, 885.64, 77.66
22, 2248.97, 175.09, 1094.18, 93.13
23, 2107.54, 160.45, 1256.57, 102.08
24, 2100.86, 148.32, 1345.4, 118.46

\$offdelim

Parameter LimSES (t) limite da linha SE - S

/

1 7605
2 7602

3 7602
4 7605
5 7606
6 7602
7 7602
8 7605
9 7602
10 7607
11 7605
12 7607
13 7607
14 7602
15 7605
16 7605
17 7603
18 7605
19 7602
20 7602
21 7604
22 7607
23 7605
24 7604
/

Parameter LimSSE (t) limite da linha S-SE

/
1 5365
2 5366
3 5366
4 5365
5 5365
6 5366
7 5366
8 5365
9 5366
10 5365
11 5365
12 5365
13 5365
14 5427
15 5428
16 5428
17 5428
18 5428
19 5427
20 5427
21 5428
22 5429
23 5428
24 5428
/

Parameter LimSENo (t) limite da linha SE-Nó

/
1 4000
2 4000

3 4000
4 4000
5 4000
6 4000
7 4000
8 4000
9 4000
10 4000
11 4000
12 4000
13 4000
14 4000
15 4000
16 4000
17 4000
18 4000
19 4000
20 4000
21 4000
22 4000
23 4000
24 4000
/

Parameter LimNoSE (t) limite da linha NÓ-SE

/
1 3077
2 2665
3 2667
4 2674
5 2678
6 2667
7 2665
8 3077
9 3068
10 3083
11 3077
12 3083
13 3084
14 2665
15 2674
16 2674
17 2670
18 2674
19 2665
20 3070
21 3075
22 3083
23 3077
24 3075
/

Parameter LimNENo (t) limite da linha NE - NÓ

/
1 3674
2 3684

3 3682
4 3675
5 3670
6 3682
7 3684
8 3675
9 3684
10 3667
11 3675
12 3668
13 3667
14 3684
15 3611
16 3611
17 3616
18 3611
19 3623
20 3621
21 3613
22 3600
23 3611
24 3613
/

Parameter LimNoNE (t) limite da linha NÓ-NE

/
1 3300
2 3993
3 3994
4 3999
5 4002
6 3994
7 3993
8 3999
9 3993
10 4004
11 3999
12 4003
13 4004
14 3993
15 4426
16 4426
17 4422
18 4426
19 4417
20 4418
21 4425
22 4435
23 4426
24 4425
/

Parameter LimNNo (t) limite da linha N-Nó

/
1 99999
2 99999

3 99999
4 99999
5 99999
6 99999
7 99999
8 99999
9 99999
10 99999
11 99999
12 99999
13 99999
14 99999
15 99999
16 99999
17 99999
18 99999
19 99999
20 99999
21 99999
22 99999
23 99999
24 99999
/

Parameter LimNoN (t) limite da linha NÓ-N

/
1 4262
2 4318
3 4189
4 4197
5 4281
6 4308
7 4347
8 4371
9 4331
10 4273
11 4439
12 4537
13 4486
14 4528
15 4382
16 4468
17 4556
18 4584
19 4625
20 4650
21 4609
22 4548
23 4722
24 4825
/

Parameter LimSENE (t) limite da linha SE-NE

/
1 1000
2 1000

3	1000
4	1000
5	1000
6	1000
7	1000
8	1000
9	1000
10	1000
11	1000
12	1000
13	1000
14	1000
15	1000
16	1000
17	1000
18	1000
19	1000
20	1000
21	1000
22	1000
23	1000
24	1000

/

Parameter LimNESE (t) limite da linha NE-SE

1	600
2	600
3	600
4	600
5	600
6	600
7	600
8	600
9	600
10	600
11	600
12	600
13	600
14	600
15	800
16	800
17	800
18	800
19	800
20	800
21	800
22	800
23	800
24	800

