

**APRIMORAMENTO DO SISTEMA EQUIVALENTE DE ENERGIA COM
VÍNCULO HIDRÁULICO EM PROBLEMAS DE PLANEJAMENTO
ENERGÉTICO DE MÉDIO PRAZO**

CESAR LUIS VILASBÔA DE VASCONCELLOS

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADO POR:

PROF. CARMEN LUCIA TANCREDO BORGES

VITOR SILVA DUARTE

PROF. DJALMA MOSQUEIRA FALCÃO

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO 2011

A MINHA MÃE MARIA, MEU PAI LUIZ,
MEUS IRMÃOS JOSIANE E ANDERSON,
MINHA SOBRINHA LUÍSA E
MINHA NAMORADA EMANUELLE

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem ele não teria concluído a faculdade e nem este projeto.

Agradeço a orientação e oportunidade da pesquisadora Maria Elvira Piñeiro Maceira. A orientação e paciência do pesquisador Vitor Silva Duarte que ajudou a analisar e elaborar todo o estudo presente neste trabalho.

Agradeço a colaboração dos companheiros de trabalho Michel Pompeu Tcheou e Débora Dias Jardim Penna.

Aos amigos de faculdade Flavius Vinícius Caetano Bezerra e Túlio de Souza Silva pelo incentivo em concluir este trabalho.

Aos amigos moradores do alojamento, Felipe, Luana, Amanda, Fernanda e Gabriela.

Agradeço a meus pais que sempre me incentivaram a estudar e me apoiaram para conseguir completar esta etapa. Aos meus irmãos Josiane e Anderson pelo incentivo e preocupação durante o período de faculdade.

E um agradecimento especial a minha namorada Emanuelle que sempre esteve me dando força, mesmo nos momentos difíceis ela estava ao meu lado não me deixando desistir

Resumo do Projeto Final em Engenharia Elétrica apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica – UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista:

APRIMORAMENTO DO SISTEMA EQUIVALENTE DE ENERGIA COM VÍNCULO HIDRÁULICO EM PROBLEMAS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE MÉDIO PRAZO

Cesar Luis Vilasbôa de Vasconcellos

Fevereiro de 2011

Orientadores: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Vitor Silva Duarte

Os estudos de planejamento da operação de médio prazo são realizados utilizando o modelo NEWAVE (CEPEL). O parque hidrelétrico é representado de forma agregada podendo conter vínculo hidráulico entre os subsistemas equivalentes de energia. Esse acoplamento é feito através de parcela de acoplamento que separam a energia gerada em um subsistema e energia afluente no subsistema de jusante.

O objetivo do presente trabalho é estudar um aprimoramento no cálculo do peso, que é utilizado nas parcelas de acoplamento no estudo de planejamento da operação e expansão do sistema elétrico brasileiro, fazendo com que os resultados obtidos para geração dos subsistemas fiquem mais próximo possível da operação real.

Conteúdo

1	Introdução e objetivo.....	1
1.1	<i>Considerações iniciais.....</i>	1
1.2	<i>Planejamento da Operação Energética.....</i>	1
1.2.1	Considerações iniciais.....	1
1.2.2	Sistemas Termoelétricos	2
1.2.3	Sistemas Hidrotérmicos.....	3
1.2.4	Planejamento da Operação Energética no Brasil	8
1.2.5	Cadeia dos Modelos	10
1.2.6	Planejamento de Médio Prazo	11
1.2.7	Planejamento de Curto Prazo.....	11
1.2.8	Programação da Operação	12
1.3	<i>Contextualização do trabalho</i>	12
1.4	<i>Objetivo</i>	13
2	Planejamento da Operação de Médio Prazo e o NEWAVE.....	15
2.1	<i>Considerações iniciais.....</i>	15
2.1.1	Modelagem.....	15
2.2	<i>Sistema equivalente de energia</i>	17
2.2.1	Energia armazenável máxima.....	18
2.2.2	Energia afluyente.....	19
2.2.3	Energia de vazão mínima.....	24
2.2.4	Energia para enchimento do volume morto	24
2.3	<i>Sistema equivalente com acoplamento hidráulico.....</i>	25
3	Aprimoramento do Modelo Equivalente de Energia para Representação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados com Vínculo Hidráulico	32
3.1	<i>Formulação atual para estimativa do peso.....</i>	34
3.2	<i>Calculo das parcelas de acoplamento considerando o peso</i>	35
3.2.1	Energia armazenada máxima	35
3.2.2	Energia de vazão mínima.....	37
3.2.3	Energia de volume morto	38
3.2.4	Análise da formulação atual	39

3.3	<i>Formulação proposta para estimativa do peso</i>	42
4	Resultados	44
4.1	<i>Acoplamento Sudeste com Itaipu (Caso de PDE 2017)</i>	44
4.2	<i>Acoplamento com Itaipu para o caso de PMO</i>	60
4.3	<i>Outros acoplamentos</i>	77
4.3.1	Caso de acoplamento do subsistema Sudeste com o Subsistema Nordeste	78
4.3.2	Caso de acoplamento do subsistema Sudeste com o Subsistema Norte	95
5	Conclusão e sugestões de trabalhos futuros	112
5.1	<i>Trabalhos futuros</i>	113
A	Sistema equivalente de energia	115
A.1	<i>Correção da energia armazenada devido a mudança de configuração</i>	115
A.2	<i>Energia evaporada</i>	115
A.3	<i>Energia das usinas submotorizadas</i>	117
A.4	<i>Geração de pequenas usinas</i>	117
A.5	<i>Geração hidráulica máxima</i>	117

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Cadeia de modelos utilizados no planejamento da operação energética e expansão da geração.	5
Figura 1-2 - Conseqüências das decisões presentes	6
Figura 1-3- CI e CF versus armazenamento.....	6
Figura 1-4 - Uso otimizado da água	7
Figura 1-5 - Incertezas e detalhamento do sistema de acordo com o horizonte de estudo	10
Figura 2-1- Parábola de correção da energia afluyente controlável.....	20
Figura 2-2 –Sistema hipotético Y.....	26
Figura 2-3 - Sistema hipotético Y dividido em dois sistemas.....	26
Figura 3-1- Sistema Sudeste Acoplado com Itaipu.....	32
Figura 3-2 - Sudeste não acoplado com Itaipu.....	33
Figura 3-3 - Esquema das usinas para o caso com 2 Sudestes.....	40
Figura 3-4 - Esquema dos subsistemas para o caso com Sudeste único.....	41
Figura 3-5- Geração média de Itaipu para o caso com dois Sudestes e caso com a formulação atual para o cálculo do peso.....	42
Figura 4-1 - Geração média de Itaipu para os casos com dois Sudestes, casos com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	44
Figura 4-2 -Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	45
Figura 4-3 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	46
Figura 4-4 – Geração hidráulica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	46
Figura 4-5 - Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	47
Figura 4-6 - Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	48

