

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

**Avaliação Preliminar do Efeito das Mudanças Climáticas na Geração de
Energia Elétrica**

Luciana Alvim Scianni

Itajubá, Dezembro de 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Luciana Alvim Scianni

Avaliação Preliminar do Efeito das Mudanças Climáticas na
Geração de Energia Elétrica

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Dezembro de 2014
Itajubá – MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Luciana Alvim Scianni

**Avaliação Preliminar do Efeito das Mudanças Climáticas na Geração de
Energia Elétrica**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 10 de dezembro de 2014, conferindo ao autor o título de ***Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.***

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima (Orientador)

Prof. Dr. João Carlos de Oliveira Mello

Prof. Dr. Benedito Cláudio da Silva

Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos

Itajubá 2014

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação é fruto de 3 anos de trabalho associado ao desenvolvimento do Projeto Estratégico de P&D da ANEEL nº 010/2008 denominado “Efeitos de mudanças climáticas no regime hidrológico de bacias hidrográficas e na energia assegurada de aproveitamentos hidrelétricos”.

Ao meu orientador José Wanderley Marangon Lima, um agradecimento especial pela dedicação, incentivo, paciência e orientação de grande importância no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores Anderson Rodrigo de Queiroz e Luana M. Marangon Lima, que coordenaram as simulações junto aos colegas Thiago Pereira Pietrafesa (Mestrando) e Welinton Dias (Doutorando), agradeço pelo apoio e dedicação.

Por último, cabe agradecer à AES-Tietê e Empresas Cooperadas pela possibilidade de participar do Projeto Estratégico. Gostaria também de agradecer aos pesquisadores do INPE José A. Marengo, S. C. Chou e Daniel A. Rodriguez, do IPH-UFRGS Walter Collischonn, e da Unifei Professor Benedito C. da Silva que participaram deste projeto no desenvolvimento dos modelos climáticos e hidrológicos.

RESUMO

Este trabalho apresenta as primeiras tentativas na avaliação do efeito das mudanças climáticas na geração de energia elétrica proveniente de fontes hidráulicas. O trabalho faz uso de modelos climáticos globais oriundos do IPCC e de modelos hidrológicos que relacionam a chuva com a vazão simulando as principais bacias do país. A métrica utilizada para quantificar este efeito é a energia assegurada visto que ela é hoje adotada pelo sistema elétrico brasileiro. O trabalho discorre sobre o projeto estratégico de P&D ANEEL no. 10 / 2008 do qual esta dissertação é parte integrante. Os resultados das principais simulações realizadas são apresentados mostrando a necessidade de incluir os modelos climáticos globais nos estudos de planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Mudanças Climáticas, Otimização do Despacho Hidrotérmico, Energia Assegurada, Energia Renovável.

ABSTRACT

This work presents the first attempts on the evaluation of climate change impacts on hydroelectricity generation. The global climate models from IPCC and hydrological models which relate rain with flow simulating the main basins of the country have been used. The metric used to quantify this effect is the assured energy since it's adopted nowadays by the Brazilian electrical system. The work discourse about the strategic resource and development project "P&D ANEEL number 10/2008", from which this dissertation is part of. The results of the main simulations performed are presented indicating the necessity of including global climate models on the Brazilian electrical system operation and expansion planning studies.

Index Terms: Climate Change, Economic Dispatch Optimization, Hydrothermal coordination, Assured Energy, Renewable energy.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Contextualização e Motivação da Pesquisa	14
1.2	Organização dos Capítulos	18
2	MODELOS CLIMÁTICOS E HIDROLÓGICOS	20
2.1	Modelos Climáticos	20
2.2	Modelos Regionais.....	30
2.3	Modelo Hidrológico.....	34
2.4	Conclusão	39
3	O DESPACHO HIDROTÉRMICO E O CÁLCULO DA ENERGIA ASSEGURADA	41
3.1	O Problema do Despacho Hidrotérmico.....	43
3.1.1	Características do problema	44
3.1.2	Modelo com usinas hidrelétricas individualizadas	45
3.1.3	Modelo com representação a reservatório equivalente	47
3.2	Metodologia para o Cálculo da Energia Assegurada (EASS)	50
3.2.1	Rateio da oferta hidráulica entre as UHEs.....	53
3.2.2	Rateio da oferta térmica pelas UTEs	55
3.3	Software SEASS	56
4	A AVALIAÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA.....	59
4.1	Principais Dados para a Simulação.....	59
4.1.1	Demanda de Energia Elétrica	61
4.1.2	Sistema Existente e Interligações Regionais.....	62
4.1.3	Oferta de Energia Elétrica	63

4.1.4	Expansão da Geração	65
4.2	Definição dos Casos para a Simulação da EASS	67
4.3	Processo da Simulação.....	69
4.4	Principais Resultados.....	71
4.4.1	Parque Gerador Futuro.....	72
4.4.2	Parque Gerador Existente	75
4.4.3	Variações PGF X PGE – Eta 40km – Membro Controle.....	77
5	CONCLUSÃO	79
5.1	Conclusão Geral	79
5.2	Temas para Futuros Desenvolvimentos.....	81
5.3	Trabalhos Publicados.....	82
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Cálculo da energia assegurada.....	17
Figura 2.1 – Projeção de mudanças anuais em alguns índices de T _{min} diária para 2081-2100 em relação a 1980-1999 (Fonte: IPCC SREX, 2012).....	25
Figura 2.2 – Projeção de mudanças anuais e sazonais em três índices de precipitação diária para o período 2081-2100 (Fonte: IPCC SREX, 2012)	27
Figura 2.3 – Projeção de mudanças anuais (Fonte: IPCC SREX, 2012)	28
Figura 2.4 – Concentração de CO ₂ (PPM) para os cenários do IPCC (IPCC, 2001)	32
Figura 2.5 – As bacias hidrográficas e usinas hidrelétricas – Fonte: ANA	37
Figura 3.1 – Processo de decisão para o problema do planejamento hidrotérmico	43
Figura 3.2 – Representação de Usinas Hidrelétricas em Cascata	46
Figura 3.3 – Representação do Sistema com Usinas Hidrelétricas Individualizadas	46
Figura 3.4 – Representação a Reservatório Equivalente	49
Figura 3.5 – Representação do sistema de potência com usinas hidrelétricas agregadas	49
Figura 3.6 – Fluxograma do cálculo da energia assegurada.....	53
Figura 3.7 – Diagrama de blocos do SEASS.....	58
Figura 4.1 – Consumo de eletricidade em % por subsistema (Fonte PDE 2020)..	62
Figura 4.2 – Interligações regionais (Fonte PDE 2020).....	63
Figura 4.3 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas (Fonte PDE 2020)	65

Figura 4.4 – Participação regional na capacidade instalada do SIN (Fonte PDE 2020)	66
Figura 4.5 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração em GW e % (Fonte PDE 2020)	67
Figura 4.6 – Casos para o PGF ou PGE - Eta-40km.....	68
Figura 4.7 – Casos para o PGE ou PGF –Eta-20km.....	68
Figura 4.8 - Configuração dos subsistemas do SIN no PDE 2020 (Fonte: PDE 2020)	69
Figura 4.9 - Configuração dos subsistemas do SIN para o PGF (Fonte: PDE 2020)	70
Figura 4.10 - Carga crítica [MW] – PGF – Modelo Eta	73
Figura 4.11 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGF – Modelos Eta	74
Figura 4.12 - Carga crítica [MW] – PGE – Modelos Eta	75
Figura 4.13 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGE – Modelos Eta.....	76
Figura 4.14 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 para o membro Eta 40-CTL [%] – PGE x PGF	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Novos empreendimentos de geração hidroelétrica por subsistema	60
Tabela 2 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por subsistema em GWh (Fonte: PDE 2020)	61
Tabela 3 – Capacidade Instalada em 31/12/2009 no SIN (Fonte: ONS).....	64
Tabela 5 – Capacidades máximas de intercâmbio entre subsistemas em MW médios (Fonte: PDE 2020).....	71
Tabela 5 – Carga crítica [MW] – PGF – Modelos Eta.....	72
Tabela 6 – Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGF – Modelos Eta	73
Tabela 7 – Carga crítica [MW] – PGE – Modelos Eta	75
Tabela 8 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGE – Modelos Eta	76

LISTA DE SIGLAS

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
GEE	Gases de Efeito Estufa
MCG	Modelos Climáticos Globais
Eta	Modelo Atmosférico Regional Usado Para Estudos Climatológicos
MGB	Modelo Hidrológico de Grandes Bacias
SIG	Sistemas de Informação Geográfica
URH	Unidades de Resposta Hídrica
UGR	Unidades Agrupadas de Resposta
MDE	Modelo Digital de Elevação
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
PGE	Parque Gerador Existente
PGF	Parque Gerador Futuro
EASS	Energia Assegurada
SEASS	Simulações para Energia Assegurada
CC	Carga Crítica
GF	Garantia Física
UHE	Usina Hidrelétrica

UTE	Usina Termelétrica
ENA	Energia Natural Afluente
CMO	Custo Marginal de Operação
CME	Custo Marginal de Expansão
MLT	Média de Longo Termo
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
PAR(p)	Modelo Periódico Auto-regressivo de Ordem p
REQ	Reservatório Equivalente
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
OH	Oferta Hidráulica
OT	Oferta Térmica
FH	Fator Hidráulico
FT	Fator Térmico

LISTA DE VARIÁVEIS

FH	Fator Hidráulico (adimensional)
FT	Fator Térmico (adimensional)
OH	Oferta Hidráulica [MWmédio]
OT	Oferta Térmica [MWmédio]
$c_{critica}$	Carga Crítica [MWmédio]
$gh(i, j, k, s)$	Geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima), para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s [MWmédio]
$gt(i, j, k, l, s)$	Geração térmica total, para o mês i , para o ano j , para a série k , para a térmica l e para o subsistema s [MWmédio]
$cmo(i, j, k, s)$	Custo marginal de operação, para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s [R\$/MWh]
D_{max}	Disponibilidade máxima de uma usina termelétrica em [MW]
$P_{Efetiva}$	Potência efetiva da usina (ou classe) em [MW]
FC_{max}	Fator de capacidade máximo da usina (ou classe)
IF	Taxa equivalente de indisponibilidade forçada
IP	Taxa de redução de disponibilidade por manutenção programada

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização e Motivação da Pesquisa

Dada à característica do setor elétrico brasileiro, onde a geração de energia elétrica provém principalmente de recursos hídricos, uma mudança no comportamento das precipitações e de uso da água pode alterar consideravelmente a disponibilidade de recursos hídricos, e conseqüentemente afetar a produção e o custo da energia elétrica. A dependência das afluições que chegam aos reservatórios das usinas faz com que a operação dos sistemas de geração e transmissão seja bastante sensível às variações da ocorrência de precipitações ao longo dos anos. Desta forma, a avaliação do impacto das mudanças climáticas se torna primordial para direcionar a política energética do país, além de orientar os órgãos responsáveis na definição de medidas para mitigar seus efeitos no parque gerador.

Apesar do custo do combustível “água” ser considerado zero na operação energética, existe o risco da falta de disponibilidade deste recurso em quantidades satisfatórias para atender à demanda de energia elétrica do sistema. Em função do parque gerador, a falta de chuvas, além de forçar a utilização de outras fontes mais caras para a geração de energia (como os combustíveis fósseis), pode levar ao déficit de energia. Em 2001 o Brasil passou por um racionamento de energia elétrica em função de períodos anuais sucessivos de escassez de chuvas além de não existir um parque térmico suficiente para fazer frente ao deplecionamento dos reservatórios. No atual momento, estamos novamente em situação semelhante e com o risco de repetir o mesmo problema apesar de ter havido nestes últimos anos uma expansão do parque térmico.

Um fator importante para prevenir a ocorrência de déficit é planejar um parque gerador que consiga suprir a energia mesmo para períodos críticos de afluência. O problema é que a construção de um sistema de geração e transmissão com este nível de segurança requer grandes investimentos, o que leva a tarifas de energia elevadas. Outra solução é melhorar os modelos de previsão de chuvas nas grandes bacias em horizontes de curto e longo prazo para dimensionar melhor as fontes de energia e as suas complementaridades.

No que se refere à previsão de afluências, o sistema elétrico brasileiro vem utilizando as séries de hidrológicas ocorridas no passado, ou seja, as séries históricas. Recentemente, os cientistas veem alertando para o processo de mudanças climáticas em função da concentração na atmosfera de Gases de Efeito Estufa (GEE). O comportamento da atmosfera é governado pelas leis da física que representam o movimento do ar, o papel da umidade, as trocas de calor etc. O entendimento e a simulação das interações entre a atmosfera, a superfície da terra e os oceanos são importantes para a caracterização do clima. Modelos climáticos globais (MCG) são usados para representar matematicamente todos os processos naturais que possam afetar tempo e clima, e, resolvidas as equações matemáticas, é possível obter uma previsão do comportamento do tempo e clima em várias escalas temporais.

No mundo todo, várias instituições desenvolvem modelos climáticos. A Organização das Nações Unidas (ONU) criou um organismo para certificar esses modelos e fazer prognósticos sobre as consequências da atividade humana no clima do planeta, denominado “*Intergovernmental Panel on Climate Change*” (IPCC). O IPCC tem emitido relatórios com periodicidade mínima de cinco anos, nos quais se faz uma avaliação dos modelos climáticos e também de seus resultados. Neste trabalho foram utilizados os resultados constantes nos relatórios emitidos em 2007 (AR4). Recentemente (2013/2014), foram liberados os resultados do AR5, que em sua maioria não alteram significativamente o quadro apresentado em 2007.

Os resultados das alterações previstas nas vazões médias mostram que o padrão espacial dos impactos das mudanças climáticas sobre a vazão depende diretamente dos padrões de chuva projetados pelo conjunto de modelos climáticos que

foram adotados na projeção do clima futuro. Estes foram baseados em diferentes cenários de concentração de GEE na atmosfera – de níveis altos a baixos. Como a energia assegurada depende diretamente das vazões e da chuva, esta também varia em função do modelo climático adotado. Na realidade pode-se dizer que há incertezas de natureza física no que se refere aos cenários de emissão de GEE ou quanto ao uso e tratamento dos recursos naturais pelo homem, como também, há discussões quanto ao modelo matemático e computacional que se utiliza para tratar as diversas variáveis climáticas.

O reconhecimento da evolução tecnológica dos MCGs, que muitas vezes não representam fielmente situações conjunturais, particularmente nas projeções de precipitação, não elimina a necessidade de incluí-los no processo de tomada de decisão em vários segmentos da economia, como por exemplo, o do setor elétrico. Pelo contrário, essas projeções fornecem informações altamente valiosas que se forem comunicadas de maneira eficiente, mostrando aos gestores como utilizá-las corretamente, pode proporcionar uma melhor adequação dos investimentos como também uma maior conscientização da sociedade.

Esses modelos são de alta complexidade, pois representam toda a física da atmosfera, incluindo sua dinâmica, em constante evolução. Podemos dizer que é a área da ciência que mais demanda esforço computacional atualmente, visto que se baseia em simulação no tempo do comportamento de um grande conjunto de variáveis. O setor elétrico brasileiro vem se baseando em análise do comportamento histórico de algumas dessas variáveis como a afluência aos reservatórios para a tomada de decisão, principalmente na expansão do parque gerador. Recentemente (agosto de 2014), o relatório emitido pela EPE sobre as premissas econômicas a serem adotadas para a elaboração do PNE 2050 (disponível no sítio www.epe.gov.br) faz menção sobre a utilização dos resultados dos MCGs em seus estudos:

... Todavia, a utilização desses resultados em planos de longo prazo, como o PNE 2050, exige cautela. Muitas vezes eles são conflitivos em aspectos importantes, principalmente quando consideradas regiões geográficas específicas. Como ressalta o Painel Brasileiro de Mudanças do Clima:

“[...] os modelos climáticos mais modernos e sofisticados ainda precisam de muito desenvolvimento para que forneçam resultados consistentes para previsões de mudanças climáticas: ainda há grandes divergências entre previsões de temperatura, cobertura de nuvens, precipitação, etc. elaboradas com modelos diferentes, não só para o Brasil, mas para todo o planeta.” ...

Entende-se a preocupação da EPE em tomar decisões baseadas nos MCGs em função do atual estágio de desenvolvimento desses modelos, mas simplesmente colocar que estes modelos não são representativos e que por isso não serão considerados, coloca em risco o processo de tomada de decisão quanto aos rumos da política energética do país.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sensível à necessidade de avaliar este impacto, define, em 2008, como um dos temas preferenciais de pesquisa e desenvolvimento (P&D), um tema relacionado com o impacto das mudanças climáticas na geração de energia elétrica. Esta dissertação retrata o desenvolvimento deste trabalho nos aspectos relacionados com o cálculo da energia assegurada. A Figura 1.1

– Cálculo da energia assegurada

apresenta de uma forma global as diversas etapas seguidas para o cálculo da energia assegurada.

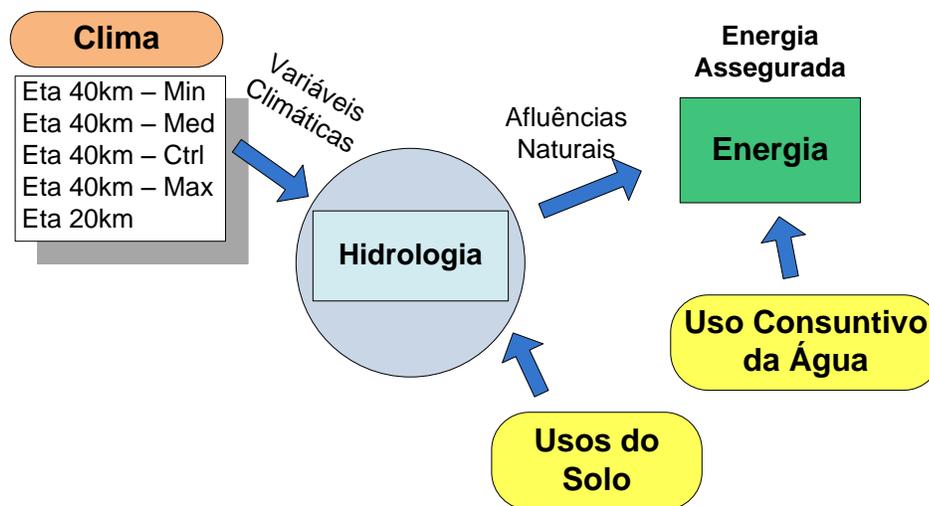


Figura 1.1 – Cálculo da energia assegurada

Definiu-se um conjunto de cinco casos ou possibilidades de comportamento do clima considerando os atuais modelos globais que pertencem ao conjunto de casos do Eta de maior precisão geográfica, cuja origem é o modelo global do Hadley Center. Desde 1995, o modelo climático regional Eta-CPTEC tem sido usado no INPE como modelo operacional de previsão de tempo e previsão climática sazonal.

A partir das variáveis climáticas obtidas da simulação dos modelos globais, as precipitações foram convertidas em afluências aos reservatórios das usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Foram tratados ainda alguns cenários de uso do solo e de demanda de água para uso urbano e rural, cujos resultados foram agregados e representados nas afluências.

A partir dos resultados hidrológicos, foram calculadas as energias asseguradas para os cinco casos de comportamento do clima definidos inicialmente. Nessa transformação de afluência em energia, foram considerados dois parques geradores: Parque Gerador Existente (PGE) e Parque Gerador Futuro (PGF). O PGE representa o conjunto de usinas geradoras existentes no Programa Mensal da Operação Energética (PMO) de Janeiro de 2012, e o PGF o conjunto de usinas previstas para estar em operação no ano de 2030. Esta última configuração é a considerada no PNE2030 da EPE. O cálculo das energias asseguradas foi feito para os horizontes de 2041, 2071 e 2100. No processo de cálculo para esses anos, utilizou-se como histórico para o Newave os anos anteriores simulados pelos modelos globais.

1.2 Organização dos Capítulos

Esta dissertação está organizada basicamente de acordo com a estrutura apresentada na Figura 1.1 – Cálculo da energia assegurada

Primeiramente, no Capítulo 2, é feita uma breve apresentação dos modelos climáticos que são utilizados para gerar os dados de precipitação e dos modelos hidrológicos que são utilizados para definir o comportamento das vazões naturais afluentes aos empreendimentos de geração hidrelétrica.

O Capítulo 3 detalha a metodologia utilizada para o cálculo da energia assegurada. As séries hidrológicas de vazões naturais afluentes, que são as saídas do modelo hidrológico, representam os parâmetros de entrada que mais impactam na definição da energia assegurada do parque hidrotérmico do SIN.

Posteriormente no Capítulo 4 são apresentados os resultados das simulações de energia assegurada (EASS) considerando os quatro membros do modelo Eta para as duas configurações do parque gerador: o parque gerador existente (PGE) e o parque gerador futuro (PGF).

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões gerais e além de elencar temas para futuros desenvolvimentos.

2 MODELOS CLIMÁTICOS E HIDROLÓGICOS

Em função da geração de energia elétrica no Brasil ser basicamente de origem hidráulica, as vazões aos reservatórios das usinas hidrelétricas representam a variável mais sensível ao modelo que define a oferta de energia do sistema elétrico. A previsão destas vazões ou o modelo do comportamento das mesmas têm sido o ponto crítico no cálculo da oferta de energia. Desta forma, ao estudar o impacto das mudanças climáticas na energia gerada é necessário inicialmente obter informações sobre o impacto nas vazões das principais bacias onde estas usinas estão localizadas.