/

Table b1(t,i) parametro da curva custo termica
 Sondelim
 t,SE,S,NE,N

1,	1.36087524923038E-03,	3.23351985581158E-07,	1.78026478194956E-05,
2,	2.93979940755234E-03		
2,	1.25637443251396E-03,	3.27917954232165E-07,	1.78026478194956E-05,
2,	2.93979940755234E-03		
3,	1.31151746834399E-03,	6.25675826728591E-04,	1.78026478194956E-05,
2,	1.22239732606274E-03		
4,	1.33909970564197E-03,	0.002504296662655,	1.78026478194956E-05,
4,	4.26772964381516E-03		
5,	1.47180910616613E-03,	0.002504296662655,	1.78026478194956E-05,
4,	4.26772964381516E-03		
6,	1.12405875840562E-03,	0.002504296662655,	5.59034509675928E-04,
4,	4.26772964381516E-03		
7,	1.08844673173371E-03,	0.002504296662655,	2.78153780352127E-04,
4,	4.76078859020198E-03		
8,	1.16883403174395E-03,	0.002504296662655,	5.59034509675928E-04,
4,	4.76078859020198E-03		
9,	1.17804539367576E-03,	0.002504296662655,	5.59034509675928E-04,
4,	4.76078859020198E-03		
10,	1.14738405697151E-03,	0.002504296662655,	4.3973667771623E-04,
2,	2.96705397208054E-03		
11,	1.02604867066161E-03,	0.002504296662655,	5.59034509675928E-04,
2,	2.51493436017531E-03		
12,	1.11468457174379E-03,	0.002504296662655,	5.59034509675928E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
13,	1.15114855080406E-03,	0.002504296662655,	3.68879635017924E-04,
3,	3.28946762065933E-03		
14,	1.06667361605809E-03,	0.002504296662655,	5.59034509675928E-04,
3,	3.27191975786282E-03		
15,	1.07242707365141E-03,	0.002504296662655,	5.59034509675928E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
16,	1.07854768031535E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.02334719319774E-03		
17,	1.06326032469681E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
18,	1.07854768031535E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
19,	1.0883490738404E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
20,	1.10933743628394E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
21,	1.07854768031535E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
22,	1.07854768031535E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.31478347965032E-03		
23,	1.07854768031535E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.02334719319774E-03		
24,	1.07854768031535E-03,	0.002504296662655,	3.95667531330199E-04,
3,	3.31478347965032E-03		

\$offdelim

Table b2(t,i) parametro da curva custo termica

\$ondelim

t,SE,S,NE,N

1,	1.68168260000123E-06,	1.81425144400225E-05,	1.75878943203914E-06,
9,	9.04236999074501E-08		

2,	1.78284599818399E-06, 9.04236999074501E-08	1.96421387578346E-05,	1.75878943203914E-06,	
3,	1.67320052942652E-06, 3.12710059828384E-06	1.25585444821831E-05,	1.75878943203914E-06,	
4,	1.6376677693286E-06, 6.38518129176816E-06	2.10471039442137E-05,	1.75878943203914E-06,	-
5,	1.49320720285768E-06, 6.38518129176816E-06	2.10471039442137E-05,	1.75878943203914E-06,	-
6,	1.50540270241772E-06, 6.38518129176816E-06	2.10471039442137E-05,	1.17762721938311E-06,	-
7,	1.51498446495688E-06, 8.10887550728163E-06	2.10471039442137E-05,	1.96032572832296E-06,	-
8,	1.44449816145604E-06, 8.10887550728163E-06	2.10471039442137E-05,	1.17762721938311E-06,	-
9,	1.35591055490077E-06, 8.10887550728163E-06	2.10471039442137E-05,	1.17762721938311E-06,	-
10,	1.37233730271372E-06, 2.91913956926331E-06	2.10471039442137E-05,	1.46247013708848E-06,	-
11,	1.51113337439577E-06, 1.2359798681336E-06	2.10471039442137E-05,	1.17762721938311E-06,	-
12,	1.42754180286301E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.17762721938311E-06,	-
13,	1.37335653210429E-06, 3.91015711689499E-06	2.10471039442137E-05,	1.65147475378676E-06,	-
14,	1.31433243544038E-06, 3.85303932325114E-06	2.10471039442137E-05,	1.17762721938311E-06,	-
15,	1.30628786797383E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.17762721938311E-06,	-
16,	1.30572721872989E-06, 3.05282351083126E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
17,	1.32732771702622E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
18,	1.30572721872989E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
19,	1.30728741652239E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
20,	1.29848304089656E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
21,	1.30572721872989E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
22,	1.30572721872989E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
23,	1.30572721872989E-06, 3.05282351083126E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-
24,	1.30572721872989E-06, 3.99245008696897E-06	2.10471039442137E-05,	1.43435154732134E-06,	-