Figura 4-7 - Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	48
Figura 4-8 - Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	49
Figura 4-9 - Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	49
Figura 4-10 – Energia armazenada final do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	50
Figura 4-11 - Energia armazenada final do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	51
Figura 4-12 - Energia armazenada final do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	51
Figura 4-13 - Energia armazenada final do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	52
Figura 4-14 – Custo Marginal de Operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso. .	53
Figura 4-15 - Custo Marginal de Operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	53
Figura 4-16 - Custo Marginal de Operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso. .	54
Figura 4-17 - Custo Marginal de Operação do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	54
Figura 4-18 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	55
Figura 4-19 - EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	56
Figura 4-20 - Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	56
Figura 4-21- EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	57
Figura 4-22 - Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	57

Figura 4-23 - EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	58
Figura 4-24 - Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	58
Figura 4-25 - EENS do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	59
Figura 4-26 - Esquema dos subsistemas para o caso com 2 Sudestes.	60
Figura 4-27 - Esquemas dos subsistemas para o caso com Sudeste único.	61
Figura 4-28 – Geração hidráulica média do Itaipu para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	61
Figura 4-29 – Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	62
Figura 4-30 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	63
Figura 4-31 -- Geração hidráulica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	63
Figura 4-32 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	64
Figura 4-33 – Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	65
Figura 4-34 – Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	65
Figura 4-35 – Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	66
Figura 4-36 – Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	66
Figura 4-37 – Energia Armazenada do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	67
Figura 4-38 – Energia Armazenada do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	68
Figura 4-39 – Energia Armazenada do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	68

Figura 4-40 – Energia Armazenada do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	69
Figura 4-41 – Custo marginal de operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	70
Figura 4-42 – Custo marginal de operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	70
Figura 4-43 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso. .	71
Figura 4-44 – Custo marginal de operação do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	71
Figura 4-45 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	72
Figura 4-46 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	73
Figura 4-47 - Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	73
Figura 4-48 – EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	74
Figura 4-49 - Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	74
Figura 4-50 – EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	75
Figura 4-51 - Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	75
Figura 4-52 – EENS do Norte para os casos com dois Norte, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	76
Figura 4-53 - Diagrama das usinas do Sudeste acopladas com Nordeste.	77
Figura 4-54 - Diagrama das usinas do Sudeste acopladas com o Norte.....	78
Figura 4-55 - Esquema dos subsistemas para o caso de 2 Sudestes para o caso de acoplamento com Nordeste.....	79
Figura 4-56 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	80

Figura 4-57 – Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	81
Figura 4-58 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	81
Figura 4-59 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	82
Figura 4-60 – Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	83
Figura 4-61 – Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	83
Figura 4-62 – Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	84
Figura 4-63 – Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	84
Figura 4-64 – Energia armazenada final do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	85
Figura 4-65 – Energia armazenada final do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	86
Figura 4-66 – Energia armazenada final do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	86
Figura 4-67 – Energia armazenada final do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	87
Figura 4-68 – Custo marginal de operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	88
Figura 4-69 – Custo marginal de operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	88
Figura 4-70 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso. .	89
Figura 4-71 – Custo marginal de operação do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	89
Figura 4-72 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	90

Figura 4-73 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	91
Figura 4-74 – Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	91
Figura 4-75 – EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	92
Figura 4-76 – Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	92
Figura 4-77 – EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	93
Figura 4-78 – Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	93
Figura 4-79 – EENS do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	94
Figura 4-80 - Diagrama das usinas do Sudeste que acoplam com o Norte.	95
Figura 4-81 - Esquema dos subsistemas para o caso de 2 Sudeste.	96
Figura 4-82 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	96
Figura 4-83 – Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	97
Figura 4-84 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	98
Figura 4-85 – Geração hidráulica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	98
Figura 4-86 – Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	99
Figura 4-87 – Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	100
Figura 4-88 – Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	100
Figura 4-89 – Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	101

Figura 4-90 – Energia Armazenada final do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	102
Figura 4-91 – Energia Armazenada final do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	102
Figura 4-92 – Energia Armazenada final do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	103
Figura 4-93 – Energia Armazenada final do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	103
Figura 4-94 – Custo marginal de operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	104
Figura 4-95 – Custo marginal de operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	105
Figura 4-96 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	105
Figura 4-97 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	106
Figura 4-98 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	107
Figura 4-99 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	107
Figura 4-100 – Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	108
Figura 4-101 – EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.....	108
Figura 4-102 – Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	109
Figura 4-103 – EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	109
Figura 4-104 – Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	110
Figura 4-105 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.	110

1 Introdução e objetivo

1.1 Considerações iniciais

Com o avanço da tecnologia e o crescente uso da energia elétrica no cotidiano da sociedade moderna, o problema de planejar a operação do sistema energético ganhou importância, visto que o fornecimento deve ser feito de forma ininterrupta (salvo a ocorrência de defeito) e obedecendo a padrões de qualidade, disponibilidade e confiabilidade cada vez mais rígidos.

O planejamento da operação energética busca determinar em cada etapa do horizonte de planejamento, quando cada usina deve entrar em operação, o montante de energia a ser gerado, o intercâmbio entre os subsistemas e quais troncos de linhas de transmissão devem ser utilizados. Essas decisões devem ser tomadas de forma que o mínimo custo e a maior confiabilidade sejam alcançados no fornecimento de energia.

1.2 Planejamento da Operação Energética

1.2.1 Considerações iniciais

A complexidade de planejar a operação de sistemas geradores de energia elétrica evoluiu com o crescimento da capacidade de geração, e com o uso cada vez mais freqüente desta forma de energia, para o funcionamento e desenvolvimento das sociedades modernas. Os primeiros sistemas elétricos de potência geravam a energia solicitada e, na eventualidade de não conseguirem atender a demanda, reprimiam o consumo, isto é, reduziam a carga. Pode-se afirmar que inexistia o problema do planejamento da operação. Rapidamente, a energia elétrica conquistou enorme

importância para as sociedades industrializadas. As fábricas substituíram as máquinas a vapor por motores elétricos, e um grande número de equipamentos movidos à eletricidade mostrou-se indispensável às comunidades. Em função desta realidade, os sistemas de geração de energia elétrica foram obrigados a crescer muito, baixar os custos de produção, e aumentar a confiabilidade, para garantir a continuidade do suprimento. O planejamento da operação dos sistemas de geração de energia elétrica assumiu grande importância, e foi se tornando progressivamente mais complexo.

O planejamento da operação de um sistema de geração de energia elétrica busca determinar quais unidades geradoras e os respectivos níveis de geração que devem ser utilizados no atendimento à demanda (mercado de energia elétrica), em cada intervalo de tempo, de forma que o custo operativo associado ao uso dessas unidades seja o mínimo possível e com a máxima confiabilidade, devendo levar em consideração as diversas restrições relacionadas ao desempenho das unidades geradoras, bem como algumas restrições do sistema tais como: requisito de reserva, comportamento do sistema de transmissão, outros usos da água etc.

1.2.2 Sistemas Termoelétricos

Esses sistemas são constituídos de usinas que utilizam o calor gerado pela queima dos combustíveis para gerar vapor, que por sua vez, movimentará as turbinas que se encontram acopladas ao eixo do gerador. As usinas nucleares beneficiam-se do calor gerado durante reações químicas no núcleo também para gerar vapor e movimentar uma turbina. Esses sistemas se encontram conectados às cargas por um sistema de transmissão, que pode ou não ser interligado. Vale ressaltar que um sistema interligado possui vantagens como maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia, além de possibilitar o gerenciamento dos aproveitamentos entre os subsistemas de forma a minimizar os custos.