Este capítulo apresenta o processo de obtenção destas vazões a partir dos modelos climáticos globais passando pela regionalização das precipitações e ao modelo chuva-vazão.

2.1 Modelos Climáticos

Os Modelos de Circulação Geral da atmosfera (MCGs), também chamados de Modelos Climáticos Globais (MCGs), são usados para representar matematicamente os processos físicos e químicos internos da atmosfera e suas interações com outros componentes do sistema climático (atmosfera, biosfera, criosfera, hidrosfera e litosfera) que possam afetar o tempo e o clima (*American Meteorology Society - AMS Glossary, 2000*). São baseados em cálculos infinitesimais do escoamento e perturbações para a resolução de equações básicas aos modelos climáticos: movimento, termodinâmica, continuidade, hidrostática, conservação de energia e de massa. Em outras palavras, os modelos são códigos computacionais com centenas de milhares de linhas, que representam aproximações numéricas de equações matemáticas, representativas das leis físicas que regem os movimentos da atmosfera e as interações com a superfície.

São utilizados com vários propósitos, desde o estudo da dinâmica do sistema climático até projeções de clima.

O desenvolvimento da modelagem em meteorologia é um processo que demanda tempo, diretamente relacionado a investimentos em recursos humanos e desenvolvimentos computacionais. Os desafios e benefícios da modelagem para a meteorologia moderna incluem (LIMA et al., 2014).

- avanço científico nos conhecimentos de processos atmosféricos e oceânicos regionais e globais;
- aumento de confiabilidade em previsões de tempo e clima de curto, médio e longo prazos na escala regional e global;
- redução de perdas relacionadas com as variações de tempo e clima na agricultura, transporte, turismo, geração de energia etc.;
- mitigação dos desastres ambientais, através do uso de previsões de tempo e clima;
- apoio a ações governamentais e da sociedade em geral para a redução da pobreza e de desequilíbrios regionais.

O IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) foi estabelecido em 1988 pelo Programa Ambiental das Nações Unidas e pela Organização Mundial de Meteorologia com o propósito de estudar o conhecimento científico atual das mudanças climáticas, os impactos ambientais e socioeconômicos. Desde então, muitos avanços em modelagem ocorreram desde a publicação do Terceiro Relatório de Avaliação (TAR, sigla em inglês) do IPCC, em 2001. As melhorias nos modelos podem ser agrupadas em três categorias. Primeiro, a componente dinâmica vem sendo melhorada e as resoluções vertical e horizontal estão aumentando. Em segundo, mais processos estão sendo incorporados aos modelos, em especial a modelagem de aerossóis e os modelos da superfície terrestre e do gelo marinho. Em terceiro, a melhoria das parametrizações de processos físicos. Por exemplo, a maioria dos modelos não utilizam mais ajustes de

fluxo para reduzir a derivada do clima. Essas melhorias que se desenvolveram através da ampla comunidade de modelagem são bem representadas nos modelos climáticos apresentados no quinto relatório (AR5) em 2013. Apesar das várias melhorias, vários problemas permanecem. Muitos dos processos importantes que determinam as respostas dos modelos devido a mudanças na componente radiativa não são resolvidos na grade do modelo. Ao invés disso, parametrizações na escala são utilizadas para os processos não resolvidos, como, por exemplo, a formação de nuvens e a mistura devido à turbulência oceânica.

Apesar do problema não estar devidamente equacionado, os modelos do IPCC têm sido uma ferramenta importante para a implementação de políticas como respostas às mudanças climáticas. O quinto relatório da estimativa do clima do IPCC (AR5) que foi publicado em 2013 sob o título “Mudanças Climáticas 2013” confirma que as mudanças são uma realidade que já estão ocorrendo nos dias de hoje (IPCC 2013).

Como os resultados do AR5 ainda estão sendo disponibilizados, neste trabalho foram utilizados os dados do AR4, publicado em 2007. Entre os vários cenários de emissões de gases de efeito estufa (SRES – *Special Report Emission Scenarios*) no horizonte de 2000 a 2100 (NAKICENOVIC et al., 2000), foi escolhido o cenário A1B, porque representa uma média de crescimento das emissões futuras de CO₂, ou seja, não muito alto nem muito baixo (IPCC 2007).

As projeções dos cenários da mudança do clima para o século 21 foram derivadas dos vários modelos do clima global utilizados pelo IPCC. O fato de modelos globais de clima utilizarem diferentes representações físicas de processos, e uma grade de resolução relativamente baixa, introduz certo grau de incerteza nesses cenários futuros da mudança do clima. Na realidade, estes modelos são desenvolvidos em vários países que pesquisam o comportamento das variáveis climáticas que são traduzidos em uma simulação dinâmica de diversas quadrículas que representam regiões do planeta e altura na atmosfera.

Modelos climáticos diferentes, quando sujeitos à(s) mesma(s) força(s), produzem aspectos globais das mudanças climáticas qualitativamente similares; no entanto, a magnitude e os padrões das respostas é que variam substancialmente de um modelo

para outro, em função das parametrizações estabelecidas no código de cada um. O problema da escala temporal também é crucial, uma vez que os eventos extremos (ondas de frio ou de calor e tempestades) podem ser identificados apenas com dados diários, que apesar de serem considerados nos modelos, não guardam precisão satisfatória em comparação com os dados mensais ou sazonais. Também há o problema da representação do processo físico pelas parametrizações dos diferentes modelos e a representação correta do clima atual pelos modelos climáticos.

Em geral, os modelos climáticos globais fornecem informações com baixa resolução espacial para serem aplicados em estudos de impactos. Neste sentido, faz-se necessário uma regionalização (chamado de *downscaling* dinâmico), usando modelos regionais aninhados nos modelos globais. Para os modelos globais simularem vários séculos e captarem as mudanças climáticas globais, necessitam utilizar grades de tamanhos grandes (baixa resolução espacial). Entretanto, para estudos de impactos, vulnerabilidade e adaptação, é necessário maior detalhe, pois esses estudos têm caráter regional e até local. Os modelos atmosféricos regionais promovem o detalhamento do modelo global (regionalização) para um determinado período de tempo e para uma determinada região. Importante ressaltar que acrescentar detalhes regionais à projeção de um modelo global de mudanças climáticas, seja por modelagem climática regional ou por técnicas estatísticas, aumenta a complexidade e a incerteza das projeções.

Essa incerteza é extremamente significativa na avaliação da vulnerabilidade e dos impactos da mudança do clima, bem como na implementação de medidas de adaptação e de mitigação. Por exemplo, para a Bacia Amazônica, alguns modelos produziram climas mais chuvosos e outros climas relativamente mais secos; para o Nordeste do Brasil, alguns modelos sugerem aumento da precipitação, mas a maioria dos modelos sugere reduções de chuva no Nordeste.

De acordo com o AR4 (IPCC 2007) e com o Relatório Especial sobre Gestão dos Riscos de Eventos Climáticos e Desastres (SREX, na sigla em inglês) do IPCC (IPCC SREX 2012), o aquecimento médio para a América do Sul (AS) ao final do século 21 poderia alcançar de 1° C a 4° C (SRES B2) ou de 2° C a 6° C (confiabilidade média). As

anomalias de chuva (positiva ou negativa) serão maiores na América do Sul (AS) tropical, assim como na Amazônia e na Região Nordeste do Brasil. A frequência e intensidade de extremos climáticos irá provavelmente aumentar (confiabilidade média). Em relação aos extremos (IPCC SREX 2012), as projeções para o final do século 21 para diferentes cenários (SRES A2 e A1B) para a AS indicam que aquecimento significativo nas temperaturas extremas.

O Relatório Especial sobre Gestão dos Riscos de Eventos Climáticos e Desastres – IPCC SREX (2012) e o CDKN (2013) indicam tendência positiva nas temperaturas extremas, nas ondas de calor e em alguns índices de chuvas extremas de acordo com os modelos do CMIP3 e cenários de escala reduzida (*downscaling*), enquanto as tendências de seca ainda são incertas. Ainda há baixa confiabilidade no que se refere a mudanças de frequência e intensidade do fenômeno *El Niño*.

É provável que um aumento na frequência e magnitude de extremos quentes de temperatura diária e diminuição de extremos frios ocorrerá no século 21 em escala global. Com confiabilidade média, é provável que o comprimento, frequência e/ou intensidade de ondas de calor sofrerão considerável aumento sobre grande parte da AS, com tendência mais fraca de aumento sobre o Sudeste da AS. Com confiabilidade baixa, os modelos também projetam aumento da proporção de chuva total oriunda de chuvas intensas para a América do Sul e para a costa oeste da América do Sul; enquanto que para a Amazônia e para o restante do sul e centro da AS não existem sinais consistentes de mudança. Em algumas regiões há baixa confiabilidade nas projeções de mudanças de enchentes fluviais. A confiabilidade é baixa devido à evidência limitada e porque as causas das mudanças regionais são complexas. Existe confiabilidade média que as secas se intensificarão ao longo do século 21 em algumas estações e áreas devido à precipitação reduzida e/ou aumento da evapotranspiração na Amazônia e Nordeste do Brasil (LIMA et al., 2014).

As Figura 2.1 e Figura 2.2 mostram projeções de mudanças nos extremos de temperatura e chuva para a América Central e do Sul baseadas nos modelos do AR4 do IPCC para o cenário A1B do SRES para o período 2081-2100 em relação ao período 1980-1999. A Figura 2.1 mostra um padrão consistente com o aquecimento geral na

região: aumento na fração de dias e noites quentes e diminuição na fração de dias e noites frias. Essas mudanças são mais intensas no Noroeste e Sudeste da América do Sul. Os aumentos nas chuvas extremas são especialmente fortes no oeste da Amazônia e na costa oeste do Peru e Equador e no Sudeste da América do Sul.

A projeção da intensidade de veranicos e disponibilidade de água no solo em médio (2041-65) e longo (2081-2100) prazos indica, para o cenário A2 do SRES, aumento na frequência e duração de veranicos no leste da Amazônia, Nordeste do Brasil e setores central e sul do Chile enquanto reduções são projetadas para a região do norte do Peru e Equador, consistente com anomalias positivas de chuva nessas regiões. Isto é mais bem detectado nos mapas de anomalia de umidade do solo, onde anomalias negativas são encontradas em praticamente toda a América do Sul tropical, principalmente no norte da América do Sul, Bolívia, Chile (Figura 2.3).

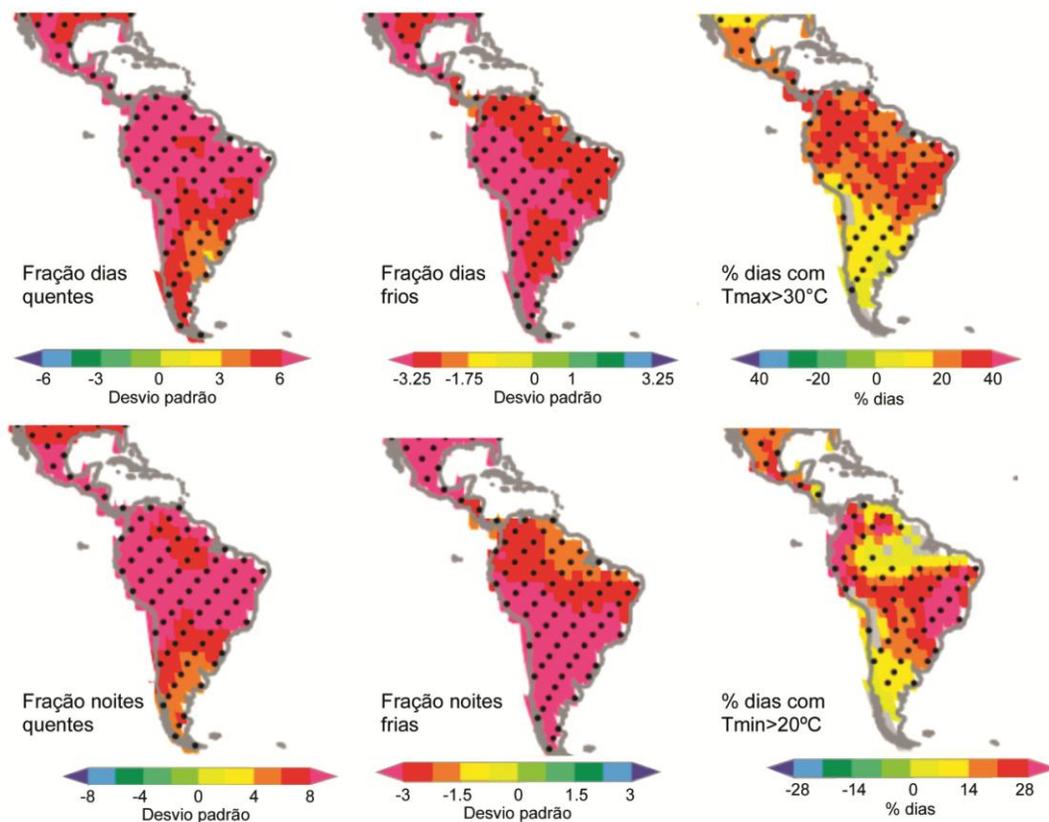


Figura 2.1 – Projeção de mudanças anuais em alguns índices de T_{min} diária para 2081-2100 em relação a 1980-1999 (Fonte: IPCC SREX, 2012)

A Figura 2.1 é baseada em 14 MCGs que contribuíram para o CMIP3: fração de dias quentes (dias nos quais Tmax excede o percentil 90 para aquele dia do ano, calculada do período de referência 1961-1990); fração de dias frios (dias nos quais Tmax é inferior ao percentil 10 para aquele dia do ano, calculada do período de referência 1961-1990); porcentagem dos dias com Tmax > 30°C; fração de noites quentes (dias nos quais Tmin excede o percentil 90 para aquele dia do ano, calculada do período de referência 1961-1990); fração de noites frias (dias nos quais Tmin é inferior ao percentil 10 para aquele dia do ano, calculada do período de referência 1961-1990); porcentagem dos dias com Tmin > 20°C. As mudanças são calculadas para a escala temporal anual, como frações/porcentagens no período 2081-2100 (baseadas em simulações sob o cenário de emissão A2 do SRES) menos as frações/porcentagens do período 1980-1999 (das simulações correspondentes para o século 20). As mudanças em noites quentes e frias são expressas em unidades de desvios padrões derivados das estimativas sazonais e anuais com tendência removida, respectivamente, dos três períodos de 20 anos 1980-1999, 2046-2065 e 2081-2100 agrupados. As mudanças de Tmin > 20°C são dadas diretamente como diferença de pontos percentuais. O sombreado em cores somente é aplicado para áreas onde pelo menos 66% (ou seja, 10 de 14) dos MCGs concordam no sinal da mudança; o pontilhado é aplicado em regiões onde pelo menos 90% (ou seja, 13 de 14) dos MCGs concordam no sinal da mudança (IPCC SREX 2012).

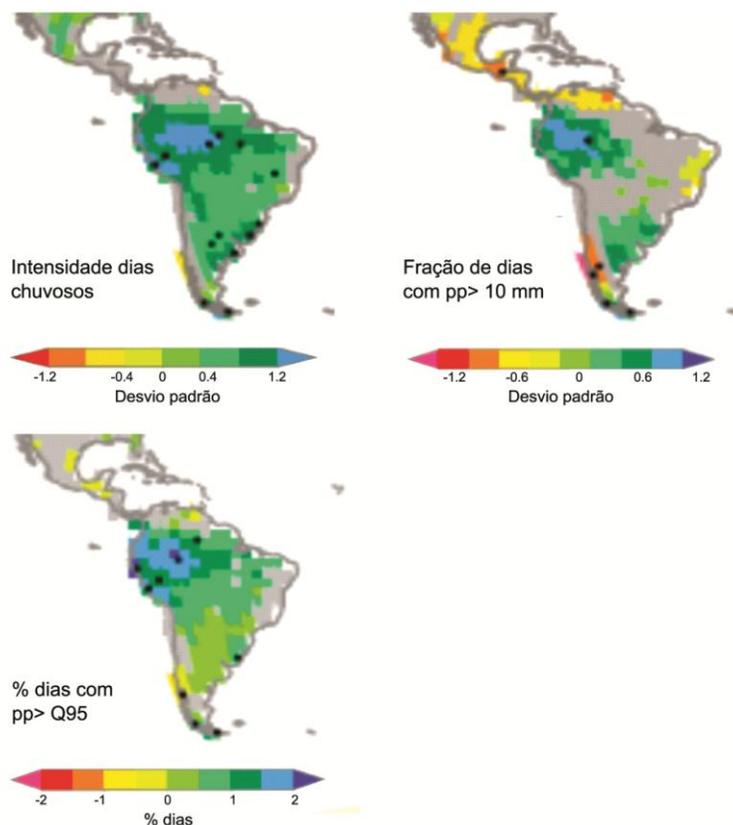


Figura 2.2 – Projeção de mudanças anuais e sazonais em três índices de precipitação diária para o período 2081-2100 (Fonte: IPCC SREX, 2012)

A Figura 2.2 é baseada em 17 MCGs que contribuíram para o CMIP3: intensidade de dias úmidos, porcentagem de dias com precipitação acima do percentil 95 da precipitação diária em dias úmidos para aquele dia do ano, calculada do período de referência 1961-1990; coluna da direita: fração de dias com precipitação superior a 10 mm. As mudanças são calculadas para a escala de tempo anual como frações/porcentagens no período 2081-2100 (baseadas em simulações sob o cenário de emissão A2 do SRES) menos as frações/porcentagens do período 1980-1999 (das simulações correspondentes para o século 20). Mudanças na intensidade de dias úmidos e na fração de dias com $Pr > 10$ mm são expressas em unidades de desvios padrões derivados das estimativas sazonais e anuais com tendência removida, respectivamente, dos três períodos de 20 anos 1980-1999, 2046-2065 e 2081-2100 agrupados. Mudanças nas porcentagens de dias com precipitação superior ao percentil

95 são dadas diretamente como diferença de pontos percentuais. O sombreado em cores somente é aplicado para áreas onde pelo menos 66% (ou seja, 12 de 17) dos MCGs concordam no sinal da mudança; o pontilhado é aplicado em regiões onde pelo menos 90% (ou seja, 16 de 17) dos MCGs concordam no sinal da mudança (IPCC SREX 2012).

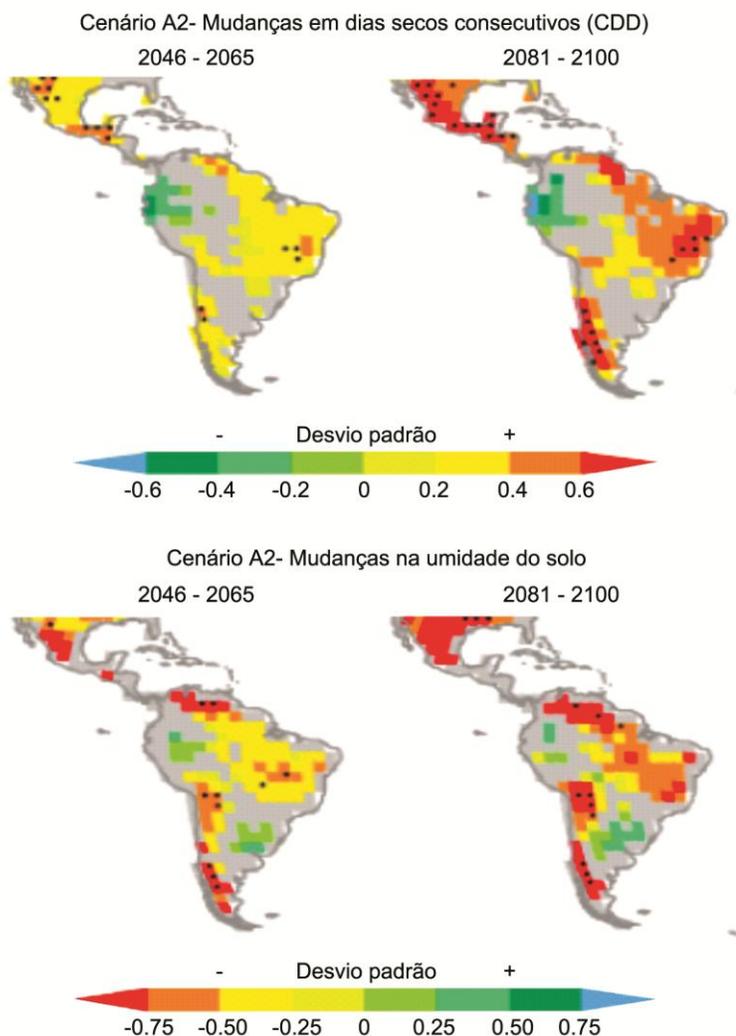


Figura 2.3 – Projeção de mudanças anuais (Fonte: IPCC SREX, 2012)

A Figura 2.3 projeta as mudanças anuais em aridez extraída de dois índices. Painel superior: mudança no máximo anual de número de dias secos consecutivos (CDD: dias com precipitação < 1 mm); painel inferior: mudanças na umidade do solo (anomalia de umidade do solo, SMA). O aumento na aridez é indicado por cores que

variam de amarela a vermelha; diminuição na aridez por cores que variam de verde a azul. As mudanças projetadas são expressas em unidades de desvio padrão da variabilidade interanual nos três períodos de 20 anos 1980-1999, 2046-2065 e 2081-2100. As figuras mostram mudanças para dois horizontes temporais, 2046–2065 e 2081–2100, comparados com valores do final do século 20 (1980–1999), baseadas em simulações dos MCGs sob o cenário de emissão A2 do SRES em relação às simulações correspondentes para o final do século 20. Os resultados são baseados em 17 (CDD) e 15 (SMA) MCGs que contribuíram para o CMIP3. O sombreado em cores é aplicado em áreas onde pelo menos 66% (ou seja, 12 de 17 para o CDD, 10 de 15 para o SMA) dos MCGs concordam no sinal da mudança; o pontilhado é adicionado em regiões onde pelo menos 90% (ou seja, 16 de 17 para o CDD, 14 de 15 para o SMA) dos MCGs concordam no sinal da mudança. Áreas sombreadas em cinza indicam onde a concordância dos modelos foi insuficiente (<66%). (IPCC SREX 2012).