\$offdelim

Table b3(t,i) parametro da curva custo termica

\$ondelim

t,SE,S,NE,N

1,	-4.75444907146933E-10, 5.35490940554589E-09	-3.00334120010156E-09,	5.16389395385664E-10,	-
2,	-4.9407331259695E-10, 5.35490940554589E-09	-2.29430217250076E-08,	5.16389395385664E-10,	-

3,	-4.67341566762488E-10,	-1.88577712086653E-08,	5.16389395385664E-10,	-
7.28206247889238E-09				
4,	-4.45690963588729E-10,	-1.31026764425107E-07,	5.16389395385664E-10,	
4.49856649196332E-09				
5,	-4.21403260150979E-10,	-1.31026764425107E-07,	5.16389395385664E-10,	
4.49856649196332E-09				
6,	-3.98236484100735E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.97842317541737E-10,	
4.49856649196332E-09				
7,	-3.8738556215651E-10,	-1.31026764425107E-07,	2.75669222541596E-10,	
6.26484925902707E-09				
8,	-3.83704632115639E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.97842317541737E-10,	
6.26484925902707E-09				
9,	-3.53093468810461E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.97842317541737E-10,	
6.26484925902707E-09				
10,	-3.49645083615969E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.18896316119938E-10,	
1.44809234389391E-09				
11,	-3.89890218181779E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.97842317541737E-10,	-
3.74951985259848E-10				
12,	-3.74185105311756E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.97842317541737E-10,	
2.64533797795143E-09				
13,	-3.52388744839236E-10,	-1.31026764425107E-07,	3.65097064435968E-10,	
2.56665493931804E-09				
14,	-3.31337943385303E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.97842317541737E-10,	
2.51202048098909E-09				
15,	-3.28264889061221E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.97842317541737E-10,	
2.64533797795143E-09				
16,	-3.31082886484633E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
1.7166740854881E-09				
17,	-3.39438036126461E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
2.64533797795143E-09				
18,	-3.31082886484633E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
2.64533797795143E-09				
19,	-3.37128058457461E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
2.64533797795143E-09				
20,	-3.41292593637597E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
2.64533797795143E-09				
21,	-3.31082886484633E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
2.64533797795143E-09				
22,	-3.31082886484633E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
2.64533797795143E-09				
23,	-3.31082886484633E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
1.7166740854881E-09				
24,	-3.31082886484633E-10,	-1.31026764425107E-07,	4.35388276740044E-10,	
2.64533797795143E-09				

§offdelim

Table b4(t,i) parametro da curva custo termica

§ondelim

t, SE, S, NE, N

1,	8.40857399469403E-14,	1.34018761593777E-11,	-5.75383773498803E-14,
5.12720851593685E-12			
2,	8.13471175570746E-14,	2.81256399496442E-11,	-5.75383773498803E-14,
5.12720851593685E-12			
3,	7.22558174638206E-14,	1.2883623206572E-11,	-5.75383773498803E-14,
4.50160416644896E-12			