Algumas características físicas e operativas dessas usinas são tomadas de forma a representá-las num estudo de planejamento, tais como: potência máxima, tipo de combustível, taxa de tomada de carga, geração mínima, dentre outras.

Nas usinas termoelétricas, o custo de operação individual depende basicamente do custo associado ao combustível a ser utilizado. Planejar a operação de sistemas com essa característica consiste basicamente em avaliar de acordo com fatores relevantes (físicos e operativos), quais usinas, em ordem crescente de custo de operação, deverão ser postas em operação de forma a atender a carga.

Na prática, esse problema de otimização é um pouco mais complexo, já que deve ser levada em conta a taxa de tomada de carga, tempos mínimos e máximos em operação, além de tempos de resfriamento (SILVA, 2001).

A princípio, sistemas exclusivamente termoelétricos são desacoplados no tempo, isto é, a decisão de gerar energia no presente momento não influenciará a decisão de gerar energia no futuro, pois isso dependerá apenas de fatores de mercado, como o preço e disponibilidade de combustível. Também são desacoplados no espaço, pois a geração de uma usina não interfere na geração das demais usinas.

1.2.3 Sistemas Hidrotérmicos

Sistemas hidrotérmicos são compostos por usinas hidroelétricas e termoelétricas que assim como os sistemas termoelétricos se encontram conectados às cargas por um sistema de transmissão, que pode ou não ser interligado.

Sistemas hidrotérmicos são mais complexos de planejar, pois os reservatórios das usinas hidrelétricas são limitados, ou seja, pode não ser possível de armazenar toda energia afluente. Outra grande dificuldade no planejamento deste tipo de sistema está relacionado as afluências. A dificuldade de se ter um conhecimento preciso das afluências futuras aos aproveitamentos torna-o um problema estocástico. Essa incerteza proveniente da natureza probabilística afeta tanto a capacidade de produção média nos períodos (energia) quanto à máxima (ponta), visto que esta última depende das alturas de queda nos reservatórios, que por sua vez dependem do armazenamento (afluências e regras operativas). Uma complicação adicional vem da necessidade de atendimento a restrições hidráulicas decorrentes do uso múltiplo da água (navegação, irrigação, saneamento, etc), além das regras de segurança para controles de cheias nas bacias. (FORTUNATO, 1990).

Resumindo as principais características do planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos são:

Acoplamento temporal: as decisões tomadas no presente têm conseqüências no futuro. A solução ótima é obtida minimizando-se o benefício presente do uso da água mais o benefício futuro de seu armazenamento.

Estocasticidade: as decisões tomadas são baseadas em previsões de aflúências e geração de cenários sintéticos, que podem ou não ocorrer, por isso há uma incerteza associada. Essas aflúências são, atualmente, geradas por modelos estocásticos calibrados pelo registro histórico das aflúências.

Acoplamento espacial: a decisão de deplecionamento de uma usina a montante afeta a aflúência total de uma usina à jusante, pois estas podem estar dispostas em cascata.

Custos indiretos associados à geração de uma hidrelétrica: o custo da geração hidrelétrica pode ser medido em termos da economia resultante nos custos das térmicas ou déficits evitados no futuro.

Competição entre os objetivos do problema: utilizando-se o máximo possível de geração hidrelétrica a cada etapa, garante-se uma política mais econômica, pois os custos relativos a combustíveis são minimizados (geração termoelétrica). Mas essa política resulta, como já vimos, em maiores riscos de déficits futuros e incertezas no atendimento à demanda (risco de déficit). Portanto, a máxima confiabilidade de atendimento é conseguida conservando-se o nível dos reservatórios o mais elevado possível; o que tem como conseqüência a elevação do custo de operação, pois para isso deve-se elevar o uso de usinas termoelétricas.

Como mencionado anteriormente, a operação do sistema é muito complexa, o que torna necessário o uso de modelos com diferentes níveis de detalhamento para cada caso. Em particular, para o sistema elétrico brasileiro, é proposta uma cadeia de modelos computacionais para suporte à tarefa de se planejar a operação do sistema. Na Figura 1-1 abaixo é mostrada esta cadeia de modelos computacionais desenvolvidos pelo Cepel (Centro de Pesquisa em Energia Elétrica).

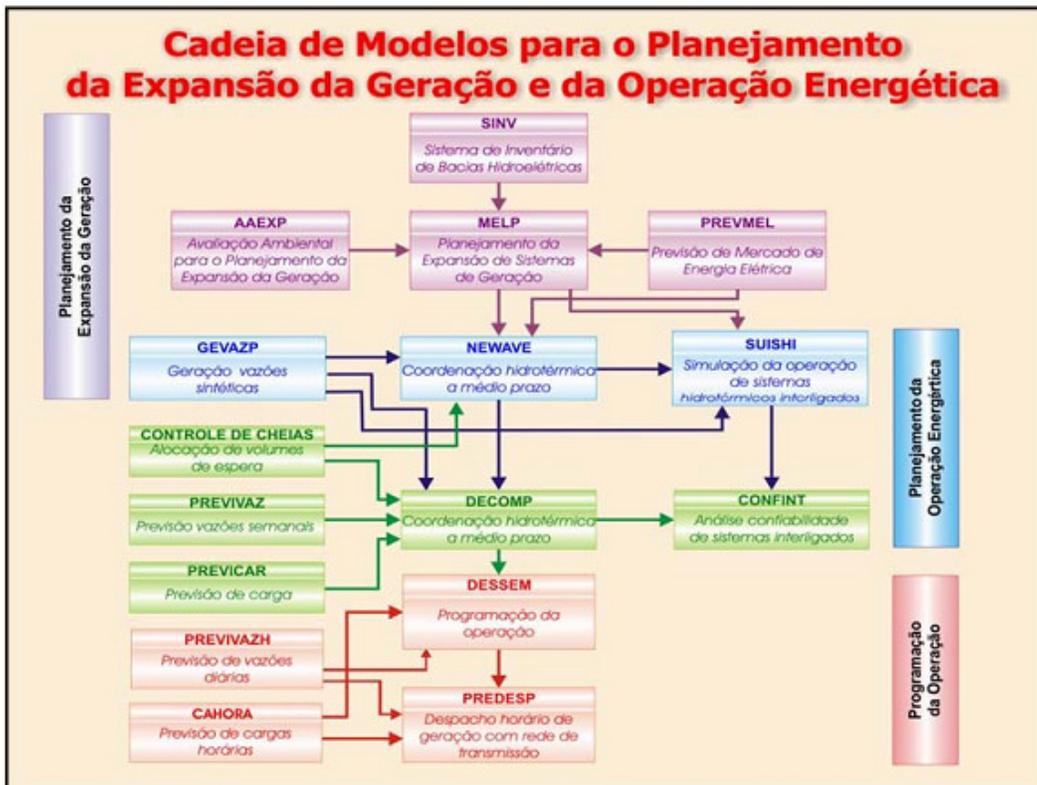


Figura 1-1 - Cadeia de modelos utilizados no planejamento da operação energética e expansão da geração.