As resoluções espaciais e temporais dos MCGs fazem com que eles sejam incapazes de resolver adequadamente muito dos eventos intensos e de curta duração. Além disso, encontrar uma “impressão digital” de efeitos antropogênicos nos padrões da mudança é desafiador em nível regional e em extremos climáticos. Para identificar padrões regionais nos extremos e atribuí-los ao aquecimento global – um processo fundamental uma vez que projeções confiáveis nos extremos regionais devem ser produzidas – requer que ambos desses desafios sejam vencidos.

As influências e interações que controlam o clima na América do Sul são complexas, e modelos climáticos têm dificuldade em simular o clima observado. As climatologias de temperatura, variabilidade e tendências são geralmente produzidas de forma robusta. MCGs não desempenham adequadamente na simulação de padrões regionais de precipitação, apresentando viés nas climatologias dos modelos e posterior incerteza na reprodução de sua variabilidade e tendência. A falta de dados em partes da América do Sul tropical afeta a análise das tendências e a análise do desempenho dos modelos. Entretanto, podemos afirmar que existem atualmente melhores informações disponíveis sobre expectativas de mudança nos extremos em várias regiões e sub-regiões da América do Sul. Por vezes, o problema não é a falta de dados

e sim a qualidade dos dados disponíveis, ou então, há o dado, mas não está disponível ao público em geral. Os problemas da falta de dados observacionais foram resolvidos utilizando publicações do IPCC e outros artigos publicados em tendências do clima e extremos na AS disponíveis na literatura. Percebe-se que há um menor número de estudos na AS conforme o que encontramos na literatura publicada em jornais internacionais.

Em relação à habilidade dos modelos para reproduzir o clima em curto prazo ou extremos sazonais, que tem um impacto significativo na agricultura e recursos hídricos, as respostas são variáveis para extremos baseados em precipitação. Os modelos se comportam mais adequadamente para índices derivados de temperatura, mas em geral tendem a subestimar.

Neste trabalho, quatro membros do modelo global HadCM3 desenvolvido pelo *UK Met Office Hadley Centre - United Kingdom* foram construídos a partir de variações sobre o cenário A1B denominadas de alta, média, baixa e controle de temperatura. O cenário A1B é um cenário médio em termos de probabilidade de emissões de CO₂. Estas variações sobre este cenário apontaram para diferentes horizontes de temperatura ao final de 2100. Estes horizontes variam de 2°C a 6°C de aquecimento global. Estes membros foram os que na oportunidade conseguiram melhor representar o clima da AS e em especial a região do Brasil no período de 1960 a 1990, que foi o utilizado para testes e ajustes de tendências.

2.2 Modelos Regionais

Simulações de mudanças climáticas na resolução de 40 km foram produzidas sobre a América do Sul para o clima presente, período de 1961-1990, e clima futuro, de 2010-2100, no cenário de emissão de gases efeito estufa A1B (NAKICENOVIC ET al., 2000) a partir de condições do modelo HadCM3 utilizando o Modelo Eta (CHOU et al., 2012; MARENGO et al., 2012). O modelo Eta tem sido utilizado operacionalmente pelo INPE desde dezembro de 1996 para produzir previsões de tempo (CHOU, 1996), a

partir de 2002 passou a produzir operacionalmente previsões climáticas operacionais (CHOU et al., 2005). Em 2009, o modelo foi adaptado para realizar integrações para o horizonte de várias décadas para estudos de mudanças climáticas (PESQUERO et al., 2009).

O modelo Eta na resolução de 40 km permite maior detalhamento em relação aos cenários dos modelos globais como, por exemplo, o HadCM3 (POPE et al., 2000) e do ECHAM/OPA (GUALDI et al., 2003a, 2003b), que possuem resolução da ordem de 200 a 300 km. Alguns estudos de adaptação requerem maior detalhamento das simulações, visto que geralmente a adaptação se refere a problemas de escala local; por exemplo, no caso de estudos para recursos hídricos, é desejável uma melhor representação da cobertura do solo, da descrição dos limites das bacias e da rede de drenagem a partir do melhor detalhamento da topografia. Buscando verificar a necessidade de um detalhamento maior aos estudos de impacto e vulnerabilidade das mudanças climáticas no setor elétrico, alguns casos foram simulados com o Modelo Eta na resolução de 20 km. Aprimoramentos na representação matemática de processos dinâmicos foram introduzidos nessa versão do modelo a partir da versão anterior de 40 km.

O modelo Eta é um modelo numérico atmosférico complexo em sua representação dos processos físicos e dinâmicos da atmosfera. É da categoria de modelos atmosféricos chamados de regionais ou área limitada, e que, portanto, necessitam de modelos globais para lhe fornecer informações da atmosfera no seu entorno, isto é, nos contornos laterais. Por outro lado, modelos regionais são computacionalmente mais econômicos que os modelos globais na resolução mais alta, visto que os cálculos se limitam na região desejada. O modelo Eta foi desenvolvido na Sérvia (antiga Iugoslávia) (MESINGER et al., 1988) e tornou-se operacional no *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP) (BLACK, 1994). É um modelo em ponto de grade. O nome do modelo é a letra grega η (eta) usada para definir a sua coordenada vertical (MESINGER, 1984). Essa coordenada é vantajosa por ser aproximadamente horizontal mesmo em regiões não planas, por este motivo é

adequada para uso em regiões de topografia íngreme, onde erros numéricos costumam surgir na coordenada sigma, comumente usada em modelos atmosféricos.

Conforme já mencionado, para os modelos globais do IPCC, o cenário A1 descreve um mundo futuro no qual a globalização é dominante. Nesse cenário, o crescimento econômico é rápido e o crescimento populacional é pequeno, com pico na metade do século e com desenvolvimento rápido de tecnologias mais eficientes. Os temas subjacentes principais são: a convergência econômica e cultural, com uma redução significativa em diferenças regionais e renda *per capita*. Nesse mundo, os indivíduos procuram riqueza pessoal em lugar de qualidade ambiental. Os três cenários do grupo A1 se distinguem por ênfases tecnológicas: o A1FI pelo máximo uso de combustível fóssil, o A1T pelo mínimo uso de combustível fóssil e o A1B, que é um cenário de estabilização, com balanço entre fontes de energia.

Segundo o cenário A1B, a concentração do CO₂ segue a curva da Figura 2.4. A concentração do CO₂ no clima presente foi mantida no valor de aproximadamente 330 ppm, enquanto as projeções futuras seguiram o cenário A1B, no qual a concentração do CO₂ aumenta gradativamente. A atualização das concentrações de CO₂ foi realizada a cada cinco anos. Esta frequência foi escolhida de forma a reduzir o número de paradas na execução do modelo para atualizar os coeficientes de transmissibilidade referentes ao aumento na concentração de CO₂ (IPCC, 2001).

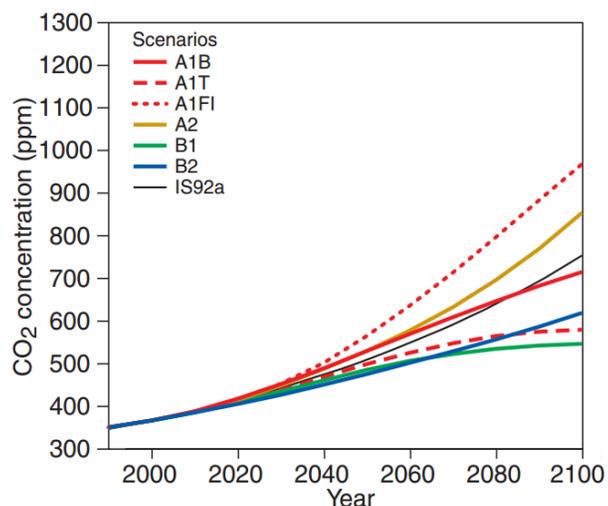


Figura 2.4 – Concentração de CO₂ (PPM) para os cenários do IPCC (IPCC, 2001)

As integrações utilizaram as simulações do modelo HadCM3 como condição inicial e de contorno lateral. A escolha do modelo global HadCM3 foi baseada no fato de que esse modelo representa bem as condições climáticas atuais na América do Sul, e junto com 17 dos 22 modelos usados pelo IPCC projeta consistentemente padrões de mudanças de chuva similares: Aumento nas chuvas na costa norte do Peru-Ecuador e no Sudeste da América do Sul, e reduções na Amazônia do leste, nordeste e costa da Venezuela e sul de Chile.

O modelo HadCM3 (POPE et al., 2000, GORDON et al., 2000) utiliza-se de um calendário hipotético, no qual cada mês do ano possui 30 dias. O nome dos arquivos de saída do modelo HadCM3 faz uso do calendário de 360 dias/ano. Os arquivos da simulação deste modelo estão em intervalos de 6 horas, totalizando 44640 arquivos para cada período de integração de 31 anos. As variáveis do modelo HadCM3 utilizadas para alimentar o modelo Eta são: umidade específica, temperatura potencial, pressão à superfície e vento horizontal. O modelo possui resolução de $2,5^\circ$ na latitude por $3,75^\circ$ na longitude e é comparável à resolução de um modelo espectral T42. Além disto, é um modelo hidrostático, em ponto de grade, utiliza a grade Arakawa-B e coordenada vertical sigma híbrida em p de 19 níveis. A componente oceânica tem 20 níveis e resolução horizontal de $1,25^\circ \times 1,25^\circ$ na latitude e longitude, respectivamente. O esquema de precipitação é descrito por Senior e Mitchell (1993) com a taxa de evaporação da precipitação descrito por Gregory (1995). A precipitação de grande escala e o esquema de nuvens estão formulados em termos de uma variável de água de nuvem explícita, seguindo Smith (1990). O esquema de radiação possui seis e oito bandas espectrais no comprimento de onda curta e longa, respectivamente. O efeito radiativo dos gases estufa minoritários, tais como o CO_2 , vapor de água e O_3 , estão explicitamente representados pelo esquema de Edwards e Slingo (1996). Uma simples parametrização de aerossol está também incluída (CUSACK et al., 1998). Normalmente, os modelos de simulação de mudanças climáticas não calculam a transferência radiativa para cada um dos gases de efeito estufa, fazem isso somente para o CO_2 , ou seja, convertem outros gases como o metano em equivalentes de CO_2 . O modelo representa o ciclo do enxofre. O HadCM3 é um Modelo Climático Global

Acoplado Oceano-Atmosfera (MCGOA) com uma climatologia estável, controlada e não usa esquema de ajuste de fluxos à superfície.

O modelo global HadCM3 iniciou sua simulação em aproximadamente 1850 e finalizou em 2099, no final do século 21. Por limitação da capacidade dos discos disponíveis, obtiveram-se somente os dados da simulação do HadCM3 dos períodos de 1961-1990 e de 2010 a 2099.

Por outro lado, as integrações de cerca de 100 anos gera um conjunto muito grande de arquivos de dados, o que acarreta dificuldades para manipulação dos dados e diretórios. Além disto, existem riscos de falha na gravação e extração destes dados no computador durante a integração contínua do modelo o que fez com que se optasse por gerar integrações de períodos relativamente curtos, de 31 anos, ou seja, projeções geradas para o período de 2010-2040, 2040-2070, 2070-2099. As integrações do Modelo Eta utilizaram as condições iniciais do HadCM3 em cada um desses três períodos de 31 anos. As integrações para o horizonte de poucas décadas também permitiram melhor aproveitamento dos espaços em discos. As simulações do 1º ano: 2010, 2040 e 2070 são descartadas por reduzir o efeito dos ajustes (fortes oscilações) do ano inicial das integrações. Por outro lado, o conjunto de três 30 anos: 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2099 pode ser considerado um conjunto contínuo de dados de 2011 a 2099. O uso de integração em períodos curtos (“*timeslices*”) é uma das vantagens do uso de modelos regionais.

Os quatro membros do Eta são utilizados neste trabalho para gerar os dados de precipitação que representam os dados básicos para definir o comportamento das vazões naturais afluentes aos empreendimentos de geração hidrelétrica.

2.3 Modelo Hidrológico

Para a simulação hidrológica das bacias foi selecionado o modelo hidrológico distribuído MGB-IPH, desenvolvido para representar os processos de transformação da chuva em vazão em bacias de grande escala (COLLISCHONN e TUCCI, 2001;

COLLISCHONN et al., 2007; PAIVA et al., 2012). Nas bacias dos rios Tocantins, Paraíba do Sul e Paranaíba foi utilizada uma versão ligeiramente modificada do modelo MGB-IPH, denominada MGB-INPE (RODRIGUEZ, 2011).

O modelo MGB-IPH permite a simulação hidrológica em bacias cujas áreas sejam tipicamente maiores que 10.000 km². Outra característica do MGB-IPH que o torna adequado para a aplicação neste trabalho é a forma como é representada a evapotranspiração, que é baseada no uso da equação de Penman-Monteith, utilizando como dados de entrada as variáveis meteorológicas que são tipicamente produzidas por modelos climáticos, como a temperatura do ar, a velocidade do vento, a radiação solar e a umidade relativa do ar. O método de cálculo de evapotranspiração por Penman-Monteith permite representar de forma diferenciada diferentes tipos de vegetação, e foi testado de forma independente por Ruhoff et al. (2012), que compararam as estimativas de evapotranspiração do modelo com dados medidos *in loco* e por estimativas feitas a partir de imagens de satélite.

Outra razão da escolha do modelo MGB-IPH foi a experiência que as equipes do IPH-UFRGS, da UNIFEI e do INPE já têm em aplicações anteriores desse modelo, tendo realizado aplicações em diversas bacias na América do Sul (COLLISCHONN e TUCCI, 2005; COLLISCHONN et al., 2011; PAIVA et al., 2011a; BRAVO et al., 2012; RODRIGUEZ e TOMASELLA, 2012; e PAIVA et al., 2013).

Recentemente, a integração do modelo MGB-IPH com Sistemas de Informação Geográfica (SIG) permitiu melhorar as etapas de pré e pós-processamento. Técnicas específicas de pré-processamento a partir de dados do relevo de Modelos Digitais de Elevação (MDE) foram desenvolvidas e testadas além de integrados a um software livre de SIG, facilitando a interpretação de resultados e as etapas de pós-processamento (FAN, 2011; FAN e COLLISCHONN, 2012).

Além disso, o modelo MGB-IPH conta com uma rotina de calibração automática através de técnica de otimização multiobjetivo, desenvolvida por Yapo et al. (1998) e adaptada por Collischonn e Tucci (2003) e Bravo et al. (2009). A calibração automática não é sempre necessária, porém, quando utilizada, pode reduzir o esforço do usuário na fase de ajuste dos parâmetros do modelo.

O MGB-IPH também já foi aplicado com sucesso em estudos anteriores sobre impactos de mudanças climáticas em bacias hidrográficas, incluindo o rio Grande (NÓBREGA et al. 2011) o rio Ibicuí, importante afluente do rio Uruguai (ADAM, 2011), o rio Quaraí, entre o RS e o Uruguai (PAIVA et al., 2011a), e o rio Paraguai, na região do Pantanal (BRAVO et al., 2013).

Para a representação física da bacia hidrográfica, o modelo MGB-IPH utiliza uma discretização da bacia em unidades menores de tamanho irregulares denominadas minibacias, definidas a partir de dados do relevo de um Modelo Digital de Elevação (MDE). Alternativamente, também pode ser adotada uma discretização em células quadradas.

O modelo é composto pelos algoritmos de balanço hídrico do solo, evaporação e drenagem superficial, sub-superficial e subterrânea. Cada mini-bacia é decomposta em blocos denominados de unidades de resposta hídrica (URH) que são agrupados para formar as unidades agrupadas de resposta (UGR). Cada UGR é caracterizada por um conjunto de parâmetros como máxima capacidade de armazenamento aquífero do solo, área de vegetação foliar e outros. O balanço hídrico é calculado para cada URH e as afluições para cada URH são adicionadas e disseminadas na rede de drenagem. O escoamento de cada camada de solo não chega instantaneamente à rede de drenagem, ou seja, existe uma constante de tempo específica no interior de cada mini-bacia. A precipitação, temperatura, umidade relativa, insolação, velocidade do vento e pressão atmosférica de cada célula são calculadas via interpolação a partir dos dados georreferenciados mais próximos.

Outro passo importante é a calibração dos parâmetros hidrológicos que precisam considerar as características físicas e históricas de bacias hidrográficas similares. Além disto, um procedimento manual baseado numa análise de sensibilidade do analista e de um procedimento estatístico automatizado é realizado. Neste trabalho, o modelo MGB-IPH foi calibrado usando dados recentes (de 1960 até hoje).

O conjunto de usinas hidrelétricas escolhidas para compor o parque gerador são as definidas no PDE 2020 que em função das grandes usinas que entram em operação podem representar o parque previsto para 2025. A Figura 2.5 mostra as principais

bacias existentes no território brasileiro com a representação de alguns aproveitamentos hidrelétricos instalados nas cachoeiras dessas bacias.



Figura 2.5 – As bacias hidrográficas e usinas hidrelétricas – Fonte: ANA

Caso haja mudanças no comportamento das chuvas e das vazões nestas bacias estas são identificadas. Os dados são então comparados com as projeções futuras do clima a fim de verificar se as tendências são coerentes com as projeções feitas. O impacto da demanda de água para a agricultura que pode competir com o uso para geração de energia elétrica é adicionado também ao modelo hidrológico. Além disto, o consumo de áreas urbanas precisa ser previsto a partir da projeção econômica de cada

região para completar o modelo. No entanto, neste trabalho não foram considerados os impactos no uso do solo e no uso consuntivo.

As análises de impactos das mudanças climáticas sobre as vazões naturais foram realizadas considerando todas as usinas hidrelétricas do SIN, de acordo com o PDE 2020. Essas usinas estão detalhadas com informações sobre a localização, o curso d'água, a bacia e a área da bacia de drenagem. O conjunto de usinas inclui as usinas existentes e as usinas que estão em projeto ou em construção, e que estão previstas para entrar em operação até o ano de 2025. Como é o caso da Usina de Belo Monte, em construção no rio Xingu, e projetos de outras usinas na região Norte do Brasil.

Para obter as séries de vazões nos locais das usinas, o modelo hidrológico MGB-IPH foi aplicado nas bacias hidrográficas que drenam para cada uma das usinas mencionadas. A área de estudo considerada neste trabalho abrange as bacias da Amazônia (rios Madeira, Tapajós, Xingu, Branco, Araguari, Curuá-Uná, Uatumã e Jari); dos rios Paraná; Iguaçu; Taquari-Antas, Jacuí, Uruguai, Paraguai, bacias de drenagem do Atlântico Sul (rios Capivari e Itajaí), bacias dos rios Parnaíba, Paraíba do Sul e Tocantins, São Francisco, Doce, Jequitinhonha, Paraguaçu e Mucuri.

A informação de variáveis climatológicas que ingressa no modelo hidrológico MGB-IPH refere-se ao valor da variável no centroide de cada minibacia ou célula em que foi discretizada a bacia analisada. Essa informação representa o comportamento de cada variável no interior da minibacia ou célula.

Os valores das variáveis climatológicas do modelo Eta-40 e dos modelos globais são fornecidos em grades com diferentes resoluções espaciais (por exemplo, o modelo Eta possui uma resolução espacial de 40 km e 20 km, ou seja, cada ponto onde o modelo gera resultado está espaçado do outro por esta distância) e com diferentes formatos (grades estruturadas ou não estruturadas). Assim, nessa etapa do trabalho, a partir dos diferentes modelos climáticos, dados em uma grade estruturada, foram obtidos os valores das variáveis climatológicas no centroide da minibacia ou célula, que não necessariamente estão dispostos em uma grade regular.

As séries temporais das variáveis climatológicas obtidas no centroide de cada minibacia/célula a partir dos dados dos modelos climáticos são utilizadas no processo de remoção de viés. Além dessas informações, as séries temporais observadas são ainda necessárias para a aplicação da metodologia. No total, 13782 minibacias/células foram analisadas.

Os períodos de análise possuem 30 anos de dados e foram definidos nas seguintes janelas temporais:

- i. Clima atual: período de janeiro de 1961 até dezembro de 1990.
- ii. Clima futuro próximo: período de janeiro de 2010 até dezembro de 2040.
- iii. Clima futuro médio: período de janeiro de 2041 até dezembro de 2070.
- iv. Clima futuro longo: período de janeiro de 2071 até novembro de 2099.

As metodologias de remoção de viés começam comparando as séries temporais do clima atual fornecidas pelos modelos climáticos e as séries observadas. No entanto, nem todas as bacias analisadas apresentam dados observados no período de 1961-1990 e, em consequência, foi necessário utilizar períodos diferentes com a mesma extensão de número de anos, quando possível.