4, 7.09450179951461E-14, 3.02543465197986E-10, -5.75383773498803E-14, -
 1.98051306345375E-13
 5, 7.1172876390641E-14, 3.02543465197986E-10, -5.75383773498803E-14, -
 1.98051306345375E-13
 6, 6.15132417936349E-14, 3.02543465197986E-10, -4.70342336780992E-14, -
 1.98051306345375E-13
 7, 5.75164004706595E-14, 3.02543465197986E-10, -2.55550422328074E-14, -
 7.62890528984724E-13
 8, 5.72132965591448E-14, 3.02543465197986E-10, -4.70342336780992E-14, -
 7.62890528984724E-13
 9, 5.17253228770231E-14, 3.02543465197986E-10, -4.70342336780992E-14, -
 7.62890528984724E-13
 10, 5.07390888997475E-14, 3.02543465197986E-10, -3.95853870205121E-14,
 3.76882856279498E-13
 11, 5.78351390809649E-14, 3.02543465197986E-10, -4.70342336780992E-14,
 9.75200361067174E-13
 12, 5.32279242359063E-14, 3.02543465197986E-10, -4.70342336780992E-14, -
 1.09609476376187E-13
 13, 5.06741541995764E-14, 3.02543465197986E-10, -3.43771606370265E-14, -
 8.62588713326713E-14
 14, 4.63841027118038E-14, 3.02543465197986E-10, -4.70342336780992E-14, -
 7.00506876458573E-14
 15, 4.60401469592259E-14, 3.02543465197986E-10, -4.70342336780992E-14, -
 1.09609476376187E-13
 16, 4.74465238791889E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14,
 1.87038229485161E-13
 17, 4.83941941005297E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14, -
 1.09609476376187E-13
 18, 4.74465238791889E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14, -
 1.09609476376187E-13
 19, 4.88011151758825E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14, -
 1.09609476376187E-13
 20, 5.02176093895817E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14, -
 1.09609476376187E-13
 21, 4.74465238791889E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14, -
 1.09609476376187E-13
 22, 4.74465238791889E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14, -
 1.09609476376187E-13
 23, 4.74465238791889E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14,
 1.87038229485161E-13
 24, 4.74465238791889E-14, 3.02543465197986E-10, -4.17095119631058E-14, -
 1.09609476376187E-13
 \$offdelim

Parameters

a0(i) parametro da curva perdas
 /se 1400
 S 120
 ne 1000
 n 70/

a1(i) parametro da curva perdas
 /se -0.13946604
 S -0.027124779
 ne -0.27730966
 n -0.18029384/

a2(i) parametro da curva perdas
/se 0.000010136475
S 0.000025854396
ne 0.000041133388
n 0.000051895656/

c0 (i) parametro PVQ x EAR%
/se 2166.66666666667
S 1083.333333333333
ne 1083.333333333333
n 1083.333333333333/

c1 (i) parametro PVQ x EAR%
/se -33.3333333333333
S -16.6666666666667
ne -16.6666666666667
n -16.6666666666667/

armin(i) armazenamento inicial
/se 0.45
S 0.9
ne 0.257
n 0.36/;

Scalars

ftPtr perda na transmissao (ad) / 0.03/
Cufdef custo unitario do deficit (R\$porMWh) / 1000/
Cuint custo unitario do intercambio (R\$porMWh) / 1/
Cufut custo unitario futuro (R\$porMWh) /0/
Cuvtch custo unitario do vertimento cheio (R\$porMWh) /100/
TxRet taxa de retorno (%) / 12/
fvDE fator de variacao da Demanda para teste / 1/
fvEna fator de variacao da ENA para teste / 1/
* fvEna --- def < .95 < (vt e def =0) < 1.2 < verte estando cheio)

Positive Variables

GH(tt,i,CE) geracao hidro
GHmes1(i) restricao
GTad(t,i,CE) geracao termo adicional
GTadmes1(i) restricao
INTr(t,i,CE) intercambio recebido em 2 arcos
INTf(t,i,CE) intercambio fornecido em 2 arcos
INTno_r(t,CE) intercambio recebido nó
INTno_f(t,CE) intercambio fornecido nó
i1(t,CE) intercambio linha 1
i2(t,CE) intercambio linha 2
i3(t,CE) intercambio linha 3
i4(t,CE) intercambio linha 4
i5(t,CE) intercambio linha 5
i6(t,CE) intercambio linha 6
i7(t,CE) intercambio linha 7
i8(t,CE) intercambio linha 8
i9(t,CE) intercambio linha 9

i10(t,CE)	intercambio linha 10
DEliq(t,i)	demanda liquida subtraindo geracao de outras fontes
PTr(t,i,CE)	perdas transmissao
ENAbrt(tt,i,CE)	ENA em MWmedio
ExpEAR(tt,i,CE)	energia de ajuste da expansao de ear
ENAliq(tt,i,CE)	ENA liquida subtraindo perdas fixas e ajuste de expansao
VT(tt,i,CE)	vertimento cheio var.dec
VTh(tt,i,CE)	vertimento cheio calc
EAR(tt,i,CE)	EAR mwmes
EARporc(tt,i,CE)	EAR porcentagem
EARporcT(tt,CE)	EAR total porcentagem
DEF(tt,i,CE)	deficit energia
CDEF (CE)	custo deficit
Ct(t,i,CE)	custo termo
Ct1(t,i,CE)	custo termo mais 1 MW
Ctm(t,i,CE)	custo termo marginal
CGTad(CE)	custo termo
CINT(CE)	custo intercambio
CFUT(CE)	custo futuro
CVT(CE)	custo vertimento cheio
ajd(tt)	ajuste numero de dias do mes
conv(t)	converte R\$ por MWh em milhoes de RS por MWmedio por mes
folga(tt,i,CE)	folga
Cfolga(CE)	folga soma
lambd(t)	indice da taxa de retorno;