Fonte: (CEPEL, 2009)

É apresentado na Figura 1-2 abaixo o grau de acoplamento entre as decisões presentes e futuras de gerar utilizando mais usinas termoelétricas ou utilizando mais usinas hidroelétricas.

Pode-se observar pela Figura 1-2 a interdependência entre uma decisão presente de despacho e sua interferência no futuro. Suponha que se opte por gerar utilizando energia hidroelétrica (maior parte) visando atender a demanda presente e que ocorram baixas afluências (períodos secos) no futuro; dessa forma, usinas termoelétricas de alto custo deverão ser usadas para atender a demanda, do contrário ocorrerá déficit. Mas se a decisão for por gerar utilizando energia termoelétrica para atender a demanda presente e se no futuro ocorrerem períodos favoráveis (altas afluências) as usinas irão verter esse excedente de água, desperdiçando energia.

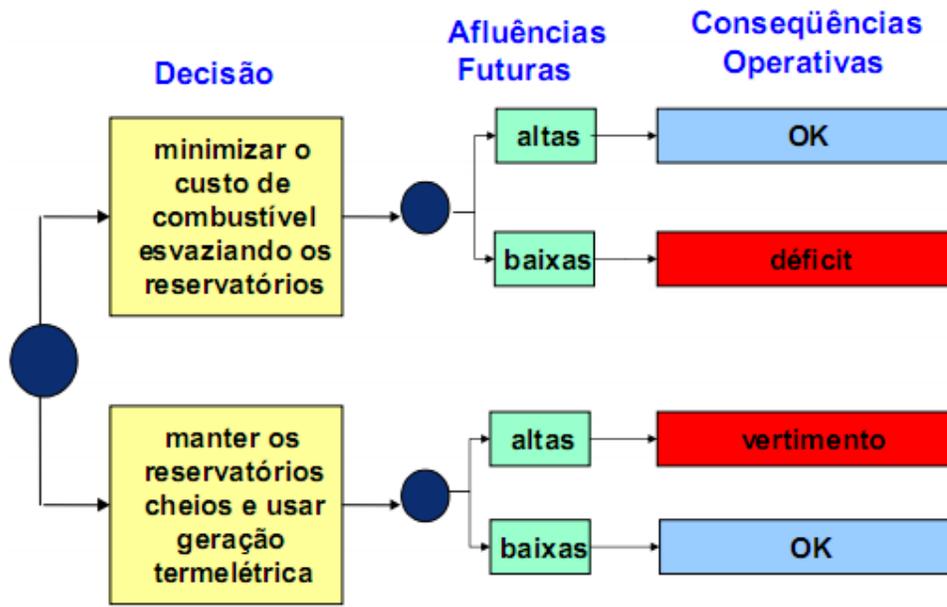


Figura 1-2 - Conseqüências das decisões presentes

Portanto, pelo exposto acima, é crucial no momento de tomarmos as decisões de operação, levar em conta uma ponderação entre utilizar recursos hídricos (de baixo custo) imediatamente e armazená-los para uso futuro. O sucesso da tomada de decisão operativa está justamente na definição do montante de geração versus armazenamento. A representação do benefício do uso imediato da água é feita através de uma função chamada de Função de Custo Imediato (FCI), e a representação do benefício do seu armazenamento para uso futuro é feita a partir de uma Função de Custo Futuro (FCF). A Figura 1-3 ilustra o gráfico representativo dessas duas funções.

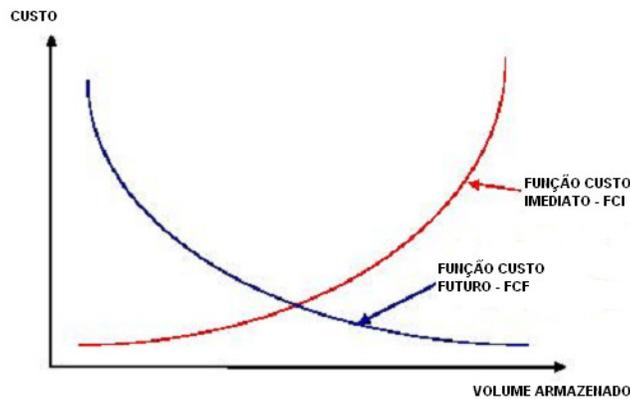


Figura 1-3- CI e CF versus armazenamento

O eixo das abscissas (x) representa o volume final de água armazenado e o eixo das ordenadas (y) representa os valores das funções em unidades monetárias.

Repare que as características das funções traduzem o que foi discutido anteriormente, ou seja, a FCI cresce à medida que o volume armazenado aumenta, pois se o armazenamento é maior, implica em maior uso de usinas termoelétricas de custo elevado no estágio atual, para o atendimento à demanda de energia. Em contrapartida, a FCF diminui à medida que o armazenamento cresce porque a decisão de estocar água no presente está associada a um menor uso de geração de energia termoelétrica no futuro.

A otimização na utilização da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos associados às duas funções (FCI + FCF). Na Figura 1-4 abaixo observa-se que o ponto de mínimo corresponde ao ponto onde as derivadas das funções de custo imediato e custo futuro em relação ao volume armazenado igualam seus módulos. As derivadas mencionadas são conhecidas como os valores da água.

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V}$$

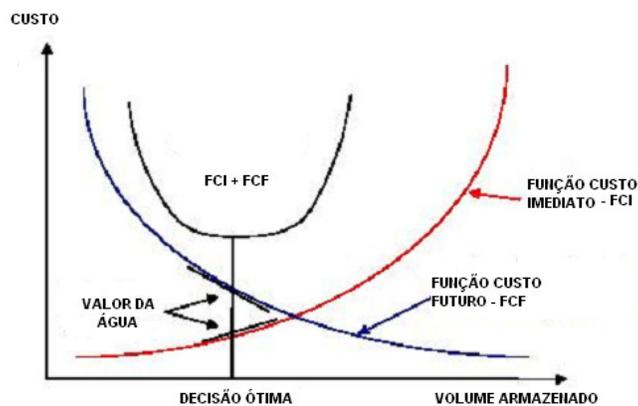


Figura 1-4 - Uso otimizado da água

O valor da energia hidráulica (valor da água) é o valor da geração térmica mais déficit que se poderia substituir hoje ou no futuro. Este valor é resultado do processo de determinação da política ótima de operação (NEWAVE, 2009). Pode-se representar, dessa forma, uma usina hidrelétrica como uma usina térmica cujo custo de operação é o valor da água associado ao seu nível de armazenamento e a sua tendência hidrológica. Esse valor deve ser calculado levando-se em consideração a operação interligada do SIN, pois se cada usina for tomada individualmente no cálculo, não resultará num valor de operação mais econômica possível. Daí a importância dos intercâmbios de energia entre os subsistemas, considerando a sazonalidade de afluições destes e levando energia de custo mais baixo mesmo que se tenha um período desfavorável de afluição no subsistema considerado.