2.4 Conclusão

Este capítulo apresentou os modelos utilizados para definir as séries hidrológicas que servirão de entrada para os cálculos das energias asseguradas. A complexidade do problema levou a utilizar modelos globais com resolução de 300 km que foram discretizados através de um processo de “*downscaling*” obtidos através do modelo Eta chegando até 20 km. A escolha do modelo global inglês se deve a uma maior aproximação e experiência do INPE que vem trabalhando na sua adaptação à América do Sul. Os quatro membros do cenário A1B do AR4 são derivados de perturbações testadas para esta região, os quais simulam as variações de temperatura face ao

aquecimento global. A partir dos dados de precipitação e outras variáveis climáticas, utilizou-se o modelo MGH_IPH que consegue reproduzir fisicamente as funções chuva-vazão para as principais bacias do Brasil. A partir das vazões assim obtidas para cada um dos quatro membros (*high, low, medium e control*), para cada bacia e para os três períodos futuros (2011-2040, 2041-2070 e 2071-2099) foi possível passar para o último estágio que é o cálculo das energias asseguradas.

Todo este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto de P&D pelas equipes de Clima e Hidrologia e está sintetizado neste capítulo. Maiores detalhes podem ser obtidos nas publicações referenciadas, como nos relatórios técnicos do projeto e principalmente no livro resultado do projeto (LIMA et al., 2014).

3 O DESPACHO HIDROTÉRMICO E O CÁLCULO DA ENERGIA ASSEGURADA

Nos últimos anos a discussão em torno da geração de energia elétrica através de fontes renováveis tem ganhado destaque mundial, como uma maneira de reduzir a emissão de GEE proveniente dos combustíveis fósseis. Como exemplos de alternativas de geração de energia utilizando fontes renováveis podemos citar a geração hidrelétrica, eólica, solar e biomassa, entre outras. A grande questão dessas alternativas de geração de energia é que elas dependem basicamente de condições climáticas, tornando sua capacidade de regularização bastante difícil. Nas usinas eólicas, por exemplo, só há geração de energia na presença de ventos. Já nas usinas hidrelétricas (UHEs) podem-se prever reservatórios, tornando possível armazenar o combustível “água”. Porém estes estoques estão cada vez menores, principalmente devido às restrições ambientais atuais, aumentando assim a sensibilidade das usinas às variações das precipitações e, conseqüentemente, às vazões naturais afluentes. Com isso, podemos dizer então que o parque gerador hidrelétrico vem diminuindo sua capacidade de regularização frente à demanda de energia do sistema ao longo das últimas décadas.

Uma vez que este armazenamento nos reservatórios pode ser controlado, o setor elétrico brasileiro utiliza ferramentas de planejamento hidrotérmico que dependem das vazões naturais afluentes futuras às UHEs, que é um parâmetro estocástico. No Brasil, um dos resultados de grande interesse relacionado ao problema de planejamento hidrotérmico é a energia assegurada (EASS) do sistema interligado nacional (SIN). Esta energia representa o montante que um parque gerador pode produzir com 5% de risco de déficit de energia. A EASS é um parâmetro de fundamental importância para as UHEs, pois, além de ser o montante que pode ser comercializado pelo gerador em contratos de venda de energia elétrica, ela serve de base para o planejamento da expansão do parque gerador. O que demonstra a necessidade de uma representação adequada dos modelos matemáticos /estatísticos

que são utilizados na modelagem do problema e conseqüentemente responsáveis pela definição da EASS.

O planejamento hidrotérmico é realizado a partir da simulação da operação energética do sistema para diversos cenários (sequências) de aflúncias às UHEs. Por meio de registros históricos de vazão natural afluyente para cada UHE, é possível construir séries históricas de energia natural afluyente (ENA), dependendo do estado operativo das UHEs. Devido ao comprimento limitado dessas séries temporais, ajusta-se um modelo estocástico para produzir séries sintéticas de energias afluyentes que são empregadas na simulação e no cálculo da política ótima de operação.

Em séries hidrológicas com intervalo de tempo menor que um ano, observa-se um comportamento sazonal. Nesse caso, é possível modelar o sistema em períodos mensais que apresentam um comportamento cíclico. Atualmente, o modelo periódico autorregressivo PAR(p) é adotado no planejamento da operação do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e por outros agentes. O PAR(p), onde p é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos autorregressivos, é utilizado para realizar a geração das séries sintéticas de ENA. Entretanto, uma das premissas para justificar a utilização do modelo PAR(p) para a série é a presença de estacionariedade entre os ciclos. Porém, a maior parte das séries temporais possui algum grau de não estacionariedade. A utilização de testes estatísticos pode auxiliar na determinação da dependência da série com relação ao tempo (Lima et al., 2014).

O objetivo deste capítulo é apresentar o procedimento adotado para a determinação EASS do SIN. Para determinar a EASS, são feitas simulações com o modelo Newave, programa adotado no setor elétrico brasileiro para representar o problema de planejamento hidrotérmico de médio e longo prazo. As principais características do modelo de otimização do despacho hidrotérmico são discutidas no item a seguir.

3.1 O Problema do Despacho Hidrotérmico

O objetivo principal em um problema de coordenação hidrotérmica é a definição do despacho das usinas hidrelétricas e termelétricas buscando minimizar os custos de produção de energia para suprir a demanda do sistema. No SIN, o operador nacional do sistema (ONS) pode decidir gerar energia utilizando a água disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Desta forma, evita-se o custo econômico de despachar usinas térmicas, porém assume-se o risco de indisponibilidade de água em períodos futuros.

A disponibilidade de água para produção de energia elétrica é limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios e vazões naturais afluentes futuras nas bacias hidrográficas destes reservatórios. Na maioria das vezes a geração térmica deve ser usada para complementar o montante de energia necessária para atender a demanda do sistema. Contudo, o uso inteligente dos recursos dos sistemas térmico e hidráulico pode reduzir os custos de operação. A Figura 3.1 apresenta o processo de decisão que o operador do sistema lida na operação do sistema hidrotérmico.

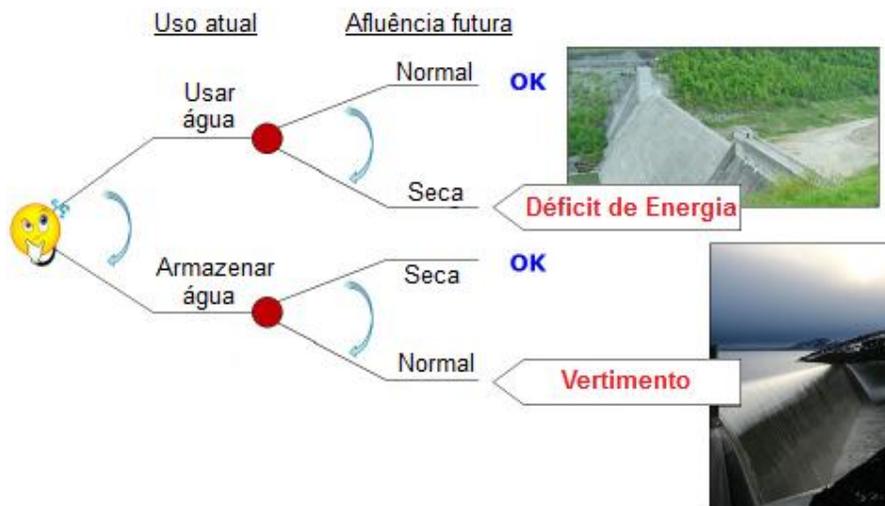


Figura 3.1 – Processo de decisão para o problema do planejamento hidrotérmico

A energia hidrelétrica é econômica para se produzir, pois praticamente não existem custos para o uso da água uma vez que turbinas hidráulicas tenham sido

instaladas. Uma alternativa é medir indiretamente o valor da energia elétrica produzida por geradores hidráulicos computando a diferença entre os custos operacionais em um sistema contendo apenas geração térmica e os custos operacionais no mesmo sistema contendo ambos, geração hidráulica e térmica. No primeiro sistema, os geradores térmicos são usualmente despachados em uma forma de menor custo para atender a demanda. Já no segundo sistema, os geradores térmicos são despachados para complementar a produção de eletricidade pelos geradores hidráulicos. Comparando os dois custos operacionais, é possível medir o valor da geração hidráulica para o sistema indiretamente.

3.1.1 Características do problema

A capacidade de geração hidrelétrica disponível em certo período de tempo depende da quantidade de água armazenada no reservatório da UHE. Se esta usina faz parte de um sistema em cascata (existem usinas a montante e/ou a jusante no mesmo curso de água) a quantidade de água armazenada é influenciada pelas decisões operacionais aplicadas aos geradores a montante, o que acopla o problema no espaço. As vazões naturais afluentes são responsáveis por grande parte do fornecimento futuro de água que estará disponível para gerar energia. Estas afluências futuras e sua natureza estocástica complicam o resultado do modelo de despacho hidrotérmico. Por um lado, se o operador do sistema usar uma grande quantidade de água hoje para produzir eletricidade e no futuro ocorrer uma seca poderá ser necessário despachar mais geração térmica, que é economicamente mais cara (ex.: geradores a diesel), para atender a demanda ou mesmo realizar corte de carga. Este procedimento geraria gastos desnecessários para o sistema. Por outro lado, se o operador do sistema armazenar água para uso futuro e ocorrerem grandes afluências de água, possivelmente o operador deverá tomar a decisão de verter certo montante de água do reservatório. Isso implica um desperdício de energia potencial e dinheiro. O problema é dinâmico porque as decisões do presente afetam o futuro, característica que acopla o problema ao tempo.

Existem múltiplos reservatórios hidráulicos interligados no sistema que devem ser programados em vários períodos de tempo no problema do despacho otimizado. Esta combinação com afluências estocásticas significa que o problema pode ser definido como um problema de otimização estocástica de múltiplos estágios. O objetivo é determinar a quantidade ótima de energia hidráulica e térmica a serem produzidas a cada período de tempo satisfazendo as restrições do problema de maneira a minimizar os custos operacionais esperados.

No entanto, ainda existe uma importante consideração a ser feita relacionada aos efeitos de mudanças climáticas no regime hidrológico de bacias hidrográficas e na energia assegurada de aproveitamentos hidrelétricos, conforme apresentado neste trabalho.

3.1.2 Modelo com usinas hidrelétricas individualizadas

Na formulação de um modelo de planejamento hidrotérmico com gerações hidrelétricas individualizadas, deseja-se determinar metas de geração para cada usina hidráulica e térmica em vários períodos de tempo com o objetivo de minimizar os custos de operação total. Neste cenário, os parâmetros relacionados com afluências de água, vazões turbinadas, água vertida e água armazenada são representados por volumes de água. Em geral, como um modelo captura um sistema interconectado em cascata, a decisão de cada geração poderá afetar toda a cascata. Dependendo do horizonte do modelo e do tempo de discretização, volumes de água que são usados para produzir eletricidade e volumes de água que são vertidos de reservatórios a montante, são disponibilizados ao mesmo tempo em que o próximo reservatório a jusante, podendo ser usados para produzir eletricidade. Logo, exceto pelas afluências de água, a quantidade de água disponível para cada reservatório depende das decisões operacionais a montante.

A Figura 3.2 retrata um sistema de UHEs em cascata. Os triângulos representam usinas hidráulicas com reservatórios e os círculos representam usinas hidráulicas a fio

d'água. Neste cenário, decisões operacionais dos geradores 1 ao 5 têm influência na disponibilidade de água para os geradores 6 e 7. O gerador 7 também é influenciado pelas decisões do gerador 6. E assim por diante.

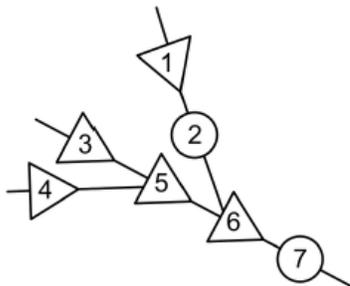


Figura 3.2 – Representação de Usinas Hidrelétricas em Cascata

Uma representação com quatro diferentes regiões é mostrada na Figura 3.3. Cada região tem sua demanda individual e sua geração individual (hidráulica e térmica). As gerações hidrelétricas dentro de uma região são acopladas no esquema em cascata e as gerações térmicas são independentes de cada uma. A Figura 3.3 mostra ainda as linhas de transmissão que interconectam o sistema elétrico, transferindo energia entre as regiões. Com linhas de transmissão em um sistema hidrotérmico de energia, o ONS pode tomar vantagem da diversidade hidrológica entre as regiões para operar o sistema da melhor maneira possível.

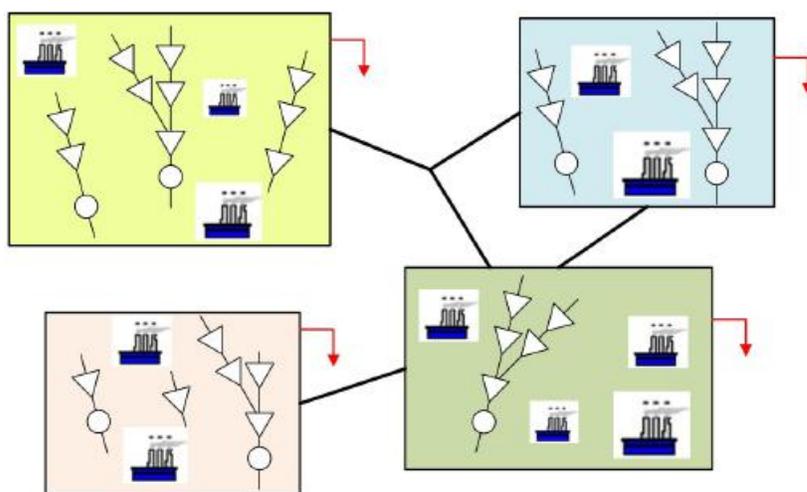


Figura 3.3 – Representação do Sistema com Usinas Hidrelétricas Individualizadas

As unidades térmicas desempenham um papel importante na confiabilidade do sistema. Durante os períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas podem ser despachadas para ajudar a atender a demanda. Isto permite o armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidráulicas e a produção de energia num período futuro se necessário. Assim, um dos propósitos mais importantes das unidades térmicas e linhas de transmissão é otimizar a utilização dos recursos do sistema (água e combustível).

3.1.3 Modelo com representação a reservatório equivalente

A representação a reservatório equivalente (REQ), ou simplesmente modelo equivalente, foi primeiro mencionada por Pierre Mass na década de 1940 (KLINGERMAN, 1992). ARAVANITIDIS e ROSING (1970a,b) apresentaram o primeiro modelo usando representação a reservatório equivalente com aplicação a um sistema multi-reservatório hidrelétrico no Noroeste Pacífico. A representação a reservatório equivalente é uma técnica de agregação usada para reduzir o tamanho do modelo pela agregação de vários reservatórios de uma região específica em um único reservatório equivalente. O uso desta técnica reduz consequentemente o esforço computacional exigido para resolver o modelo de planejamento hidrotérmico. Este tipo de representação modela a geração hidráulica total de um sistema de potência ou regiões específicas dentro do sistema. A ideia principal desta aproximação é lidar com todas as informações em termos de energia, em vez de água.

A representação a reservatório equivalente tem sido usada no Brasil desde a década de 1970 para modelar o sistema hidrelétrico. Inicialmente, esta representação foi utilizada junto com a Programação Dinâmica Estocástica para resolver problemas de planejamento hidrotérmico (TERRY, 1980). Desde a década de 1990, o mesmo modelo passou a ser utilizado com a Programação Dinâmica Dual Estocástica para resolver tais problemas para o sistema interligado brasileiro (MACEIRA et al., 1998, 2002, 2008). MARCATO (2001) apresenta uma aplicação híbrida do modelo equivalente junto com

usinas hidráulicas individualizadas objetivando modelar mais precisamente a geração do sistema. A descrição do problema de planejamento hidrotérmico a longo termo para o sistema Brasileiro, também a discussão da necessidade do modelo de previsão de afluência de energia e a comparação dos méritos relativos ao modelo equivalente via subsistemas elétricos versus agregação via cascata hidrológica pode ser encontrada em de MATOS et al. (2008) e de MATOS (2008).

O objetivo principal ao se formular um modelo de planejamento hidrotérmico com uma representação a reservatório equivalente é o mesmo que o modelo do problema para usinas hidrelétricas individualizadas, ou seja, minimizar os custos operacionais presentes e futuros sujeitos a um conjunto de restrições. A principal diferença é que no modelo com REQ, trata-se da energia ao invés da água. Afluências futuras aos reservatórios são transformadas em energia para um REQ usando as produtividades das gerações hidrelétricas ao longo da cascata. Neste caso, ao invés de uma solução buscando objetivos individuais para as UHEs, a solução busca objetivos de geração para cada reservatório agregado durante o horizonte de planejamento.

As UHEs de uma região são agregadas dentro de um único reservatório que tenha energia controlável e não-controlável para produção de eletricidade. A Figura 3.4 retrata alguns dos parâmetros de um reservatório equivalente. As afluências de energia são divididas em afluências controláveis e não-controláveis. Ambas podem ser usadas para produção imediata de eletricidade, mas apenas as afluências controláveis podem ser armazenadas para uso futuro. Existem perdas de energia para o reservatório equivalente devido à evaporação, desvio de água (ex.: para uso em agricultura) e vertimento de água.

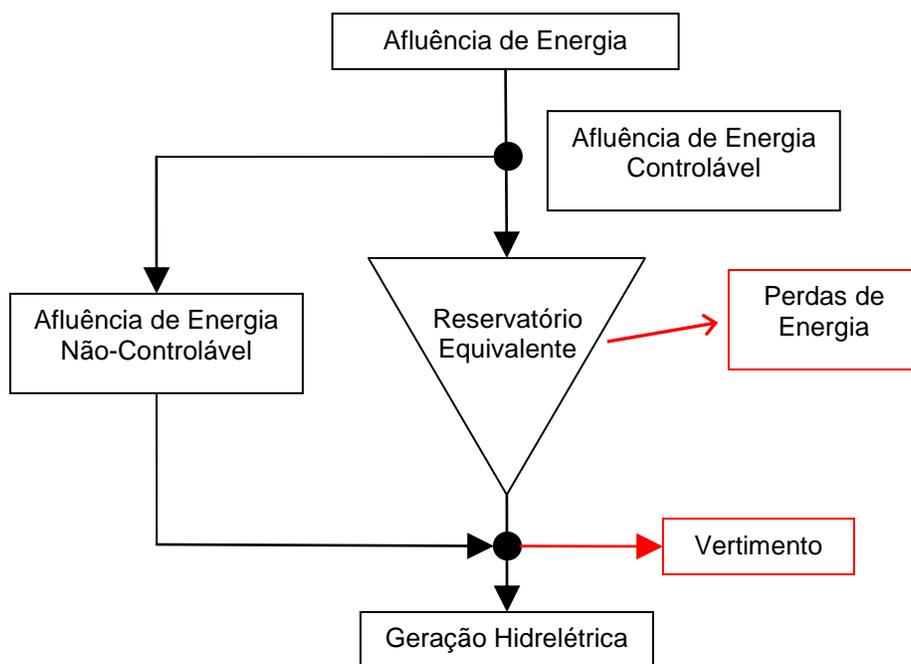


Figura 3.4 – Representação a Reservatório Equivalente

A Figura 3.5 mostra o mesmo sistema de potência da Figura 3.3, mas agora para a representação a reservatório equivalente, onde todas as UHEs de cada região são substituídas por um único REQ.

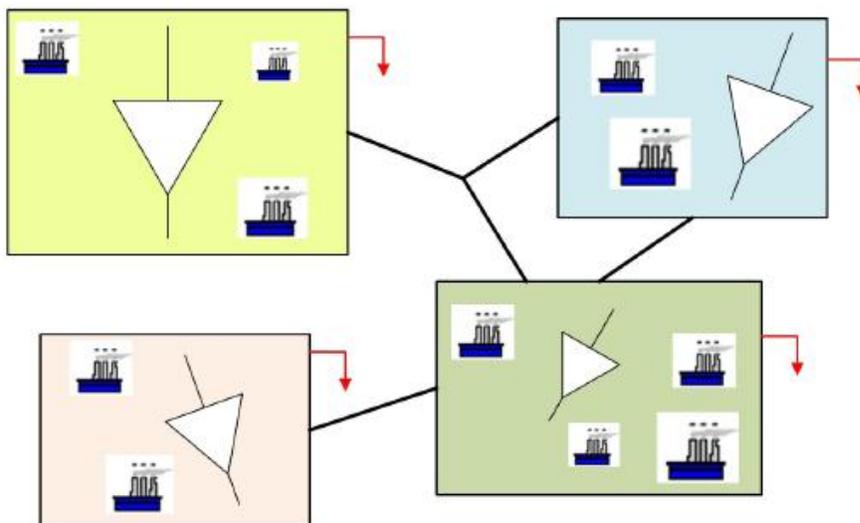


Figura 3.5 – Representação do sistema de potência com usinas hidrelétricas agregadas

É possível construir um reservatório equivalente para representar quantas gerações hidráulicas se queira. Geralmente o REQ criado para cada região do sistema elétrico contém um conjunto de gerações hidráulicas para uma bacia hidrográfica específica, onde as características das afluições randômicas tendem a ser similares.