Variables

INTrec(t,i,CE)	intercambio recebido
PVT(tt,i,CE)	perdas vertimento nao cheio
PVQ(tt,i,CE)	perda por variacao da queda
DEFh(tt,i,CE)	deficit hidro calc
CO(CE)	custo de operacao
custofolga(CE)	custo da folga
folga(tt,i,CE)	folga
CO2	custo de operacao final ;

*fatores

```

ajd.fx(tt) = ndm(tt)/30.4375;
conv.fx(t) = ndm(t)*24/1000000;
lambd.fx(t) = 1/(TxRet/100+1)**((ord(t)-1)/12);

```

*calculos pre-otimizacao

```

DEliq.fx(t,i) = fvDE*DE(t,i);
ENAbrt.fx(tt,i,CE) = fvEna*ENA(CE,tt,i);
ENAliq.fx(tt,i,CE) = ENAbrt.l(tt,i,CE)-EL(tt,i);

```

*set bounds

```

GH.lo(t,i,CE)= GHmin(t,i);
GH.up(t,i,CE)= GHmax(t,i);
VT.lo(t,i,CE)= 0;
VT.up(t,i,CE)= 999999;
*GTad.lo(t,i,CE) = 0.001;
GTad.up(t,i,CE) = GTmax(t,i);
INTf.up(t,i,CE) = INTmin(t,i)*(-1);
INTr.up(t,i,CE) = INTmax(t,i);
DEF.lo(t,i,CE)= 0;

```

```

DEF.up(t,i,CE)= 999999;

*set constraints
EAR.lo(tt,i,CE) = EARcav(tt,i);
EAR.up(tt,i,CE) = EARvesp(tt,i);

*set starting points
i1.up(t,CE) = LimSES(t);
i2.up(t,CE) = LimSSE(t);
i3.up(t,CE) = LimNESE(t);
i4.up(t,CE) = LimSENE(t);
i5.up(t,CE) = LimnoSE(t);
i6.up(t,CE) = LimSENo(t);
i7.up(t,CE) = LimNENo(t);
i8.up(t,CE) = LimNoNE(t);
i9.up(t,CE) = LimNNo(t);
i10.up(t,CE) = LimNoN(t);
*-----Abre janela de Variáveis com valor inicial já definido----
*-----Fecha janela de Variáveis com valor inicial já definido----

*Condição final de EAR final = inicial
EAR.lo('24',i,CE) = armin(i)*EARmax('0',i);

*inicializa
EAR.fx('0',i,CE) = armin(i)*EARmax('0',i);

Equations
    efim                custo de operacao total geral
    restmes1(t,i,CE)    restricao hidraulica cenarios
    e1(CE)              custo de operacao total
    restmes2(t,i,CE)    restricao termica cenarios
    e1a(CE)             custo total termo
    e1b(t,i,CE)        custo termo
    e1c(CE)            custo intercambio
    e1d(CE)            custo deficit
    e1e(CE)            custo vertimento cheio
    e1f(t,CE)          custo futuro
    e2(t,i,CE)         balanço de energia
    e2a(t,i,CE)        calcula perdas transmissao
    a3(t,CE)           balanço de intercambios
    li1(t,CE)          limite de intercambio 1
    li2(t,CE)          limite de intercambio 2
    li3(t,CE)          limite de intercambio 3
    li4(t,CE)          limite de intercambio 4
    li5(t,CE)          limite de intercambio 5
    li6(t,CE)          limite de intercambio 6
    li7(t,CE)          limite de intercambio 7
    li8(t,CE)          limite de intercambio 8
    li9(t,CE)          limite de intercambio 9
    li10(t,CE)         limite de intercambio 10
    li11(t,CE)         limite de intercambio 11
    e4(tt,i,CE)        balanço hidro
    e4a(tt,i,CE)       calcula perdas por vertimento nao cheio
    e4b(tt,i,CE)       calcula perdas por variacao da queda
    e4x(tt,i,CE)       x
    sf(CE)             folga;