1.2.4 Planejamento da Operação Energética no Brasil

O sistema de produção de energia elétrica brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, conforme pode ser observado na tabela 1, e com múltiplos proprietários, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN) com características únicas no mundo.

Fonte	Nº Usinas	kW	% Cap. Disp.
Hidrelétrica	838	78.793.231	73,63%
Gás	125	12.055.295	11,27%
Biomassa	356	6.227.660	5,82%
Petróleo	829	5.735.637	5,36%
Nuclear	2	2.007.000	1,88%
Carvão Mineral	9	1.530.304	1,43%
Eólica	37	659.284	0,62%
Solar	1	20	< 0,01
Capacidade Disponível	2.197	107.008.431	100

Tabela 1 - Capacidade Instalada de Geração no Brasil

Fonte: ANEEL -2010

O SIN é composto por empresas das Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte que possuem usinas hidrelétricas distribuídas em 12 diferentes bacias hidrográficas. Como as usinas hidrelétricas são geralmente construídas em locais distantes dos centros de carga tornou-se necessária a construção de um extenso sistema de transmissão. Adicionalmente, as grandes interligações oriundas do complexo sistema de transmissão possibilitam a troca de energia entre regiões, permitindo obter vantagens da diversidade do comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrográficas distribuídas ao longo do extenso território brasileiro.

A capacidade de regularização dos reservatórios que compõem o SIN é plurianual e o registro histórico de energias afluentes apresenta períodos desfavoráveis de longa duração.

Portanto deve-se operar o sistema de forma coordenada e otimizada a fim de minimizar os custos operativos globais. Dada a complexidade de operar o sistema da forma desejada, divide-se o problema em problemas com horizontes temporais diferentes, necessitando de criação de modelos de suporte à decisão que resolvessem o problema em cada horizonte. Esses modelos são capazes de considerar ganhos energéticos com a operação integrada dos diversos subsistemas e estão em conformidade com os horizontes de tomada de decisão e níveis de incerteza associada. Como foi dito, a modelagem é dividida em diversas etapas (sub-problemas), onde em cada uma delas é adotado um horizonte de planejamento diferente, e também, uma representação da estocasticidade das afluições e das não linearidades do problema com diferentes graus de detalhamento. Abaixo segue a Figura 1-5 que ilustra essa divisão.

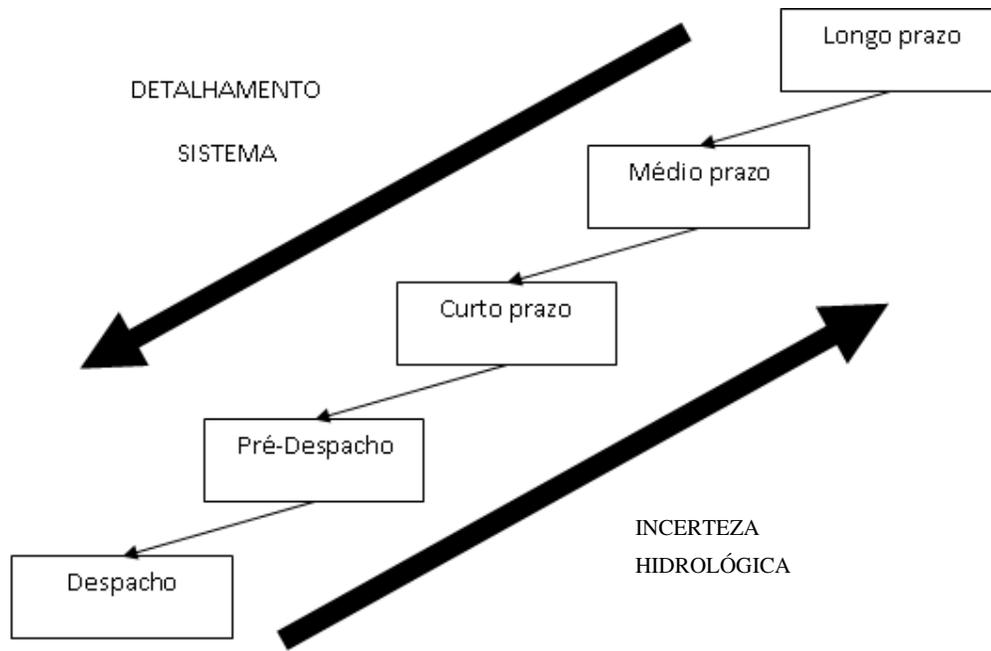


Figura 1-5 - Incertezas e detalhamento do sistema de acordo com o horizonte de estudo

1.2.5 Cadeia dos Modelos

Para fazer face a esta desagregação temporal, foi necessário o desenvolvimento pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), de uma cadeia de modelos matemáticos e computacionais para o planejamento da expansão da geração e para o planejamento e programação da operação energética (MACEIRA, 2002).

Esses modelos auxiliam na coordenação da operação das usinas hidroelétricas do sistema, tentando minimizar o uso de térmicas sem prejudicar o atendimento à demanda, tornando assim a operação mais eficiente, pois reduz os custos operativos, riscos de déficits e possibilidades de vertimentos desnecessários (desperdício de energia).

Os programas utilizados para o planejamento da operação de médio prazo, curto prazo e para a programação da operação são o NEWAVE, o DECOMP e o DESSEM respectivamente.

1.2.6 Planejamento de Médio Prazo

O programa utilizado no planejamento de médio prazo é o NEWAVE. Esse modelo calcula para cada etapa do período de planejamento, que pode variar de 5 anos (PMO) a 10 anos (PDE), a distribuição ótima dos recursos hídricos e térmicos do sistema, considerando a minimização dos custos operativos e custos de déficit durante o período de planejamento. A representação do parque hidrelétrico é feita por subsistemas equivalentes e o cálculo da política de operação é baseado na PDDE.

O modelo que é utilizado em conjunto com o NEWAVE é o SUISHI-O, que simula a operação energética de sistemas interligados a usinas individualizadas. O acoplamento desse programa com o NEWAVE se dá através da função de custo futuro para cada estágio onde podem ser consideradas outras restrições de caráter local.

O modelo GEVAZP (PENNA, MACEIRA e DAMAZIO, 2005) gera os cenários hidrológicos que serão utilizados tanto no cálculo da política como na simulação final. Esse programa utiliza o modelo autorregressivo periódico, o PAR(p), em que a afluência em um período t é função das afluências passadas ($t-1$, $t-2$,...) e a estrutura da dependência temporal é sazonal. As séries geradas pelo modelo possuem características probabilísticas iguais às da série histórica, e reproduzem com maior severidade os períodos desfavoráveis ocorridos no passado, tornando o modelo mais robusto.

1.2.7 Planejamento de Curto Prazo

O DECOMP é o modelo utilizado para o planejamento de curto prazo. O acoplamento com a etapa anterior se dá pela função de custo futuro (que representa a política ótima do horizonte de médio prazo) gerada num estágio que coincida com o final do horizonte do modelo de curto prazo. Desta forma é gerada uma função que representa o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento destes.