3.2 Metodologia para o Cálculo da Energia Assegurada (EASS)

Até a metade de 2004, o cálculo da EASS para UHEs despachadas centralizadamente era feito em conjunto pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) e ONS, segundo critérios apresentados no sub-módulo 7.8 “Cálculo da Energia e Potência Asseguradas dos Aproveitamentos Hidroelétricos” dos Procedimentos de Rede (ONS, 2003). Já o valor da EASS das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) era calculado pela ANEEL conforme metodologia estabelecida na Resolução ANEEL nº 169, de 03 de maio de 2001.

Com a publicação do Decreto Nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, ficou estabelecido que a definição da forma de cálculo da EASS dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), e a execução deste cálculo é de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A Portaria Nº. 303, de 18 de novembro de 2004, define os montantes da EASS dos empreendimentos de geração de energia. Essa portaria também aprova a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do SIN, conforme nota técnica produzida pelo MME/CCPE e pelo ONS, em novembro de 2004.

A EASS ou garantia física (GF) é a quantidade máxima de energia que os geradores hidrelétricos e os geradores termelétricos podem comercializar em contratos de venda de energia elétrica. A EASS do sistema é definida como a máxima energia gerada que o sistema pode atender dado um critério de garantia de suprimento.

Para as UHEs, a EASS de cada empreendimento é calculada através de uma relação entre a energia firme daquela usina e a energia firme total do sistema, obtido

através do software MSUI, multiplicado pelo bloco hidráulico obtido através dos resultados das simulações com o programa Newave. Para as usinas termelétricas (UTES), a EASS é obtida através do bloco térmico proveniente dos resultados do programa Newave, a potência máxima de cada usina e também pelas taxas de indisponibilidade forçada e programada das UTES.

A energia firme de uma UHE corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada. O histórico de vazões atualmente utilizado pelas usinas hidrelétricas do sistema brasileiro é composto por dados verificados ao longo de setenta anos. Com base nesse histórico, e utilizando recursos estatísticos, podem ser simuladas milhares de outras possibilidades de sequências de vazões para cada usina.

A oferta global de energia, correspondente à EASS do sistema, é determinada por meio da simulação estática da configuração hidrotérmica do sistema brasileiro, com quatro subsistemas interligados (Sudeste/Centro-Oeste e Sul, Nordeste e Norte), empregando-se o programa Newave.

Para cada mês do período de simulação o programa Newave determina:

- os valores de geração hidrelétrica associados aos subsistemas equivalentes;
- os valores de geração associados a cada usina termelétrica;
- os intercâmbios entre os subsistemas eletricamente conectados.

O objetivo principal desse programa de otimização energética é determinar uma estratégia de operação do sistema que minimize o custo total de sua operação. Para a elaboração do cálculo da EASS, as simulações da configuração estática do parque gerador com o Newave são feitas para um horizonte de 20 anos. Temos o chamado período estático de estabilização inicial, que compreende os dez primeiros anos do horizonte (utilizado com o intuito de amortecer a influência das condições iniciais de armazenamento e afluições). Após esse período, temos o horizonte de planejamento que dura cinco anos (nesse período são obtidas as informações de interesse da

simulação) e finalmente o horizonte futuro, que dura os cinco anos restantes (o período final visa amortecer a influência das condições finais para os parâmetros das UHEs).

Para o cálculo da EASS é necessária a aferição do atendimento ao critério de suprimento (risco pré-fixado de 5 %) que toma por base a média dos riscos entre o 11º e o 15º anos do período de simulação, onde são utilizadas as 2.000 séries sintéticas de energias afluentes (ENA). No processo de ajuste para se obter a média de 5% para o risco prefixado durante os cinco anos da simulação com a configuração estática, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste, assim como nas ofertas dos subsistemas Norte e Nordeste. Há uma variação livre, no entanto, da oferta conjunta dos sistemas Sul/Sudeste e Norte/Nordeste. O processo é considerado convergido quando se atinge simultaneamente nos dois sistemas o risco de 5%, com uma tolerância de 0,1%.

Até meados do ano de 2008 o cálculo da energia assegurada era realizado dessa maneira, ou seja, considerando um risco de não atendimento da demanda do sistema. Em um novo trabalho realizado em 2008, o critério de risco para definição da EASS foi alterado pela EPE. O termo EASS passa a ser chamado de garantia física (GF), e um novo critério para definição da GF busca obter uma igualdade entre os CMOs médios anuais e o custo marginal de expansão (CME) admitindo certas tolerâncias. Porém, neste trabalho, será considerada a forma anterior de cálculo da EASS, na qual buscamos acolher os critérios de risco de não atendimento da demanda dos subsistemas. A justificativa principal se deve ao horizonte que será analisado para determinar a EASS e também à consistência necessária às comparações. As simulações energéticas, conforme são apresentadas no Capítulo 8, são feitas com vazões naturais criadas a partir de informações provenientes de modelos climáticos para quatro períodos distintos 1961-1990, 2011-2040 e 2041-2070 e 2071- 2099. Dessa forma, a escolha da métrica do risco explícito de 5% visa não prejudicar as análises comparativas ficando independente do CME.

Conforme mencionado anteriormente, as simulações realizadas pelo Newave para avaliar a energia assegurada devem considerar um horizonte de planejamento de 20 anos com discretização mensal. Para os cinco anos do período de análise, deve-se

buscar atender a métrica de risco para a definição da EASS utilizada. Geralmente, para se alcançar esse objetivo, são necessárias diversas simulações com o Newave. Nessas simulações, varia-se a demanda de energia dos subsistemas até que seja atingido o critério de parada adotado. O fluxograma do processo para obter a EASS é apresentado na Figura 3.6.

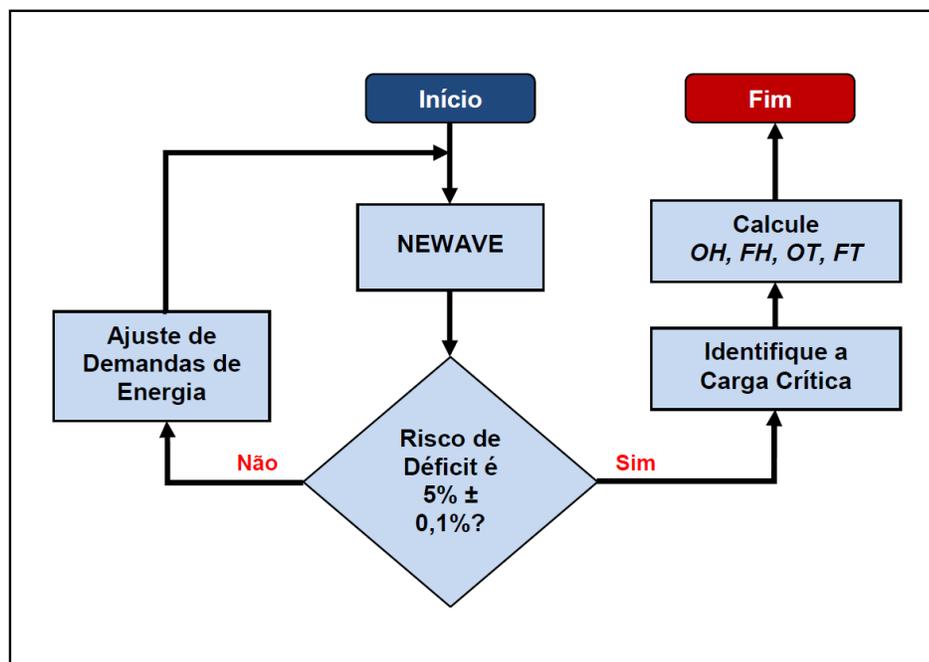


Figura 3.6 – Fluxograma do cálculo da energia assegurada

3.2.1 Rateio da oferta hidráulica entre as UHEs

O rateio da EASS do sistema entre os blocos de usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas é baseado na ponderação, pelo CMO, das gerações obtidas na simulação para cada série sintética de energias afluentes. A oferta hidráulica (OH) é obtida pela Equação 3.1:

$$OH = \sum_{s=1}^4 c_{critica}(s) \cdot FH \quad (3.1)$$

Onde:

- $c_{critica}(s)$ a carga crítica do subsistema s , cujo somatório representa a oferta global do sistema garantida a 95%.
- FH é o Fator Hidráulico, que valoriza a geração em cada mês e em cada série pelo correspondente CMO.

O Fator Hidráulico é calculado pela Equação 3.2:

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \cdot cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^n gt(i, j, k, l, s)] \cdot cmo(i, j, k, s)} \quad (3.2)$$

Onde:

- $gh(i, j, k, s)$ é a geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima), para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s ;
- $gt(i, j, k, l, s)$ é a geração térmica total, para o mês i , para o ano j , para a série k , para a térmica l e para o subsistema s ;
- $cmo(i, j, k, s)$ é o custo marginal de operação, para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s ;
- n é o número de térmicas do sistema.

O rateio da oferta hidráulica (OH) pelas usinas é feito proporcionalmente à energia firme de cada usina. Para este cálculo, utiliza-se atualmente o modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas) da Eletrobrás, que representa as usinas individualizadas. A energia firme é calculada considerando as vazões do período

crítico do sistema brasileiro (junho de 1949 a novembro de 1956), que é o mesmo utilizado no dimensionamento das usinas hidrelétricas.

A inclusão de uma usina hidrelétrica em uma cascata (sequência de usinas em um mesmo curso d'água) pode proporcionar um acréscimo de energia nas usinas a jusante. Esse benefício é calculado considerando a diferença entre simulações do modelo de usinas individualizadas “com” e “sem” a usina, observada, para efeito desse cálculo, a existência na cascata apenas das usinas em operação ou licitadas antes da usina em exame.

De maneira a realizar uma discretização da energia assegurada ao longo da motorização de uma usina hidrelétrica, a EASS de cada uma das unidades geradoras é calculada a partir da proporção de suas energias firmes determinadas em simulações considerando a evolução da entrada das unidades geradoras.

3.2.2 Rateio da oferta térmica pelas UTEs

A oferta térmica (OT) é obtida de maneira semelhante às expressões anteriores, substituindo-se a variável gh (geração hidráulica por subsistema) por gt (geração térmica por classe), conforme indicado pelas Equações 3.3 e 3.4 a seguir:

$$OT(l, s) = \sum_{s=1}^4 c_{critica}(s) \cdot FT \quad (3.3)$$

$$FT = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [\sum_{l=1}^n gt(i, j, k, l, s)] \cdot cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^n gt(i, j, k, l, s)] \cdot cmo(i, j, k, s)} \quad (3.4)$$

É importante observar que o cálculo da oferta térmica é realizado por usina térmica (ou classe térmica, conjunto de usinas caracterizado pelo custo variável de geração). Já a oferta hidráulica é calculada para o conjunto de todas as usinas da

configuração, demandando uma etapa posterior, em que essa oferta é rateada entre as usinas, com base na energia firme associada a cada uma das usinas.

A oferta de uma usina (ou classe) térmica será limitada ao valor de sua disponibilidade máxima, sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração, na proporção de suas energias asseguradas calculadas no passo anterior. Caso a nova oferta associada a alguma das beneficiárias do rateio ultrapasse a respectiva disponibilidade máxima, será feito um novo rateio nos mesmos moldes. A disponibilidade máxima de uma usina (ou classe) térmica é dada pela Equação 3.5:

$$D_{max} = P_{Efetiva} \cdot FC_{max} \cdot (1 - IF) \cdot (1 - IP) \quad (3.5)$$

Onde:

- D_{max} é a disponibilidade máxima de uma usina termelétrica em [MW]
- $P_{Efetiva}$ é a potência efetiva da usina (ou classe) em [MW]
- FC_{max} é a fator de capacidade máximo da usina (ou classe)
- IF é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada
- IP é a taxa de redução de disponibilidade por manutenção programada

É importante observar que todos esses indicadores aplicados na Equação 3.5 devem ser reconhecidos ou homologados pela ANEEL.

3.3 Software SEASS

Foi desenvolvido um programa em linguagem C++ para trabalhar com a EASS de maneira mais eficiente. Esse programa foi denominado SEASS (Simulações para Energia Assegurada), onde foi implementada a metodologia descrita anteriormente. O programa permite fazer chamadas do Newave em sistema operacional Linux

explorando ambiente multi-processado. A principal característica do SEASS é ajustar as informações de mercado de energia dos subsistemas de forma iterativa objetivando convergir o risco de déficit de energia para 5%, admitindo uma tolerância de 0,1%. Este processo se enquadra nos critérios de definição da EASS emitidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) através da Nota Técnica MME de 2004.

O diagrama de blocos da Figura 3.7 ilustra o funcionamento do programa SEASS. Após formatar os arquivos de entrada do programa Newave é criado um arquivo de *backup* para o arquivo “sistema.dat” e inicia-se a execução do Newave. Durante o processamento de um caso de EASS, várias chamadas do Newave são feitas até que ocorra a convergência do risco. Esse processo demanda elevado esforço e tempo computacional para convergência.

Após a execução do Newave, a cada iteração é gerado o arquivo contendo o relatório de acompanhamento do programa, “pmo.dat”. Matrizes são montadas com as informações do risco anual de déficit (%) por subsistema, por ano e por iteração. O risco médio por subsistema é calculado ao longo dos anos da simulação. Cada iteração é finalizada com a criação de um backup no arquivo “pmo.dat”.

O processo de decisão se inicia verificando o risco médio dentro de 5% com tolerância de 0,1%. Caso não se enquadre, é necessário fazer ajustes no mercado de energia dos subsistemas utilizando a técnica da bisseção. O arquivo “sistema.dat” que contém essa informação é, então, atualizado. Esses ajustes são feitos com proporções variáveis através das informações de tendências das iterações anteriores. Atualizado o arquivo “sistema.dat” com os novos valores de mercado de energia, inicia-se uma nova iteração do processo.

Caso haja convergência, encerra-se o ciclo de chamada do Newave. O SEASS chama o NWLISTOP que lista em arquivos as informações de saída da política de operação. Das informações geradas, o custo marginal de operação e as gerações hidráulicas e térmicas são analisados no bloco “Calcula Fatores”. O *FH* e o *FT* são calculados, o rateio da oferta é obtido e a EASS é determinada.

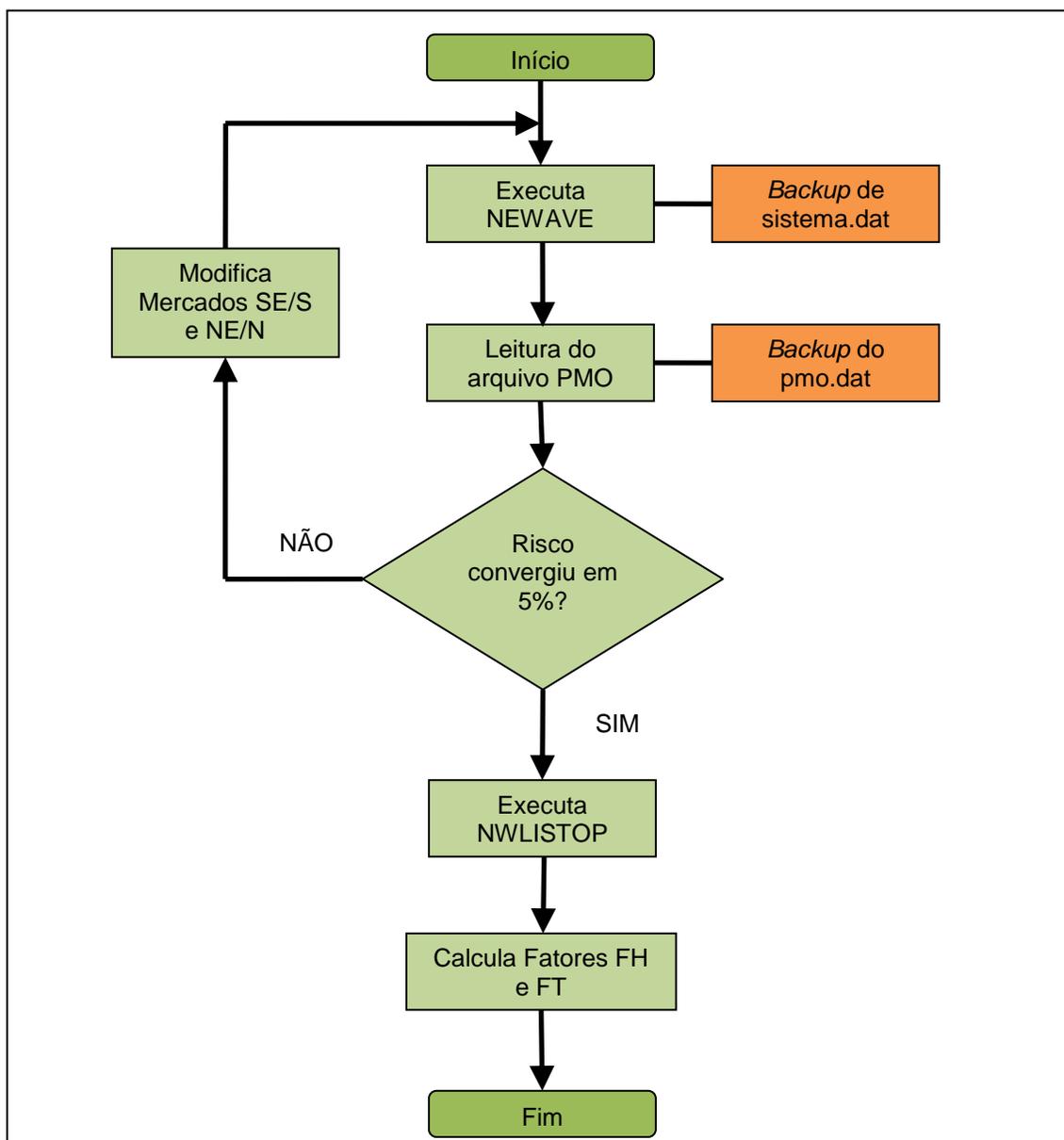


Figura 3.7 – Diagrama de blocos do SEASS

4 A AVALIAÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações de energia assegurada (EASS) considerando os quatro membros do modelo Eta, conforme apresentado no Capítulo 2. Para tal, são definidas duas configurações do parque gerador, a saber: o parque gerador existente (PGE) e o parque gerador futuro (PGF). Estes parques vão transformar um conjunto de afluições em energia assegurada total utilizando o modelo descrito no Capítulo 3 que representa o utilizado pelo setor elétrico brasileiro.

4.1 Principais Dados para a Simulação

O parque gerador existente (PGE) representa o sistema de geração disponível em janeiro de 2012 conforme apresentado no plano mensal da operação (PMO) do ONS. O sistema elétrico de potência está dividido em quatro subsistemas e um nó fictício de interligação.

O parque gerador futuro (PGF) apresenta o mesmo parque do PGE com a adição da maioria das usinas hidrelétricas (UHEs) que constam no Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 provenientes do caso de simulação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020. O PDE incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos para um horizonte de dez anos, definindo um cenário de referência, o qual sinaliza e orienta decisões dos agentes no mercado de energia, visando assegurar a expansão equilibrada da oferta energética, com sustentabilidade técnica, econômica e socioambiental. As UHEs que fazem parte do PGF são as usinas previstas a entrar em operação até o ano de 2025 visto que

neste caso particular estão grandes usinas que têm um cronograma de entrada em operação de máquinas até 2025.

A expansão hidroelétrica, com as novas usinas a serem consideradas para elaboração do PGF é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Novos empreendimentos de geração hidroelétrica por subsistema

Novas UHEs - Sudeste / Centro-Oeste							
194	Traira li	466	Mortes 2-322	400	Slt Utiariti	237	Cach Do Cai
250	Mirador	479	Pompeu	401	Foz Do Sacre	227	Sinop
258	Agua Limpa	493	Formoso	402	Erikpatsa	230	Sao Manoel
259	Toricoejo	396	Pocilga	236	Jamanxim	231	Foz Apiacas
270	Torixoreu	397	Jacaré	186	Itaocara	232	Chacorão
239	S L Tap Comp	398	Foz Formiga	187	Barra Pomba	233	Jatobá
392	Juruena	235	Cach Patos	269	C. Magalhães	410	Apiaka-Kayab
394	Cachoeirão	534	Crenaque	340	Tabajara	411	Escondido
234	Jardim Ouro	535	Resplendor	347	Sumauma	412	Slt Aug Baix
414	S Simão Alto	537	Travessão	406	Kabiara	238	S. L. Tapajós
426	Maranhão Bai	138	Baú I	407	Tucuma		
428	Porteiras 2	149	Murta	409	Castanheira		

Novas UHEs - Sul							
56	Telem Borba	116	Tijuco Alto	75	S.Gde Chopim	3	São Miguel
88	São Roque	566	Santa Branca	567	Fic Santa Br	23	Davinópolis
89	Garibaldi	549	Ari Franco	80	Sao Joao	318	Fic Telem B
543	Paraiso	584	Paranhos	81	Cachoeirinha		
100	Itapiranga	58	São Jeronimo	85	Pai Quere		

Novas UHEs - Nordeste							
170	Riacho Seco	200	Cachoeira	202	Castelhano	480	Fic Pompeu
198	Ribeiro Gonc	201	Estr. Parn.	307	Fic Murta	494	Fic Formoso
199	Urucui						

Novas UHEs - Norte							
268	S. Quebrada	299	Fic Couto M	472	Cach Caldeir	427	Fic Maranh B
274	Marabá	339	Bem Querer	316	Fic Agua Lim	429	Fic Portei 2
337	Paredão	300	Fic Torixor	317	Fic Toricoej	197	Ferreira Gom
293	Fic Mirador	314	B.Monte Comp	467	Fic Mortes 2		

4.1.1 Demanda de Energia Elétrica

A análise do consumo por subsistema elétrico a partir da Tabela 2 mostra um maior crescimento médio anual no subsistema Norte de 9,2%, decorrente do efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, principalmente, da interligação dos sistemas isolados Tucuruí-Macapá-Manaus, prevista para janeiro de 2013. Entre 2010 e 2020 a taxa média de crescimento do consumo é de 4,7% ao ano.