```

```

efim..          CO2 =e= sum(CE,CO(CE)*(1/20));
restmes1(t,i,CE).. GH('1',i,CE) =e= GHmes1(i);
el(CE)..          CO(CE) =e=
CGTad(CE)+CINT(CE)+CDEF(CE)+CVT(CE)+CFUT(CE)+custofolga(CE);
restmes2(t,i,CE).. GTad('1',i,CE) =e= GTadmes1(i);
ela(CE)..          CGTad(CE) =e= sum(t,sum(i,Ct(t,i,CE)*ndm(t)*lambd(t)));
elb(t,i,CE)..          Ct(t,i,CE) =e=
(b1(t,i)*GTad(t,i,CE)+b2(t,i)*GTad(t,i,CE)**2
+b3(t,i)*GTad(t,i,CE)**3+b4(t,i)*GTad(t,i,CE)**4);
elc(CE)..          CINT(CE) =e= sum(t,sum(i,INTf(t,i,CE)*Cuint
*conv(t)*lambd(t)));
eld(CE)..          CDEF(CE) =e= sum(t,sum(i,DEF(t,i,CE)*Cudef
*conv(t)*lambd(t)));
ele(CE)..          CVT(CE) =e=
sum(t,sum(i,VT(t,i,CE)*Cuvtch*conv(t)*lambd(t)));
elf(t,CE)$ (ord(t) eq card(t)).. CFUT(CE) =e= (sum(i,EARmax(t,i))-
sum(i,EAR(t,i,CE)))*Cufut*conv(t)*lambd(t);
e2(t,i,CE)..          GH(t,i,CE)+GTad(t,i,CE)+INTr(t,i,CE)-
INTf(t,i,CE)+DEF(t,i,CE)=e=DEliq(t,i);
e2a(t,i,CE)..          Ptr(t,i,CE) =e= INTf(t,i,CE)*ftPtr;
a3(t,CE)..          sum(i,(INTf(t,i,CE))) =e= sum(i,(INTr(t,i,CE)))+
sum(i,(Ptr(t,i,CE)));
li1(t,CE)..          INTr(t,'S',CE) =e= (1-ftPtr)*i1(t,CE);
li2(t,CE)..          INTf(t,'S',CE) =e= i2(t,CE);
li3(t,CE)..          INTr(t,'SE',CE) =e= (1-
ftPtr)*(i2(t,CE)+i5(t,CE)+i3(t,CE));
li4(t,CE)..          INTf(t,'SE',CE) =e= i1(t,CE)+i4(t,CE)+i6(t,CE);
li5(t,CE)..          INTr(t,'NE',CE) =e= (1-ftPtr)*(i8(t,CE)+i4(t,CE));
li6(t,CE)..          INTf(t,'NE',CE) =e= i3(t,CE)+i7(t,CE);
li7(t,CE)..          INTr(t,'N',CE) =e= (1-ftPtr)*i10(t,CE);
li8(t,CE)..          INTf(t,'N',CE) =e= i9(t,CE);
li9(t,CE)..          INTno_r(t,CE) =e= (1-ftPtr)*(i9(t,CE)+i6(t,CE)+i7(t,CE));
li10(t,CE)..          INTno_f(t,CE) =e= i5(t,CE)+i8(t,CE)+i10(t,CE);
li11(t,CE)..          INTno_r(t,CE) =l= INTno_f(t,CE);
e4(tt-1,i,CE)..          EAR(tt,i,CE) =e= EAR(tt-1,i,CE)*EARmax(tt,i)/EARmax(tt-
1,i)+(ENAliq(tt,i,CE)-PVT(tt,i,CE)-PVQ(tt,i,CE)-GH(tt,i,CE)+folga(tt,i,CE)-
VT(tt,i,CE))*ajd(tt);
e4a(tt-1,i,CE)..          PVT(tt,i,CE) =e= a0(i)+a1(i)*(ENAbrt(tt,i,CE)*EAR(tt-
1,i,CE)/EARmax(tt-1,i))+a2(i)*sqr(ENAbrt(tt,i,CE)*EAR(tt-1,i,CE)/EARmax(tt-
1,i));
e4b(tt-1,i,CE)..          PVQ(tt,i,CE) =e= c0(i)+c1(i)*100*EAR(tt-
1,i,CE)/EARmax(tt-1,i);
e4x(tt-1,i,CE)..          EAR(tt,i,CE) =g= EARmax(tt,i)*0.05;
sf(CE)..          custofolga(CE) =e= sum(tt,sum(i,folga(tt,i,CE)*5));