O horizonte, neste caso, é de alguns meses e a incerteza relacionada às afluências dos reservatórios é representada através de uma árvore de vazões. Nesta etapa, as usinas são representadas de forma individualizada.

O objetivo do planejamento de curto prazo é o mesmo que o planejamento de médio prazo, ou seja, minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento, só que o período agora é de 1 ano, com discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais.

1.2.8 Programação da Operação

O programa utilizado para a programação da operação é o DESSEM. Nesta etapa, o horizonte é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias ou de meia em meia hora. Não é representada a incerteza das vazões. Em contrapartida, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições relativas às máquinas e turbinas, tais como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas, entre outras. A rede de transmissão é representada por um fluxo de potência DC. A função de custo futuro gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir-se a meta de geração de cada unidade geradora.

1.3 Contextualização do trabalho

O presente trabalho utilizará o programa NEWAVE. Inicialmente no programa NEWAVE na construção do sistema equivalente de energia, em uma bacia hidrográfica não era possível ter usinas pertencentes a subsistemas distintos. Essa representação era feita por meio de um artifício, utilizando a introdução de usinas denominadas fictícias. Eram cadastradas nos dados de entrada do NEWAVE usinas fictícias no subsistema de jusante de onde existia acoplamento hidráulico. Usinas fictícias são usinas que tem as mesmas características das usinas originais, porém sua produtividade é nula. Esta

modelagem foi aprimorada utilizando o modelo equivalente de energia para sistemas hidráulicamente acoplados (MERCIO, 2000), onde são calculadas parcelas de energia que serão geradas no próprio subsistema e parcelas de energia que irão gerar nos subsistemas de jusante. Esta modelagem leva em consideração que toda a energia gerada no subsistema de montante será energia afluyente no subsistema de jusante. Entretanto, o que nem sempre ocorre, pois pode haver apenas algumas usinas, em um subsistema, que estarão acopladas hidráulicamente ao subsistema a jusante. Existem algumas possibilidades para a representação deste caso de acoplamento, quando nem todo o subsistema de montante está acoplado com o subsistema de jusante. Uma delas é a separação do subsistema de montante em dois, fazendo com que uma parte do subsistema de montante seja um subsistema completamente acoplado com o subsistema de jusante e outro subsistema seja completamente desacoplado com o subsistema de jusante. Porém isto teria que ser feito externamente ao programa NEWAVE, e poderia apresentar problemas com os preços dos submercados. Outra possibilidade seria alterar as equações do problema de otimização, fazendo com que os reservatórios da parte acoplada e não acoplada possam operar de maneira distinta. A medida atualmente utilizada pelo programa NEWAVE é a ponderação da parcela não acoplada de desestoque através de um peso, com o intuito de emular a operação dos reservatórios como se existissem dois reservatórios distintos, um completamente acoplado e outro completamente não acoplado com o subsistema de jusante. Esta solução será apresentada no capítulo 2.

1.4 Objetivo

O objetivo do presente trabalho é estudar um aprimoramento no cálculo do peso, que é utilizado nas parcelas de acoplamento no estudo de planejamento da operação e expansão do sistema elétrico brasileiro, fazendo com que os resultados obtidos para os subsistemas fiquem mais próximo possível da operação real. No presente trabalho será levada em consideração para comparação a primeira opção, ou seja, a comparação dos resultados terá como base o caso onde o sistema de montante será dividido em dois, um

completamente acoplado com o subsistema de jusante e um completamente desacoplado com o subsistema de jusante.

2 Planejamento da Operação de Médio Prazo e o NEWAVE

2.1 Considerações iniciais

No NEWAVE o problema de planejamento da operação é representado por um problema de programação estocástica linear que considera múltiplos estágios. A solução ótima é obtida por Programação Dinâmica Dual Estocástica, a PDDE, que foi proposta por Pereira (1991) e é baseada na decomposição de Benders (BENDERS, 1962). A formulação da PDDE atualmente empregada no NEWAVE considera a correlação temporal das afluições aos reservatórios (MACEIRA, 1993). As variáveis de estado consideradas nesse problema são o armazenamento inicial do período e a tendência hidrológica, ou seja, as afluições dos últimos seis meses. O impacto de períodos de secas (afluições baixas) de longa duração bem como o efeito da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios que compõem a bacia hidrográfica brasileira podem ser contemplados quando trabalhamos com um modelo de planejamento da operação de médio prazo cuja discretização é mensal.

As muitas combinações entre estado inicial de armazenamento e tendência hidrológica têm que ser consideradas ao ser calculada a política de operação. O grande inconveniente é o crescimento exponencial do número de combinações, o que pode ser resolvido por uma representação adequada do sistema. Esse crescimento exponencial do número de combinações entre armazenamento inicial e tendência hidrológica é reduzido representando-se de forma agregada os reservatórios que compõem o sistema. Essa forma de representar o sistema utilizando um único reservatório é conhecida como representação por reservatório equivalente.

2.1.1 Modelagem

É considerando o parque hidroelétrico através de subsistemas equivalentes de energia, ou seja, de forma agregada. O modelo NEWAVE além de considerar vários subsistemas interligados, permite a representação estática ou dinâmica da configuração do

sistema (evolução da entrada de usinas no SIN), discretização da carga própria em até três patamares (por exemplo, pesada, média e leve), representação dos cortes no suprimento do mercado de energia elétrica em até quatro patamares de déficit, além da consideração de diversos cenários de energias afluentes, obtidos através de um modelo autorregressivo periódico de ordem p , $PAR(p)$, que modela a afluência de um mês como sendo função das afluências dos p meses anteriores mais uma parcela estocástica chamada ruído.

Basicamente, o NEWAVE é composto pelos seguintes módulos:

I. Módulo de cálculo do sistema equivalente – Esta etapa consiste no cálculo dos subsistemas equivalentes de energia a partir de uma configuração definida nos dados de entrada. Dessa forma, podemos evitar a representação individual das usinas e seus reservatórios e adotar a representação agregada mencionada anteriormente. Essa representação objetiva reduzir a dimensionalidade do problema. Cada subsistema é definido por certas características como: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água, dentre outras.

II. Módulo de energias afluentes – Este módulo consiste em estimar os parâmetros do modelo estocástico, $PAR(p)$, e gerar séries sintéticas de energias naturais afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica (etapas forward e backward) e para geração de séries sintéticas de energias afluentes, geralmente 2000 séries, que serão percorridas de forma a analisar o desempenho com a política de operação anteriormente definida (PENNA, MACEIRA E DAMAZIO, 2005).

III. Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica - Consiste no principal módulo do modelo, onde é calculada a política de operação, de forma a minimizar os custos em cada etapa ao longo do horizonte de planejamento. Esse cálculo é feito

levando em conta as incertezas nas afluências futuras e os patamares de carga própria, de déficit e as indisponibilidades dos equipamentos. A política ótima dita alcançada a partir da análise dos limites do custo de operação calculados com a função de custo futuro dentro de um determinado intervalo de confiança, que define a convergência do processo (MACEIRA 1993).