Tabela 2 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por subsistema em GWh (Fonte: PDE 2020)

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	N	NE	SE/CO	S			
2011	31,06	62,88	266,15	74,26	434,35	7,09	441,44
2015	46,78	76,47	317,97	86,65	527,87	1,90	529,77
2020	68,84	96,81	385,45	105,50	656,60	2,49	659,09
Variação (% ano)							
2010-2015	10,4	5,1	4,9	4,5	5,3	-22,6	5,0
2015-2020	8,0	4,8	3,9	4,0	4,5	5,6	4,5
2010-2020	9,2	5,0	4,4	4,3	4,9	-9,6	4,7

A Figura 4.1 – Consumo de eletricidade em % por subsistema (Fonte PDE 2020) Figura 4.1 mostra a porcentagem de eletricidade consumida por região em 2011 e a previsão para 2015 e 2020. A maioria de energia consumida está localizada na Região Sudeste/CO que representa o centro principal de carga do país. Destaca-se novamente o crescimento na região Norte, passando de 7% em 2011 para 10% em 2020 do consumo total do SIN.

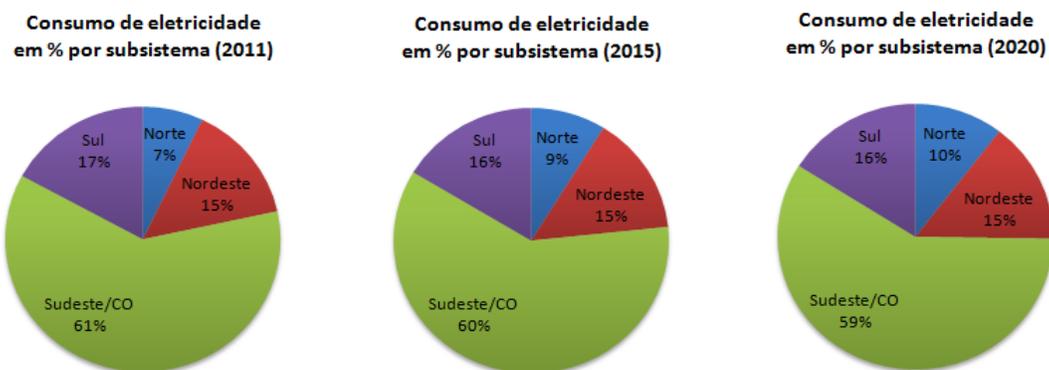


Figura 4.1 – Consumo de eletricidade em % por subsistema (Fonte PDE 2020)

A magnitude da demanda de energia elétrica não é um fator tão decisivo para o estudo em questão, pois um dos objetivos principais desse trabalho é a determinação da EASS dos empreendimentos de geração do sistema. Dessa forma, o parque de geração é fixado e as demandas dos subsistemas são ajustadas de maneira que se avalie o risco de não atendimento até atingirem valores entre os limites aceitáveis.

4.1.2 Sistema Existente e Interligações Regionais

O Sistema Interligado Nacional (SIN) está dividido em quatro regiões geoeletricas interligadas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), conforme ilustrado na Figura 4.2, assim constituídas:

- Sul (S) – Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste – Centro-Oeste (SE/CO) - Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia;
- Norte (N) – Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá (a partir de 2012) e Roraima (a partir de 2014);
- Nordeste (NE) – Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

As interligações dessas regiões possibilitam a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento das suas diversidades hidrológicas.

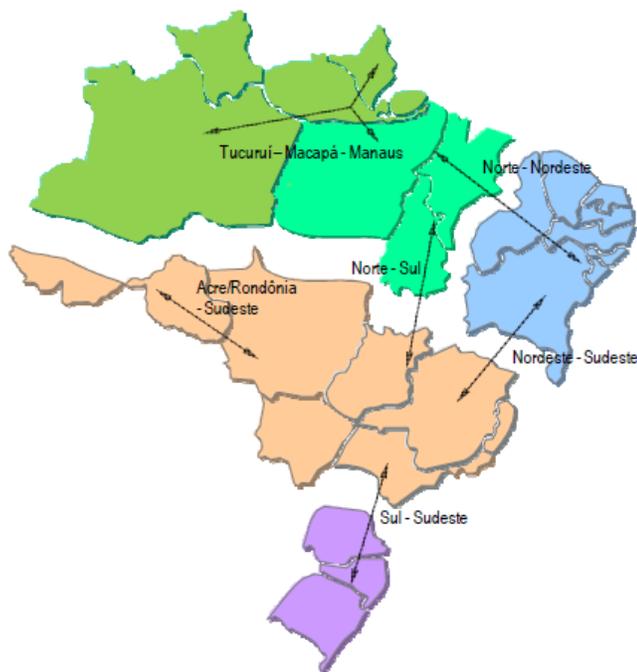


Figura 4.2 – Interligações regionais (Fonte PDE 2020)

A extensão do sistema de transmissão interligado, da ordem de 100.000 km em 2010, irá evoluir para cerca de 142.000 km em 2020. Ou seja, o equivalente a quase a metade do sistema hoje existente deverá ser construído nos próximos dez anos segundo a EPE. Grande parte dessa expansão virá com os grandes troncos de transmissão associados às interligações das usinas da região Norte – entre as quais Jirau e Santo Antônio, no Rio Madeira, e Belo Monte – com o resto do país.

4.1.3 Oferta de Energia Elétrica

O objetivo do planejamento da oferta de energia elétrica para o horizonte em questão é apresentar a configuração de referência para a expansão da geração e das

principais interligações dos sistemas regionais, atendendo aos critérios de sustentabilidade e confiabilidade.

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro, considerando a geração do SIN e incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, em 31/12/2009 era de cerca de 103.598 MW. A distribuição desse total por tipo de usina do parque gerador existente é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Capacidade Instalada em 31/12/2009 no SIN (Fonte: ONS)

Fonte	MW	Participação (%)
Hidráulica	74.279	71,7
Térmica	13.302	12,8
Nuclear	2.007	1,9
Fontes Alternativas	7.645	7,4
Potência Instalada	97.233	93,9
Importação Contratada	6.365	6,1
Potência Total com Importação	103.598	100,0

A expansão proposta no PDE 2020 trata apenas do SIN, incorporando somente os sistemas isolados que serão interligados no horizonte deste estudo.

No horizonte considerado existe a interligação do sistema Acre/Rondônia, já conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste em novembro/2009, e Manaus/Amapá, que será conectado ao subsistema Norte a partir de 2013. Além disso, a interligação Manaus – Boa Vista integrará o estado de Roraima ao SIN.

Adicionalmente, a usina Belo Monte comporá um subsistema à parte que será conectado ao subsistema Norte a partir de março de 2016.

Da mesma forma, as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Jamanxim e Teles Pires comporão um novo subsistema denominado Teles Pires/Tapajós, que será conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2015.

A Figura 4.3 mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas, detalhando a forma prevista ao final do horizonte do estudo na simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações representadas em traços pontilhados estão previstas para se incorporarem ao SIN durante o período analisado.

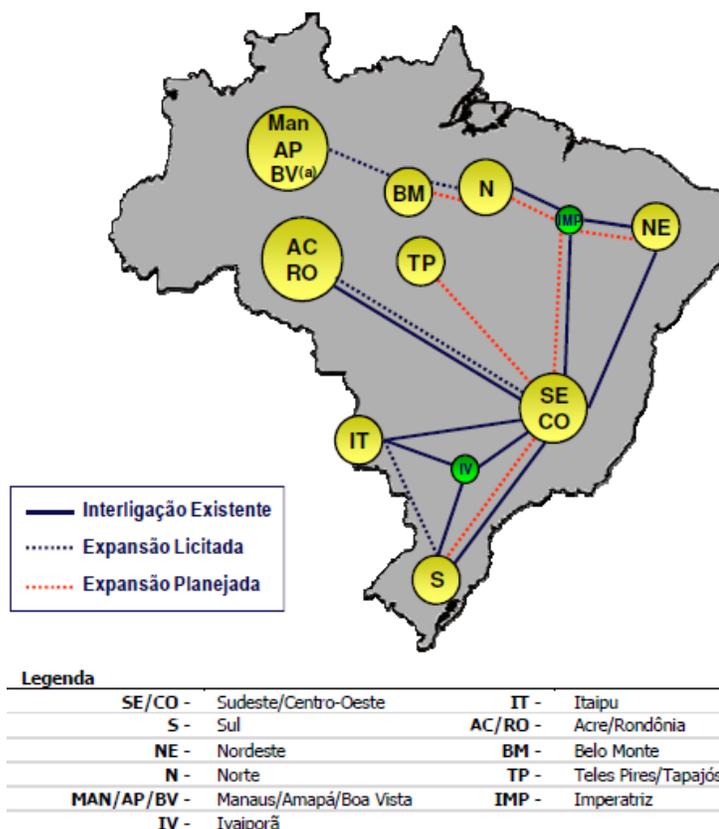


Figura 4.3 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas (Fonte PDE 2020)

4.1.4 Expansão da Geração

A capacidade instalada no SIN prevista para o final de dezembro de 2010 foi de cerca de 110 GW, evoluindo para 171 GW em dezembro de 2020, conforme ilustrado na Figura 4.4. Desta expansão, destaca-se a elevação da participação da região Norte,

onde estão representados os sistemas AC/RO, Manaus/Amapá, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós, cuja capacidade instalada em relação ao SIN passa de 10% no final de 2010, para 23% em 2020, totalizando aproximadamente 28 GW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, onde foi contabilizada a usina de Itaipu, há uma redução de 60% para 46% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista de quase 13 GW para o horizonte.

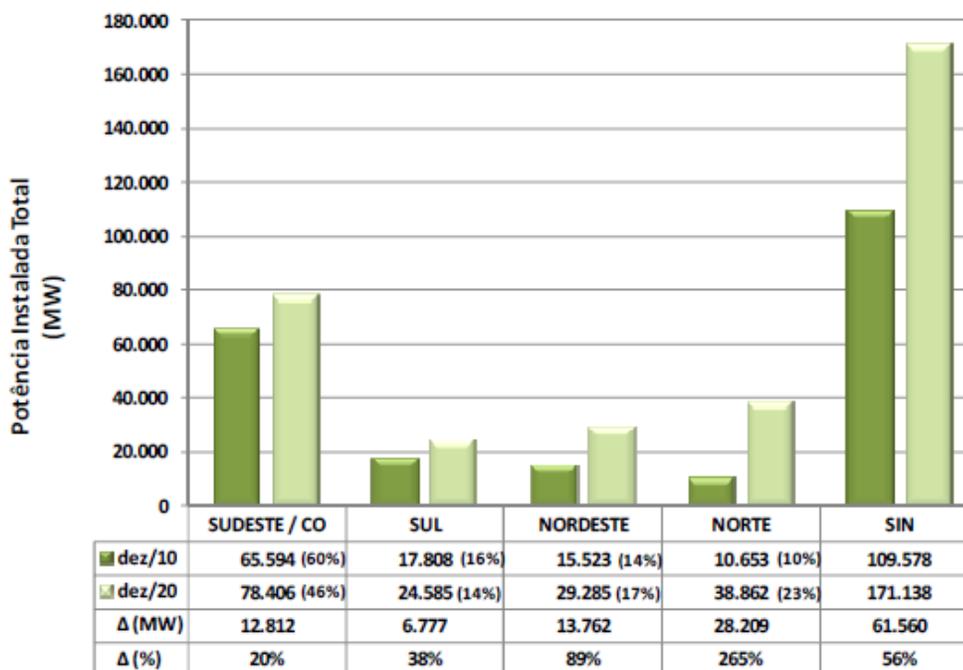


Figura 4.4 – Participação regional na capacidade instalada do SIN (Fonte PDE 2020)

É importante ressaltar que, embora os deplecionamentos dos reservatórios de regularização sofram restrições de diversas naturezas, sua relevância não é exclusiva para o setor elétrico, ou seja, a utilização de reservatórios de regularização é de suma importância também para outras áreas de utilização dos recursos hídricos, tais como o abastecimento de água, a navegação e, principalmente, o controle de cheias para proteger as várzeas e cidades a jusante dos reservatórios.

No que diz respeito à expansão termelétrica, a capacidade instalada no SIN no início do horizonte do estudo é de 16 GW, evoluindo até 2013 para cerca de 25 GW,

ficando estável a partir de então. O acréscimo da capacidade instalada nuclear se dará pela implantação da usina de Angra 3. A entrada em operação desta usina, com capacidade de 1.405 MW, está prevista para 2016, aumentando o parque nuclear existente em 70%, de 2.007 MW para 3.412 MW.

A Figura 4.5 apresenta a evolução da participação das fontes de produção de energia na capacidade instalada do SIN. Destaca-se a retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis.

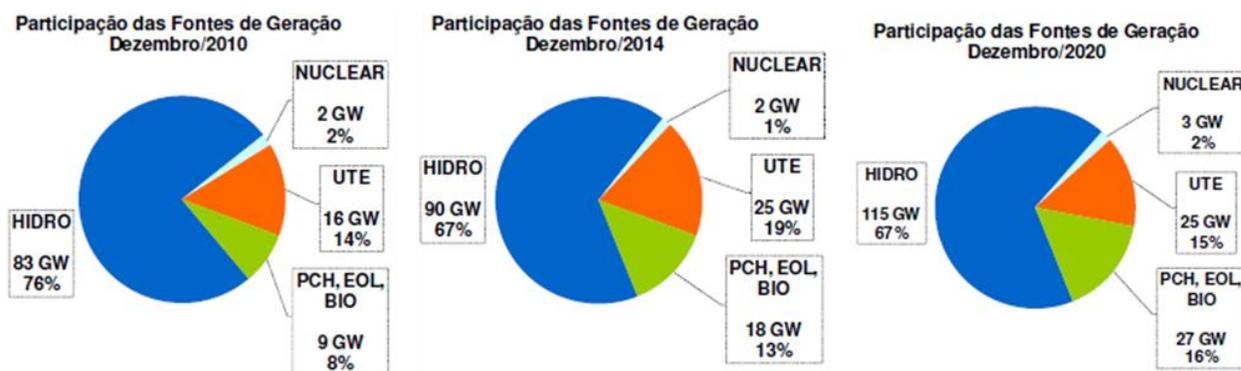


Figura 4.5 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração em GW e % (Fonte PDE 2020)

4.2 Definição dos Casos para a Simulação da EASS

Para cada membro do modelo climático Eta-40km, foram realizadas simulações da EASS referentes aos períodos 1961-1990, 2011-2040, 2041-2070 e 2071-2099. Isto implica num total de 16 casos para cada parque gerador conforme ilustrado na Figura 4.6.

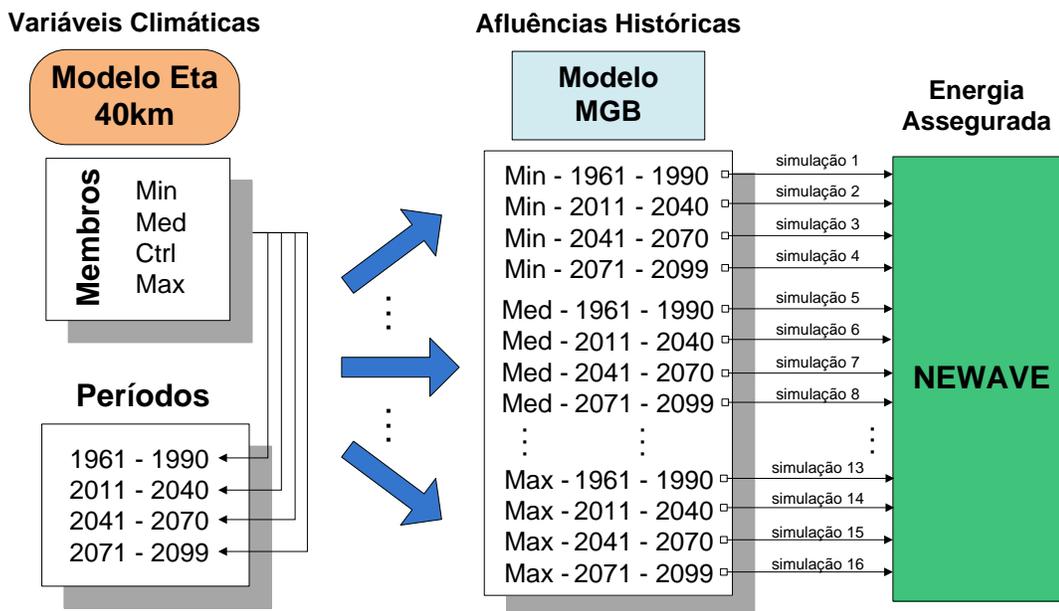


Figura 4.6 – Casos para o PGF ou PGE - Eta-40km

A Figura 4.7 apresenta os 4 casos de simulação para o modelo climático Eta-20km.

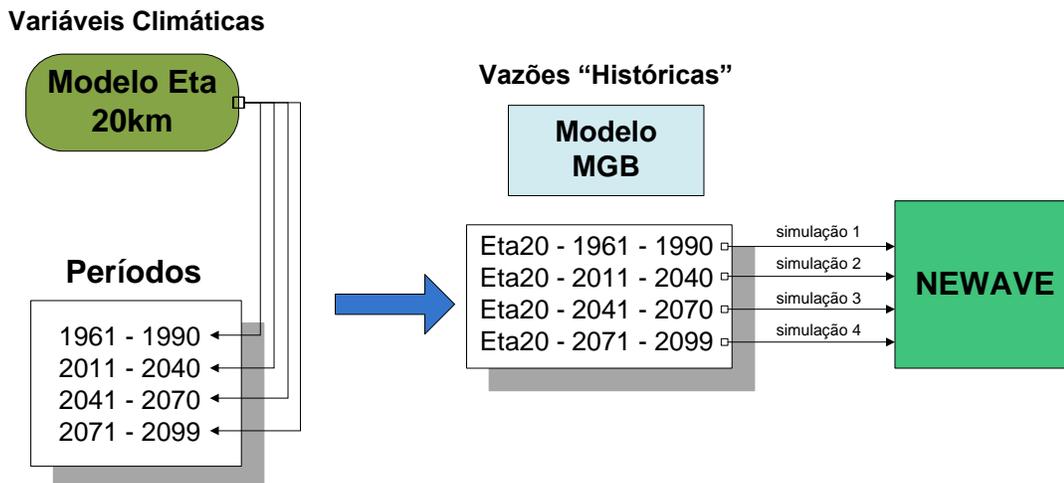


Figura 4.7 – Casos para o PGE ou PGF –Eta-20km

4.3 Processo da Simulação

O horizonte de simulação para cada caso a ser avaliado pelo NEWAVE é de vinte anos. Os dez primeiros anos são para estabilização das condições dos reservatórios das UHEs devido à premissa de partir com os armazenamentos máximos no início do estudo. O período entre o 11º e o 15º ano é o horizonte de planejamento, no qual os blocos hidráulico e térmico são calculados. Os últimos cinco anos são para estabilização das condições finais do sistema.

A configuração do SIN para o PGE possui 4 subsistemas de energia (SE/CO, S, NE e N) sendo que a demanda de energia e os reservatórios equivalentes de energia (REQEs) são representados para cada um deles. A configuração do PGF foi adaptada para possuir os mesmos 4 subsistemas. Inicialmente o PGF possuía 10 subsistemas e dois nós fictícios (Imperatriz e Ivaiporã). A Figura 4.8 apresenta a configuração dos subsistemas do SIN inicial para o PGF com as características do sistema elétrico de potência contido nas informações do PDE 2020.

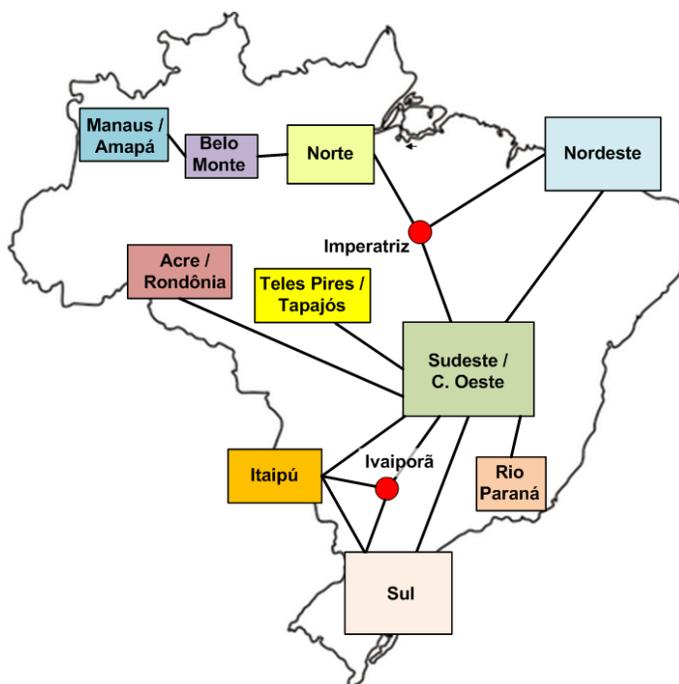


Figura 4.8 - Configuração dos subsistemas do SIN no PDE 2020 (Fonte: PDE 2020)

Porém, os 10 subsistemas e 2 nós fictícios foram agrupados em 4 subsistemas (SE/CO, S, NE, N) e 1 nó fictício (Imperatriz). A Figura 4.9 apresenta a configuração dos subsistemas do SIN para o PGF. Pode-se notar que os subsistemas Rio Paraná, Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Itaipú foram agregados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste e os subsistemas Belo Monte e Manaus Amapá foram agregados ao subsistema Norte. Esses agrupamentos foram feitos analisando as interligações existentes (linhas de transmissão entre os subsistemas).