```

```

Model fase1 /all/;
OPTION NLP = CONOPT;

```

```

*option Rtmaxj = 1e+8;
*option subsystems;
*option sysout=on;
fase1.iterlim = 1000000;
fase1.reslim = 10000;
Solve fase1 using nlp minimizing CO2;

```

```

*calculos pos-otimizacao
EARporc.l(tt,i,CE) = EAR.l(tt,i,CE)/EARmax(tt,i)*100;
*EARporcT.l(tt) = sum(i,EAR.l(tt,i))/sum(i,EARmax(tt,i))*100;
* acertar tt-1
*ExpEAR.l(tt,i) = (EARmax(tt,i)-EARmax(tt-1,i))*EAR.l(tt-1,i)/EARmax(tt-1,i);
*INTrec.l(t,i) = INTr.l(t,i)-INTf.l(t,i);
*DEFh.l(tt,i) = min(EAR.l(tt-1,i)+(ENAliq.l(tt,i)-PVT.l(tt,i)-PVQ.l(tt,i)-
GH.l(tt,i))*ajd.l(tt)-EARcav(tt,i)*EARmax(tt,i),0);
*VTh.l(tt,i) = max(EAR.l(tt-1,i)+(ENAliq.l(tt,i)-PVT.l(tt,i)-PVQ.l(tt,i)-
GH.l(tt,i))*ajd.l(tt)-EARvesp(tt,i)*EARmax(tt,i),0);
Ct1.l(t,i,CE) = (b1(t,i)*(GTad.l(t,i,CE)+1)
+b2(t,i)*(GTad.l(t,i,CE)+1)**2+b3(t,i)*(GTad.l(t,i,CE)+1)**3+b4(t,i)*(GTad.l(t
,i,CE)+1)**4);
Ctm.l(t,i,CE) = (Ct1.l(t,i,CE)-Ct.l(t,i,CE))/conv.l(t)*ndm(t)*ajd.l(t);
Display ajd.l, lambd.l, ENAliq.l, PVT.l, PVQ.l,
GH.l, PTR.l, INTf.l, INTr.l, GTad.l, Ctm.l, EARporc.l,
VT.l, DEF.l,
fvDE, fvEna, CGTad.l, CINT.l, CDEF.l, CVT.l, CFUT.l, CO.l;
*fasel.modelstat;
file testel/'C:\app_mestrado\rodada pos
defesa\SolverSINR_v01_12_40_result1.txt'/;
put testel
loop(i,loop(tt,put EARporc.l(tt,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put GTad.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put Ctm.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put VT.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put DEF.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put GH.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put INTr.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put INTf.l(t,i,'1'))))
loop(t,put i1.l(t,'1'))/
loop(t,put i2.l(t,'1'))/
loop(t,put i3.l(t,'1'))/
loop(t,put i4.l(t,'1'))/
loop(t,put i5.l(t,'1'))/
loop(t,put i6.l(t,'1'))/
loop(t,put i7.l(t,'1'))/
loop(t,put i8.l(t,'1'))/
loop(t,put i9.l(t,'1'))/
loop(t,put i10.l(t,'1'))/
loop(i,loop(t,put PTr.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put DELiq.l(t,i)))
loop(i,loop(t,put ENAliq.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(t,put ENAbt.l(t,i,'1'))))
loop(i,loop(tt,put PVT.l(tt,i,'1'))))
put CGTad.l('1')/
put CINT.l('1')/
put CDEF.l('1')/
put CVT.l('1')/
put CFUT.l('1')/
put CO.l('1')/
put fvDE/
put fvEna/
putclose testel
Em seguida são é repetida a saída de dados para os cenários 2 a 20 (repetição)

```