IV. Módulo de simulação da operação - Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários hidrológicos. Calcula índices de desempenho, tais como o custo esperado de operação, o risco e profundidade de déficit, a distribuição de freqüências dos custos marginais, intercâmbios de energia, gerações hidráulicas e térmicas. Os cenários visitados nessa etapa também são gerados pelo modelo autorregressivo periódico, o PAR(p). Geralmente são percorridas 2000 séries analisando o desempenho com a política de operação definida no módulo III, que utilizou uma outra amostra de séries durante o cálculo desta.

2.2 Sistema equivalente de energia

Em um problema de planejamento com um grande número de usinas, diversos cenários de afluência possíveis e considerando um horizonte de planejamento muito extenso, fica inviável, do ponto de vista computacional, a solução do problema de otimização considerando todas as usinas. Para tanto, adota-se a representação por sistema equivalente de energia, fazendo com que cada subsistema seja representado por apenas um sistema equivalente. Este sistema equivalente tem os parâmetros calculados com base nos parâmetros de todas as usinas que constituem o subsistema. Para determinação dos parâmetros desses sistemas é considerado que os deplecionamentos ocorrem em paralelo, ou seja, os armazenamentos e os deplecionamentos ocorrem paralelamente em volume, mantendo-se a proporção de volume útil entre os reservatórios. Para um melhor entendimento das modificações proposta neste trabalho convém revisar os cálculos destes parâmetros com acoplamento hidráulico entre subsistemas. A seguir é mostrado o cálculo destes parâmetros para construção dos subsistemas equivalentes de energia, outros

parâmetros do cálculo do subsistema equivalente de energia encontram-se no apêndice A.

2.2.1 Energia armazenável máxima

Energia armazenável máxima determina a capacidade de armazenamento do reservatório equivalente de energia do sistema. Essa energia é calculada considerando o completo deplecionamento, do volume máximo até o volume mínimo, de todos os reservatórios do sistema com conseqüente geração de energia. Essa energia corresponde ao somatório do produto do volume útil das usinas que possuem reservatório pela produtibilidade acumulada da própria usina e das usinas a jusante. A produtibilidade acumulada de uma usina com reservatório é o produto entre o rendimento do conjunto turbina gerador pela altura equivalente do reservatório que é obtida pela integração da curva cota-volume. Nas usinas a fio d'água a produtibilidade é calculada da mesma maneira, mas o volume é considerado constante.

Temos então:

$$EAmáx = c_1 \sum_{i \in R} [Vutil_i \sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j]$$

Onde:

- $EAmáx$ - Energia armazenada máxima no sistema
- c_1 - Coeficiente que depende do sistema de unidades utilizado
- R - Conjunto de reservatórios pertencentes ao sistema
- $Vutil_i$ - Volume útil do reservatório i ($V_{max,i} - V_{min,i}$)
- J_i - Conjunto de usinas (fio d'água ou reservatório) a jusante do reservatório i, inclusive, até o mar
- ρ_j - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j.
- Heq_j - Altura máxima de queda equivalente da usina j, entre os volumes mínimos e máximos, para usinas com reservatório, ou altura líquida, constante, para usinas a fio d'água. A altura de queda é a diferença entre as cotas do reservatório e do canal de fuga da usina, descontada as perdas.

A energia armazenada máxima, assim como outras grandezas do sistema, depende da configuração fornecida, havendo mudança na configuração do sistema seu valor irá mudar.

2.2.2 Energia afluyente

A Energia afluyente corresponde a série histórica do somatório das energias afluyentes controláveis e da série histórica das energias afluyentes a fio d'água.

2.2.2.1 Energia afluyente controlável

Corresponde a vazão incremental afluyente aos reservatórios, valorizada pela sua produtibilidade e pelas produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante deste, até o próximo reservatório de jusante, exclusive. A energia afluyente controlável correspondente a um estágio t , é dada por:

$$EC_t = c_2 \sum_{i \in R} [QI_{i,t} (\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]$$

Onde:

- EC_t - Energia afluyente controlável, no estágio t
- c_2 - Coeficiente que depende do sistema de unidades adotado
- R - Conjunto de reservatórios pertencente ao sistema
- $QI_{i,t}$ - Vazão incremental afluyente controlável, no estágio t .
- J_i - Conjunto de usinas a fio d'água a jusante do reservatório i , inclusive, até o próximo reservatório, exclusive.
- ρ_j - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j
- Heq_j - Altura máxima de queda equivalente da usina j , entre os volumes mínimos e máximo, para usinas com reservatório, ou altura líquida, constante, para usinas a fio d'água. A altura de queda é a diferença entre as cotas do reservatório e do canal de fuga da usina, descontada as

perdas.

2.2.2.2 Correção da energia afluyente controlável

A série histórica de energia afluyente é calculada utilizando a altura de queda dos reservatórios, admitindo-se então que os reservatórios estão numa altura equivalente (65% de V_{max}). Porém durante a simulação de acordo com a operação decidida a altura de queda vai sendo modificada, portanto é necessário fazer a correção da energia devido a essa mudança de altura, para altura efetiva do reservatório.

O fator de correção da energia afluyente controlável disponível é função de uma parábola de segundo grau, obtida a partir de três pontos. Cada um destes pontos relaciona a energia armazenada e o fator de correção da energia controlável, referentes às alturas mínimas, média e máxima conforme mostrado na figura 2-1.

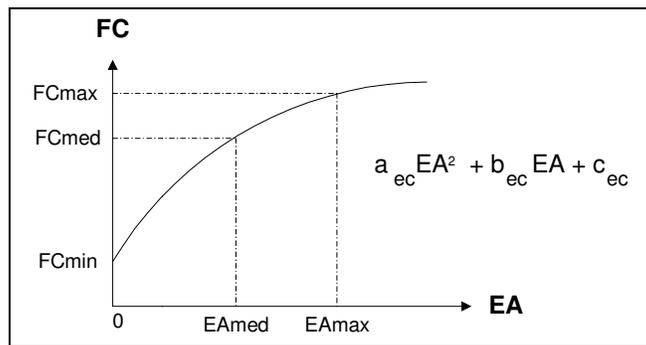


Figura 2-1- Parábola de correção da energia afluyente controlável.