Figura 4.9 - Configuração dos subsistemas do SIN para o PGF (Fonte: PDE 2020)

As interligações dos subsistemas do SIN possibilitam a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento das suas diversidades hidrológicas. As capacidades máximas de intercâmbio entre os subsistemas são apresentadas na Tabela 4. As capacidades de intercâmbio entre os subsistemas apresentadas se mantêm constantes ao longo de todos os meses do horizonte de planejamento. É importante notar que estes valores variam conforme o sentido do fluxo.

Tabela 4 – Capacidades máximas de intercâmbio entre subsistemas em MWmédios

(Fonte: PDE 2020)

De / Para	SE	S	NE	N	Imperatriz
SE	∞	9800	1000	-	9300
S	8197	∞	-	-	-
NE	600	-	∞	-	4637
N	-	-	-	∞	19970
Imperatriz	10319	-	7514	18270	∞

As vazões naturais afluentes aos reservatórios das UHEs são fundamentais para a elaboração dos casos de simulação da EASS com o programa NEWAVE. As vazões naturais afluentes utilizadas são aquelas geradas a partir de dados provenientes diferentes modelos climáticos e hidrológicos com diferentes resoluções. O objetivo dessas séries é representar cenários futuros para as vazões naturais afluentes que possam ocorrer em diferentes cenários de mudanças climáticas e de uso do solo.

As diferentes séries de vazões naturais são consideradas como novo “histórico” para elaboração de simulações de EASS. A partir desse novo histórico, o modelo de geração de cenários de energia natural afluente (ENA), que é intrínseco ao NEWAVE e baseado no modelo periódico autorregressivo de ordem n (PAR(n)), ajusta modelos para geração de séries sintéticas de ENA levando em consideração apenas esse novo histórico de vazões. Dessa forma, as séries sintéticas de ENA passam a incorporar as características das vazões geradas.

4.4 Principais Resultados

A carga crítica (CC) representa a oferta global do sistema garantida a 95%. A seguir são apresentados os resultados obtidos com o *software* SEASS a partir dos diversos casos de simulação de EASS considerados. Os valores da carga crítica são apresentados em [MW], que representa MWmédio, medida usualmente utilizada para a energia assegurada.

O indicador de mérito aqui utilizado é a carga crítica que é um fator determinante na caracterização da energia assegurada do sistema. As formulações mais recentes do cálculo de garantia física (GF) de empreendimentos (Portaria nº 258, de 28 de Julho de 2008) adota a carga crítica e outros parâmetros definidos quando os custos marginais de operação são iguais aos custos marginais de expansão.

4.4.1 Parque Gerador Futuro

A Tabela 5 e a Figura 4.10 apresentam a carga crítica obtida através das simulações dos casos considerados para cada período de estudo considerando o PGF, o modelo climático Eta e características de uso do solo atual. Nos casos de simulação usando os dados de vazões geradas a partir de variáveis climáticas provenientes dos modelos Eta-40 km e Eta-20 km, a maior carga crítica é obtida para o primeiro período de análise, ou seja, o período de 1961 a 1990. Analisando os resultados de simulação dos casos do membro controle do modelo Eta-40 km, pode-se observar que a carga crítica diminui em sequência para os períodos de 2011-2040 e 2041-2070 e depois sofre um ligeiro aumento o último período de análise (que compreende os anos de 2071-2099).

Tabela 5 – Carga crítica [MW] – PGF – Modelos Eta

Caso	Período			
	1961-1990	2011-2040	2041-2070	2071-2099
Eta40-LOW	110047	93818	91681	86296
Eta40-MID	109781	79310	70827	60310
Eta40-HIGH	113809	75383	73565	65959
Eta40-CTL	109915	79328	77426	84012
Eta20	110691	86099	78969	86087

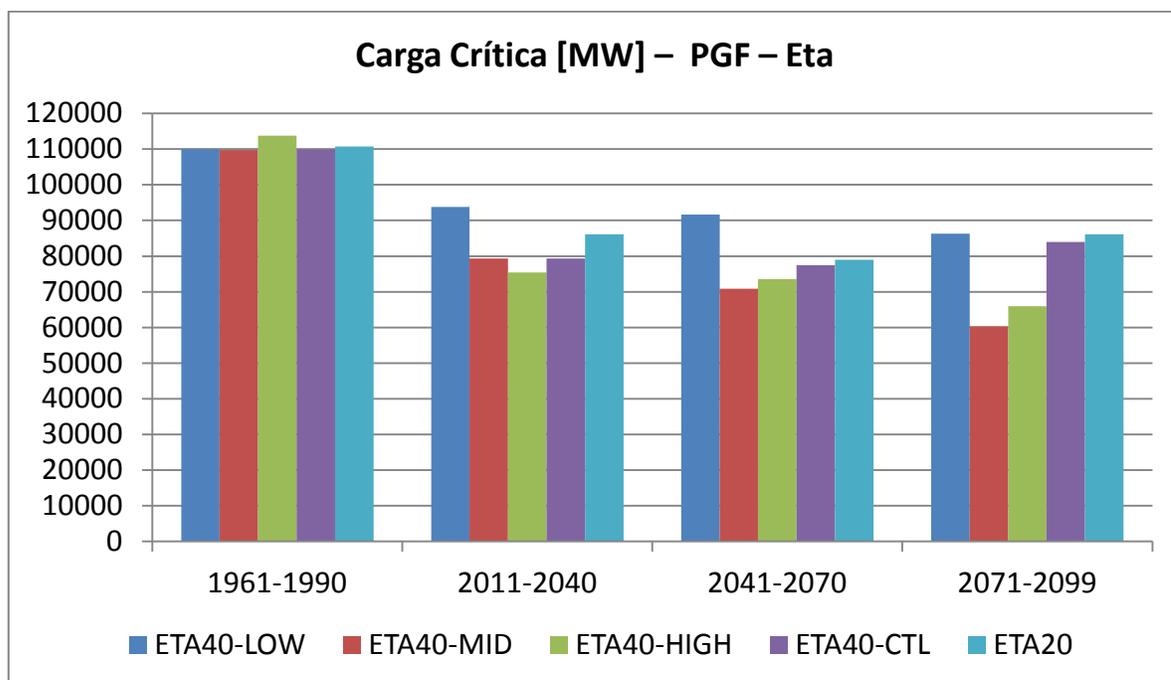


Figura 4.10 - Carga crítica [MW] – PGF – Modelo Eta

A Tabela 6 apresenta a comparação destas cargas críticas, na forma de variação de cada período em relação ao primeiro período (1961-1990) para os resultados das simulações dos casos considerando o modelo Eta.

Tabela 6 – Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGF – Modelos Eta

Caso	Período		
	2011-2040	2041-2070	2071-2099
Eta40-LOW	-14,75	-16,69	-21,58
Eta40-MID	-27,76	-35,48	-45,06
Eta40-HIGH	-33,76	-35,36	-42,04
Eta40-CTL	-27,83	-29,56	-23,57
Eta20	-22,22	-28,66	-22,23

A Figura 4.11 apresenta de forma gráfica os mesmos resultados apresentados na Tabela 6, ou seja, a variação da carga crítica para os períodos considerados e para cada modelo e cenário climático utilizado.

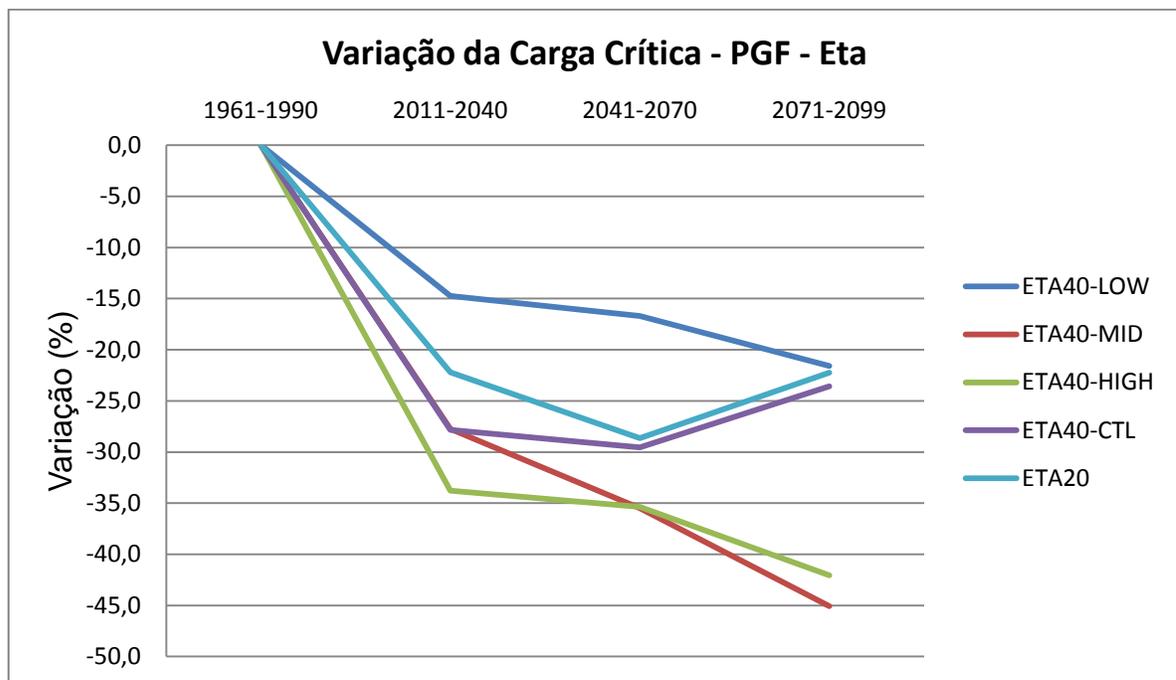


Figura 4.11 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGF – Modelos Eta

A Figura 4.11 mostra que as curvas dos modelos Eta para o PGF considerando uso do solo atual apresentam a mesma tendência de variação na carga crítica, e logo, tendência de variação na EASS durante os períodos de análise, principalmente no primeiro período de variação.

Em todos os resultados obtidos para as simulações do modelo Eta, com exceção novamente do membro controle do Eta-40 km, no subsequente período de simulação houve um decréscimo da EASS do sistema. Em todas as simulações para os casos do modelo Eta, os períodos que apresentaram maior e menor variação na carga crítica do sistema foram os de 2071-2099 e 2011-2040, respectivamente. Note que a análise de variação realizada sempre leva em consideração o primeiro período (que corresponde ao intervalo de 1961-1990) com o período de interesse.

4.4.2 Parque Gerador Existente

Assim como apresentado nos casos do PGF, considerando características atuais de uso do solo, a Tabela 7 e a Figura 4.12 apresentam as cargas críticas obtidas através das simulações da EASS para o PGE para cada período de estudo, a partir de dos dados de vazões naturais afluentes gerados a partir de variáveis climáticas dos modelos Eta.

Tabela 7 – Carga crítica [MW] – PGE – Modelos Eta

Caso	Período			
	1961-1990	2011-2040	2041-2070	2071-2099
Eta40-LOW	85698	75764	70878	75355
Eta40-MID	85276	68601	59547	59105
Eta40-HIGH	88409	68615	65249	59656
Eta40-CTL	81048	69250	65913	72231
Eta20	81764	70500	66375	72599

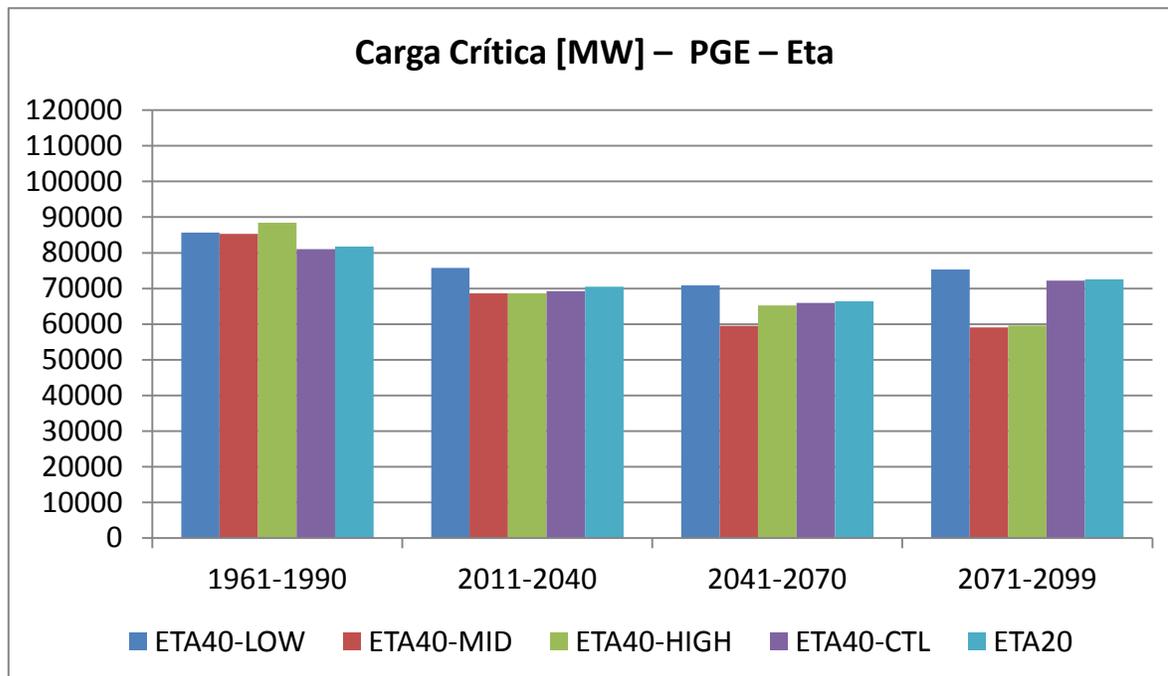


Figura 4.12 - Carga crítica [MW] – PGE – Modelos Eta

A Tabela 8 apresenta a variação das cargas críticas dos modelos Eta apresentadas na Tabela 7, relacionando os períodos de previsão com o período de 1961 a 1990.

Tabela 8 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGE – Modelos Eta

Caso	Período		
	2011-2040	2041-2070	2071-2099
Eta40-LOW	-11,59	-17,29	-12,07
Eta40-MID	-19,55	-30,17	-30,69
Eta40-HIGH	-22,39	-26,2	-32,52
Eta40-CTL	-14,56	-18,67	-10,88
Eta20	-13,78	-18,82	-11,21

A Figura 4.13 apresenta de forma gráfica os mesmos dados apresentados na Tabela 8, ou seja, a variação da carga crítica dos casos simulados para o PGE, considerando uso do solo atual.

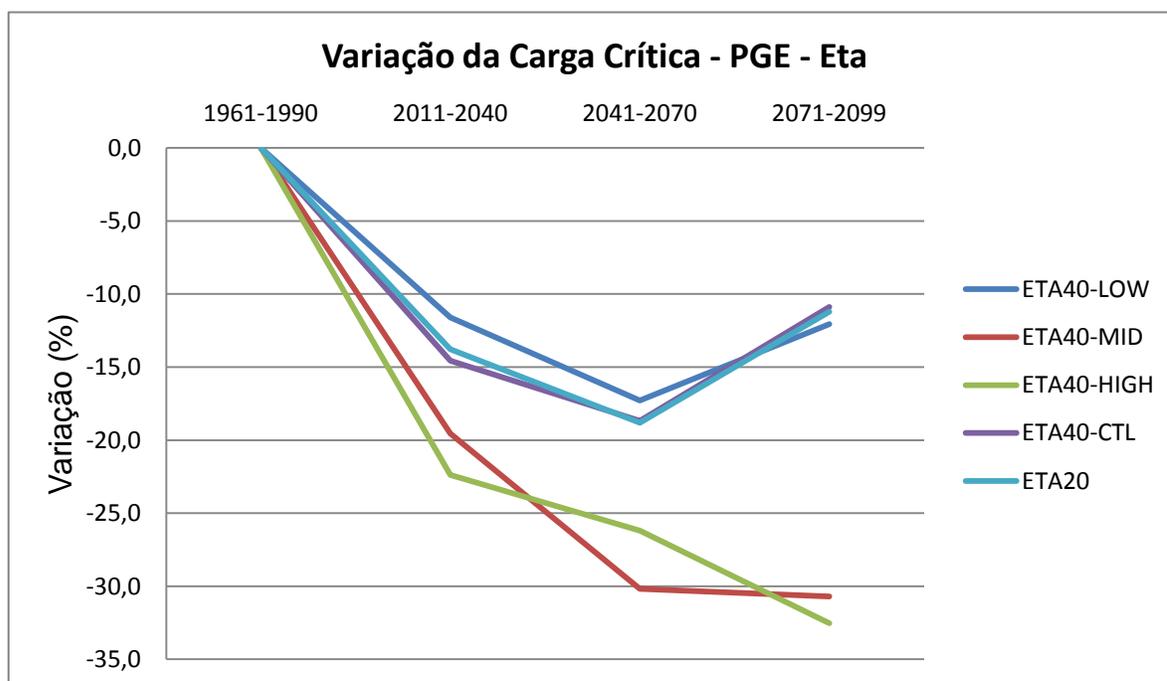


Figura 4.13 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 [%] – PGE – Modelos Eta

Na Figura 4.13, pode ser destacada a grande similaridade do membro CTL do modelo Eta-40 km com o modelo Eta-20 km, que têm as curvas de variação de carga crítica praticamente sobrepostas.

A variação da EASS dos casos dos modelos climáticos Eta-20 km e Eta-40 km nos períodos de simulação do PGE não seguem a mesma tendência dos mesmos modelos na simulação do PGF, apresentado na seção anterior.

Em todas as simulações do modelo Eta, para o PGE, o período que apresentou a maior taxa de variação na carga crítica do sistema foi entre 1961-1990 e 2011-2040, sendo os casos dos membros HIGH e MID do modelo Eta-40 km, os mais sensíveis às variações.

Nas simulações dos membros MID e LOW do modelo Eta-40 km, o período entre 2041-2070 e 2071-2099 apresentou a menor taxa de variação. Já nos membros HIGH e CTL do modelo Eta-40 km e para o modelo Eta-20 km, a menor variação da EASS do sistema ocorreu no período entre 2011-2040 e 2041-2070.

A partir da análise dos resultados, observa-se que os casos simulados do PGF considerando uso do solo atual apresentaram variação da carga crítica, no horizonte de tempo, mais acentuadas do que o observado nos casos do PGE, o que pode ser constatado comparando a Tabela 6 com a Tabela 7 para os modelos Eta.

4.4.3 Variações PGF X PGE – Eta 40km – Membro Controle

Uma análise adicional interessante é verificar se a tendência dos órgãos de planejamento quando definem a composição da matriz energética e a localização dos futuros aproveitamentos está correta quando os efeitos das variações climáticas são incorporados.

A Figura 4.14 apresenta uma comparação entre as variações da energia assegurada do PGF e PGE considerando as simulações realizadas com os dados de

vazões naturais afluentes gerados a partir de informações climáticas do membro controle do modelo Eta -40 km e de informações atuais sobre o uso do solo. Podem-se notar diminuições relativas mais acentuadas para o PGF em relação ao PGE. Isso pode ser justificado pela adição de novas usinas hidrelétricas no sistema com pequena capacidade de regularização das vazões naturais afluentes e também pelo fato da localização dessas usinas que provavelmente se encontram em regiões que são mais afetadas pelo declínio nas vazões observadas pelas mudanças climáticas, como as bacias da região amazônica.

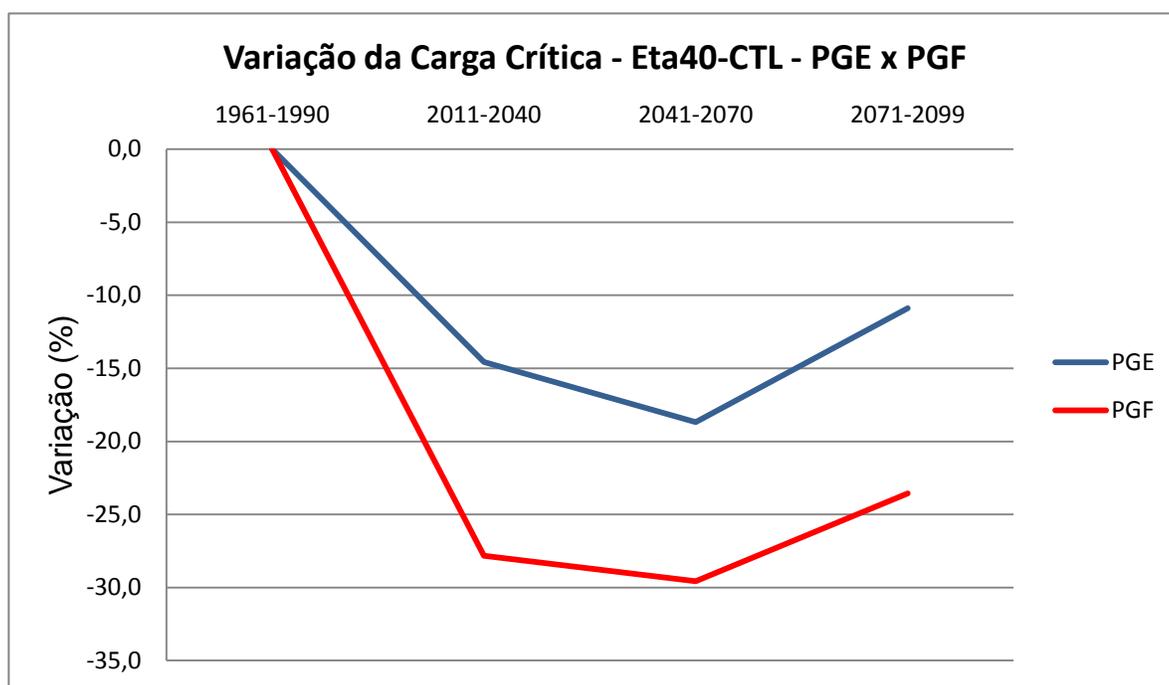


Figura 4.14 - Variação da carga crítica em relação ao período 1961-1990 para o membro Eta 40-CTL [%] – PGE x PGF

5 CONCLUSÃO

5.1 Conclusão Geral

Dada à característica do setor elétrico brasileiro, onde a geração de energia elétrica provém principalmente de recursos hídricos, uma mudança no comportamento das precipitações e de uso da água pode alterar consideravelmente a disponibilidade de recursos hídricos, e conseqüentemente afetar a produção e o custo da energia elétrica. A dependência das aflúncias que chegam aos reservatórios das usinas faz com que a operação dos sistemas de geração e transmissão seja bastante sensível às variações da ocorrência de precipitações ao longo dos anos. Desta forma, a avaliação do impacto das mudanças climáticas se torna primordial para direcionar a política energética do país, além de orientar os órgãos responsáveis na definição de medidas para mitigar seus efeitos na oferta de energia.

Apesar do custo do combustível “água” ser zero, existe o risco da falta de disponibilidade deste recurso em quantidades satisfatórias para atender à demanda de energia elétrica do sistema. Em função do parque gerador, a falta de chuvas, além de forçar a utilização de outras fontes mais caras para a geração de energia (como os combustíveis fósseis), pode levar ao déficit de energia. Em 2001 o Brasil passou por um racionamento de energia elétrica em função de períodos anuais sucessivos de escassez de chuvas, agravado por não existir um parque térmico suficiente para fazer frente ao deplecionamento dos reservatórios. No atual momento, estamos novamente em situação semelhante e com o risco de repetir o mesmo problema apesar de ter havido nestes últimos anos uma expansão do parque térmico.

Um fator importante para prevenir a ocorrência de déficit é planejar um parque gerador que consiga suprir a energia mesmo para períodos críticos de aflúncia. O

problema é que a construção de um sistema de geração e transmissão com este nível de segurança requer grandes investimentos, o que leva a tarifas de energia elevadas. Outra solução é melhorar os modelos de previsão de chuvas nas grandes bacias em horizontes de curto e longo prazo para dimensionar melhor as fontes de energia e as suas complementaridades.

Neste trabalho, as energias asseguradas foram calculadas a partir das informações de modelos climáticos representados pelos membros do HadCM₃ e Eta. Nesse cálculo, foram utilizados dois parques geradores: um com o conjunto de usinas existentes denominado de parque existente, e outro com as usinas previstas no PNE 2030 denominado de parque futuro. A média de perda de energia assegurada para o modelo Eta considerando o parque existente chega a 15%, enquanto para o parque futuro chega a 25% para os anos de 2040 em diante. Esses percentuais são relativos ao montante de EASS obtida no ano 1990 a partir dos dados climáticos do modelo Eta para o período de 1961-1990. A queda maior na energia para o parque gerador futuro reflete a maior concentração de usinas na Amazônia, em que no modelo Eta se prevê uma diminuição da chuva. Outro fator que colabora para essa queda é a diminuição dos períodos úmidos e o aumento dos períodos secos mesmo sem grande alteração na média anual de precipitação. Dado que as novas usinas têm baixo poder de regularização, esse fator pesa negativamente na energia.

Em resumo, este trabalho representa um primeiro passo na construção de um procedimento para cálculo da energia assegurada diretamente obtido dos resultados dos modelos globais oriundos do IPCC. Os primeiros resultados mostram uma fragilidade destes modelos, mas também uma grande preocupação quanto ao atual processo em que se confia piamente nos dados históricos de vazões. O alto grau de sensibilidade do sistema de geração brasileiro com relação às variáveis climáticas provoca um sentimento de insegurança energética ao confiar cegamente no comportamento das variáveis climáticas verificado no passado. Se o comportamento futuro de cada variável isoladamente pode não ser previsível de forma confiável, os modelos globais permitem uma avaliação conjunta destas variáveis, o que nos leva a

simular as plantas hidráulicas em conjunto com outras plantas renováveis que utilizam outros insumos como a usina eólica, solar e biomassa.

5.2 Temas para Futuros Desenvolvimentos

O pioneirismo deste trabalho associado ao projeto de P&D ANEEL, que envolveu um grande número de pesquisadores de diferentes áreas de atuação, acaba por ensejar uma série de desafios que antes estavam adormecidos pela total falta de interação e conhecimento transversal entre estas áreas.

Algumas atualizações dos resultados se fazem urgentes como a avaliação das energias asseguradas em função dos novos modelos climáticos apresentados em 2013 por ocasião do AR5. A simples reavaliação destas energias utilizando o procedimento apresentado neste trabalho é premente visto que se vislumbra um abrandamento do resultado alarmante apresentado nesta dissertação.

Em função dos resultados destes cenários gerados a partir do nível médio de emissões de CO₂ (A1B), uma pergunta é o quanto a falta de regularização provocada pelas restrições ambientais especificamente quanto à limitação dos reservatórios enseja a necessidade de construir novas centrais termelétricas que por sua vez aumentam os níveis de emissões. Aparentemente, estamos vivenciando um problema em que a restrição ambiental pode representar um mal maior para o meio ambiente considerando que a sociedade vai cada vez mais necessitar de consumir energia elétrica. Isto se torna mais evidente para as grandes usinas que estão sendo implementadas na região Norte. Estudos deveriam ser desenvolvidos para abordar este tema sob a ótica das mudanças climáticas.

Com a tendência de aumento das precipitações na região Sul e parte do Sudeste, uma maior motorização das centrais ali instaladas poderia representar um ganho econômico que necessita ser avaliado.

Com o procedimento desenvolvido no âmbito deste trabalho, é possível obter de forma expedita os resultados de energia assegurada para qualquer cenário simulado

através do Eta. Isto permite uma análise de vários modelos globais sob o ponto de vista de geração de energia elétrica que é muito sensível principalmente com a crescente instalação de plantas renováveis.

As variáveis extraídas dos modelos globais incluem além das precipitações, o vento, o nível de insolação, que são essenciais para as plantas eólicas e solares. Além disto, dado que os MCGs e o Eta trabalham com as interações das variáveis climáticas, é possível quantificar melhor as complementaridades entre vento, chuva e insolação que não é tão confiável obter a partir das séries históricas.

5.3 Trabalhos Publicados

Este trabalho gerou até o momento duas publicações em anais de congressos:

- L. A. Scianni, A. R. Queiroz, L. M. Marangon Lima, J. W. M. Lima, “The Influence of Climate Change on Hydro Generation in Brazil” IEE Power Tech Conference, Grenoble, France, 2013.
- José W. Marangon Lima, Luciana A. Scianni, Anderson R. Queiroz, Luana M. M. Lima, João Carlos O. Mello, “Influência das variações climáticas na energia assegurada do sistema interligado nacional”, XXII SNPTEE, Brasília, DF, 2013.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adam, K. N. (2011). Impactos de Mudanças Climáticas nos Regimes de Precipitação e Vazão na Bacia Hidrográfica do Rio Ibicuí. 147p. Dissertação. (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental). Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Instituto de Pesquisas Hidráulicas. Porto Alegre.

American Meteorology Society 2000. Glossary of Meteorology, 2nd edn, <http://ams glossary.allenpress.com/glossary/>.

ANEEL, Cadernos Temáticos “Energia Assegurada” Abril de 2005.

ANEEL, Nota Técnica N°. 290, “Regulamentação do uso do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE para centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente”, Janeiro de 2001.

ANEEL, Resolução N°. 169, “Estabelece critérios para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente” Maio de 2001.

Arvanitidis, N.V. and Rosing, J. Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89:319{326, 1970a.

Arvanitidis, N.V. and Rosing, J. Optimal operation of multireservoir systems using a composite representation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89:327{335, 1970b.

Black, T. L. NMC notes. The new NMC mesoscale Eta model: description and forecast examples. *Weather Analysis and Forecasting*, 9:256–278, 1994.

Blázquez, J. and M.N. Nuñez, 2013: Analysis of uncertainties in future climate projections for South America: comparison of WCRP-CMIP3 and WCRP-CMIP5 models. *Climate Dynamics*, 41(3-4), 1039-1056.

Bravo, J. M.; Collischonn, W. e Tucci, C. E. M. (2009). Verificação da Eficiência e Eficácia de um Algoritmo Evolucionário Multi-objetivo na Calibração Automática do Modelo Hidrológico IPH II. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 14, p. 37-50.

Bravo, J.M., Allasia, D., Paz, A.R., Collischonn, W., Tucci, C.E.M. (2012) Coupled Hydrologic-Hydraulic Modeling of the Upper Paraguay River Basin. *Journal of Hydrologic Engineering* 17 (5) , p. 635-646.

Bravo, J.M., Collischonn, W., da Paz, A.R., Allasia, D., Domecq, F. (2013) Impact of projected climate change on hydrologic regime of the Upper Paraguay River basin. *Climatic Change*, (DOI 10.1007/s10584-013-0816-2).

CDKN Climate and Development Knowledge Network (2013) Managing climate extremes and disasters in Latin America and the Caribbean: Lessons from the SREX report. CDKN, available online at www.cdkn.org/srex.

Cepel, Eletrobrás. Manual de referência - modelo NEWAVE. Technical report, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2001.

Chou, S. C. Regional Eta Model. *Climanálise. Edição Especial*, 1996.

Chou, S. C; Bustamante, J. F.; Gomes J. L. Evaluation of Eta model seasonal precipitation forecasts over South America. *Non. Proc. Geophys.*, 12(4):537–555, 2005.

Chou, S, C, Marengo, J, Lyra, A., Sueiro, G., Pesquero, J., Alves, L., Kay, G., Betts, R., Chagas, D., Gomes, J., Bustamante, J., Tavares, P., (2012) Downscaling of South America present climate driven by 4-member HadCM3 runs, *Climate Dynamics*, 38(3-4), 635-653.

Collischonn, W., Tucci, C.E.M., Simulação hidrológica de grandes bacias. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 6, n. 2, 2001.

Collischonn, W. e Tucci, C. E. M. (2003). Ajuste multiobjetivo dos parâmetros de um modelo hidrológico. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 8, n. 3, p. 27-39.

Collischonn, W. e Tucci, C. E. M. (2005). Previsão Sazonal de vazão na bacia do rio Uruguai 1: Ajuste e verificação do modelo hidrológico distribuído. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 10, n. 4, p. 43-59.

Collischonn, W., Allasia, D., da SILVA, B. C., Tucci, C. E. M., “The MGB-IPH model for large-scale rainfall-runoff_modelling”, *Hydrological Sciences Journal* 52 (5), 878–895, 2007.

Collischonn, B.; Collischonn, W.; Paiva, R. C. D.; Meirelles, F. E Schettini, E. B. C. ; Fan, F. M. (2011). Modelagem hidrológica de uma bacia com uso intensivo de água: caso do rio Quaraí-RS. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 16, p. 119-133.

Cusack, S.; Slingo, A.; Edwards, J. M.; WILD M. The radiative impact of a simple aerosol climatology on the Hadley Centre climate model. *Quarterly Journal of Royal Meteorology Society*, 124, pp 2517-2526, 1998.

Edwards, J. M. & Slingo, A. Studies with a flexible new radiation code. I: Choosing a configuration for a large-scale model. *Quarterly Journal of Royal Meteorology Society*, 122 (531): 689-719, 1996.

EPE, “Metodologia de cálculo da garantia física das usinas”, Julho de 2008.

Fan, F. M. (2011). Acoplamento entre SIG e modelos hidrológicos: Integração do modelo MGB-IPH. Trabalho de Graduação em Engenharia Ambiental. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, Brasil.

Fan, F. M. and Collischonn, W. (2012). Coupling the MGB-IPH hydrological model with MapWindow GIS platform. MapWindow International Open Source Conference. Velp.

Gregory, D. A consistent treatment of the evaporation of rain and snow for use in large-scale models. *Monthly Weather Review*, 123, 2716-2732, 1995.

Gualdi, S. et al. The interannual variability in the tropical Indian Ocean as simulated by a CGCM. *Climate Dynamics*, 20: 567-582, 2003.

Gordon, C. C. et al. The simulation of SST, sea ice extents and ocean heat transport in a version of the Hadley centre coupled model without flux adjustments. *Climate Dynamics* 16:147–168, 2000.

IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate

Change [Houghton, J.T., Y. Ding, D.J. Griggs, M. Noguer, P.J. van der Linden, X. Dai, K. Maskell, and C.A. Johnson (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 881pp.

IPCC, 2007: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K. B., Tignor, M., Miller, H. L. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T. F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P. M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, **in press**.

IPCC SREX, 2012: Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation. In: A Special Report of Working Groups I and II of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Field, C.B., V. Barros, T.F. Stocker, D. Qin, D.J. Dokken, K.L. Ebi et al. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA, pp. 582.

Klingerman, A.S. Operação ótima de Subsistemas Hidrotrmicos Interligados Utilizando Programao Dinamica Estocstica Dual. UNICAMP Campinas, São Paulo, 1992. M.S. Thesis.

Lima, José Wanderley Marangon, Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica – São Paulo: AES Tietê, 2014 – Editora Hunter Books.

Lima, J. W. M.; Scianni, L. A.; Queiroz, A. R.; Marangon Lima, L. M; Mello, J. C. O.; “Influência das variações climáticas na energia assegurada do sistema interligado nacional”, XXII SNPTEE, Brasília, DF, 2013.

MME, Portaria N°. 303, 18 de Novembro de 2004.

Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Brasília: MME/EPE, 2011

MME, Portaria N°. 282, “Garantia Física de Energia e Potência Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação” Outubro de 2004.

Maceira, M.E.P., Mercio, C.M.V.B., “Stochastic Sreamflow Model for Hydroelectric Systems”, 5th International Conference PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Vancouver, Canada, 1997.

Maceira, M.E.P., Mercio, C.B., Gorestin, B.G., Cunha, S.H.F., Suanno, C., Sacramento, M.C., and Klingerman, A.S. Energy evaluation of the north/northeastern and south/southeastern interconnection with NEWAVE model. In SEPOPE Salvador Brazil, 1998.

Maceira, M.E.P., Terry, L.A., Costa, F.S., Damzio, J.M., and Melo, A.C.G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system. In PSCC Sevilla, pages 1-7, 2002.

Maceira, M.E.P., Duarte, V.S., Penna, D.D.J., Moraes, L.A.M., and Melo, A.C.G. Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in social and agent studies in Brazil description of the newave program. In PSCC Glasgow, 2008.

Marcato, A.L.M. Representação híbrida de sistemas equivalentes e individualizados para o planejamento da operação de médio prazo de sistemas de potência de grande porte. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2001. (Tese de doutorado).

Marengo, J.A., S.C. Chou, G. Kay, L.M. Alves, J.F. Pesquero, W.R. Soares, D.C. Santos, A.A. Lyra, G. Sueiro, R. Betts, D.J. Chagas, J.L. Gomes, J.F. Bustamante, and P. Tavares, (2012): Development of regional future climate change scenarios in South America using the Eta CPTEC/HadCM3 climate change projections: Climatology and regional analyses for the Amazon, São Francisco and the Paraná River Basins. *Climate Dynamics*, 38(9-12), 1829-1848.

de Matos, V. L., Finardi, E. C., and da Silva, E. L. Comparison between the energy equivalent reservoir per subsystem and per cascade in the long-term operation planning in Brazil. In EngOpt 2008 |International Conference on Engineering Optimization, Rio de Janeiro, Brazil, 2008.

de Matos, V.L. Análise Comparativa entre as Modelagens de Reservatório Equivalente de Energia Agregado por Subistema e por Cascata no Problema do Planejamento Anual da Operação Energética. UFSC Florianópolis, Santa Catarina, 2008. (Dissertação de Mestrado).

Mesinger, F. A blocking technique for representation of mountains in atmospheric models. *Rivista di Meteorologia Aeronautica* 44(1-4):195-202, 1984.

Mesinger, F.; Janjic', Z. I.; Nic'kovic', S.; Gavrilov, D.; Deaven, D. G. The step-mountain coordinate: model description and performance for cases of Alpine lee cyclogenesis and for a case of Appalachian redevelopment. *Monthly Weather Review* 116:1493-1518, 1988.

Nakicenovic N, Alcamo J, Davis G, De Vries B, Fenhann J, Gaffin S, Gregory K, Grubler A, Jung TY, Kram T, La Rovere EL, Michaelis L, Mori S, Morita T, Pepper W, Pitcher H, Price L, Riahi K, Roehrl A, Rogner HH, Sankovski A, Schlesinger M, Shukla P, Smith S, Swart R, Van Rooijen S, Victor N, Dadi Z (2000) Special report on emissions scenarios, Cambridge University Press, UK.

Nóbrega, M. T.; Collischonn, W.; Tucci, C. E. M. and Paz, A. R. (2011). Uncertainty in climate change impacts on water resources in the Rio Grande Basin, Brazil. *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 15, p. 585-595.

ONS, Procedimento de Rede Submódulo 7.8 "Cálculo da Energia e Potência Asseguradas dos Aproveitamentos Hidroelétricos" Fevereiro de 2003.

ONS, Atualização de séries históricas de vazões - período 1931 a 2008, Relatório Técnico ONS RE-3/235/2009, Novembro 2009.

ONS, Setembro 2011, http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2009/02-Diagrama-Esquematico-das-Usinas-Hidreletricas-do-SIN.html.

Paiva, R. C. D.; Buarque, D. C.; Clarke, R. T.; Collischonn, W. and Allasia, D. G. (2011a). Reduced precipitation over large water bodies in the Brazilian Amazon shown from TRMM data. *Geophys. Res. Lett.*, 38, L04406, doi:10.1029/2010GL045277.

Paiva, R. C. D.; Collischonn, W. and Buarque, D. C. (2012). Validation of a full hydrodynamic model for large-scale hydrologic modelling in the Amazon. *Hydrological Processes*, doi: 10.1002/hyp.8425.

Paiva, R.C.D., Collischonn, W., Buarque, D.C. (2013). Validation of a full hydrodynamic model for large-scale hydrologic modelling in the Amazon. *Hydrological Processes* 27 (3), pp. 333-346

Pesquero, J. F.; ChouU, S. C.; Nobre, C. A.; Marengo, J. A. Climate downscaling over South America for 1961–1970 using the Eta model. *Theoretical and Applied Climatology*, 2009.

Pope, V.; Gallani, M.; Rowtree, P.; Stratton, R. The Impact of new physical parametrizations in the Hadley Centre Climate model. *Cli. Dyn.* 16:123- 146, 2000.

Rodriguez, D. A. Impactos dos Padrões Espaciais da Vegetação nas Variáveis Atmosférica e Terrestre do Ciclo Hidrológico, em Bacia de Floresta Amazônica. 2011. 208 p. Tese (Doutorado em Meteorologia), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos.

Rodriguez, D. A.; Tomasella, J. (2012) Simulation of the impacts land use and land cover changes - LUCC on the hydrological response of the Ji-Parana Basin with MGB-INPE model. *Proceedings of the EGU General Assembly*. Vienna, Austria., p.8264

Ruhoff, A. L.; Paz, A. R.; Collischonn, W.; Aragao, L. E.O.C.; Rocha, H. R. and Malhi, Y. S. (2012). A MODIS-Based Energy Balance to Estimate Evapotranspiration for Clear-Sky Days in Brazilian Tropical Savannas. *Remote Sensing*, v. 4, p. 703-725.

Senior, C.; Mitchell, J. F. B. CO₂ and climate: The impact of cloud parametrization. *Journal of Climate*. 6: 393-418, 1993.

Scianni, L. A.; Queiroz, A. R.; Marangon Lima, L. M.; Lima, J. W. M.; “The Influence of Climate Change on Hydro Generation in Brazil” IEE Power Tech Conference, Grenoble, France, 2013.

Smith, R. N. B. A scheme for predicting layer clouds and their water content in a general circulation model. *Quarterly Journal Royal Meteorology Society* 116: 435- 460, 1990.

Terry, L.A. Modelo a sistema equivalente - descricao geral. Technical report, Centro de Pesquisas de Energia Eletrica, 1980.

Yapo, P. O.; Gupta, H. V. and Sorooshian, S., (1998). Multi-objective global optimization for hydrologic models. *Journal of Hydrology*. 204, 83-97.