Portanto a energia controlável será:

$$EC'_t = FC(EA_t) \times EC_t$$

Sendo:

$$FC(EA_t) = a_{ec} EA_t^2 + b_{ec} EA_t + c_{ec}$$

Onde:

EC'_t - Energia controlável afluyente corrigida, para o estágio t

EA_t - Energia armazenada para o estágio t

$FC(EA_t)$ - Fator de correção da energia controlável, função da energia armazenada no

- estágio t
- EC_t - Energia controlável afluyente calculada pela altura equivalente para o estágio t
- a_{ec}, b_{ec}, c_{ec} - Coeficientes da parábola de correção da energia controlável afluyente, para o estágio t

2.2.2.3 Energia afluyente a fio d'água

Corresponde a energia gerada pelas vazões incrementais afluentes a fio d'água, não passíveis de armazenamento neste tipo de usina. A vazão incremental afluyente a fio d'água corresponde a vazão afluyente a usina descontadas as vazões afluentes aos reservatórios das usinas a montante. A vazão que exceder a capacidade máxima de engolimento da usina é desconsiderada. A energia afluyente a fio d'água, para um estágio t, é dada por:

$$EFIO_t = c_2 \sum_{i \in F} \left\{ \min \left[\left(Q_{max_i} - \sum_{m \in M_i} Q_{min_{m,t}} \right), \left(Q_{i,t} - \sum_{m \in M_i} Q_{m,t} \right) \right] \right\} \rho_i h_i$$

- $EFIO_t$ - Energia afluyente fio d'água ao sistema, no estágio t
- F - Conjunto de usinas a fio d'água pertencentes ao sistema
- c_2 - Coeficiente que depende do sistema de unidades adotado
- Q_{max_i} - Engolimento máximo da usina a fio d'água
- M_i - Conjunto de primeiras usinas com reservatório, a montante da usina a fio d'água i
- $Q_{i,t}$ - Vazão afluyente ao reservatório i, no estágio t
- $Q_{min_{m,t}}$ - Defluência mínima obrigatória do reservatório m, no estágio t
- $Q_{m,t}$ - Vazão natural afluyente à usina m, no estágio t
- ρ_i - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina i
- h_i - Altura de queda da usina a fio d'água i

O engolimento máximo de uma usina a fio d'água corresponde à máxima vazão que pode ser turbinada e é dado por:

$$Q_{max_i} = c_3 \frac{P_i}{\rho_j h_j}$$

Onde:

- Q_{max_i} - Engolimento máximo da usina a fio d'água
- c_3 - Coeficiente que depende do sistema de unidade adotado
- P_i - Potência instalada na usina i
- ρ_j - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j
- h_j - Altura de queda da usina a fio d'água j

Para o cálculo da série histórica de energias afluentes, utiliza-se a série de energia bruta afluente a fio d'água. Energia bruta afluente a fio d'água correspondente a energia afluente a fio d'água, desconsiderando-se as perdas por engolimento máximo, e, para um estágio t, é dado por:

$$EFIOB_t = c_2 \sum_{i \in F} \left(Q_{i,t} - \sum_{m \in M_i} Q_{m,t} \right) \rho_i h_i$$

Onde:

- $EFIOB_t$ - Energia bruta afluente fio d'água, para o estágio t
- c_2 - Coeficiente que depende do sistema de unidade adotado
- F - Conjunto de usinas a fio d'água pertencentes ao sistema
- $Q_{i,t}$ - Vazão afluente ao reservatório i, no estágio t
- M_i - Conjunto de primeiras usinas com reservatório, a montante da usina a fio d'água i
- $Q_{m,t}$ - Vazão natural afluente à usina m, no estágio t
- ρ_i - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina i
- h_i - Altura de queda da usina a fio d'água i

2.2.2.4 Parcela da energia afluyente correspondente à energia afluyente controlável

A série gerada de energia afluyente corresponde a energia afluyente total, ou seja, energia afluyente controlável mais a energia afluyente a fio d'água. Para se calcular a energia afluyente controlável é necessário calcular a parcela da energia afluyente que corresponde a energia afluyente controlável. Isto é feito relacionando, para as séries históricas, a energia afluyente e energia afluyente controlável. A energia afluyente controlável para um dado estágio t é dado por:

$$EC_t = \gamma EAF_t$$

Onde:

- EC_t - Energia afluyente controlável, para o estágio t .
- γ - Participação da energia afluyente controlável na energia afluyente total.
- EAF_t - Energia natural afluyente, para o estágio t .

O coeficiente γ é estimado através do método dos mínimos quadrados:

$$S = \sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n (EC - \gamma EAF)^2$$

Onde:

- S - Soma dos quadrados dos desvios
- n - Número total de observações
- e_i - Erro para a observação i
- EC - Energia controlável
- γ - Participação da energia afluyente controlável na energia afluyente total.
- EAF - Energia natural afluyente

Derivando-se em relação ao coeficiente γ e igualando a zero, tem-se:

$$\frac{\partial S}{\partial \gamma} = -2 \sum_{i=1}^n EAF (EC - \gamma EAF) = 0$$

Ou melhor:

$$\gamma = \frac{\sum_{i=1}^n EAF \times EC}{\sum_{i=1}^n EAF^2}$$

2.2.3 Energia de vazão mínima

A energia de vazão mínima é decorrente da obrigatoriedade de uma defluência mínima, constante ao longo do tempo, nas usinas com reservatório. A energia de vazão mínima corresponde à valorização da defluência mínima obrigatória das usinas com reservatório, pela produtibilidade desta usina e pelas produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante, até o próximo reservatório exclusive. E é dada por:

$$EVZ_t = c_2 \sum_{i \in R} [QI_{min,i,t} (\sum_{j \in J_i} \rho_j h_j)]$$

Onde:

- EVZ_t - Energia de vazão mínima, no estágio t
- $Qmin_{i,t}$ - Vazão incremental, entre reservatórios, correspondente à defluência mínima obrigatória para o reservatório i, no estágio t
- J_i - usinas a jusante da usina com reservatório i, inclusive, até o mar.
- h_j - Altura de queda efetiva nas usina.

2.2.4 Energia para enchimento do volume morto

Para entrada em operação de uma usina com reservatório é necessário o enchimento do seu volume morto. Quando é fechada a barragem para o enchimento do ser reservatório, parte da energia é retida e não será mais liberada. Esta energia significa uma perda para o sistema e é dada por:

$$EVM_t = c_5 \sum_{i \in V} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j h_{eqj}$$

Onde:

- EVM_t - Energia de volume morto, para o estágio t.
- c_5 - Coeficiente que depende do sistema de unidades adotado
- V - Conjunto de usinas com enchimento de volume morto, no estágio t
- $V_{min,i}$ - Volume mínimo da usina i. Correspondente ao volume morto.
- $\Delta t_{vm,i}$ - Duração da operação de enchimento do volume morto da usina i
- L_i - Conjunto de usinas a jusante da usina i, exclusive.

2.3 Sistema equivalente com acoplamento hidráulico

A formulação apresentada no item 2.2 não leva em consideração acoplamento hidráulico entre subsistemas. Se houver acoplamento hidráulico entre subsistemas, parte da energia armazenada no subsistema de montante pertence ao subsistema de jusante, ou seja, parte da energia ao ser desestocada pelo sistema de montante será energia afluyente ao sistema de jusante. Uma parte desta energia ao ser desestocada pelo subsistema de montante será gerada no próprio subsistema, parte será energia afluyente controlável no subsistema de jusante e outra parte será energia afluyente a fio d'água no subsistema de jusante.

Supondo um sistema hipotético Y mostrado na figura 2-2, desta maneira a energia armazenada neste sistema será:

$$EA_Y = c_1 \{ V_A (r_A H_A + r_C H_C + r_d h_d + r_E H_E) + V_B (r_B H_B + r_C H_C + r_d h_d + r_E H_E) + V_C (r_C H_C + r_d h_d + r_E H_E) + V_E r_E H_E \}$$

Onde:

- V_i - Volume da usina i
- r_i - Rendimento do conjunto turbine-gerdor
- H_i - Altura equivalente
- h_i - Altura de queda líquida

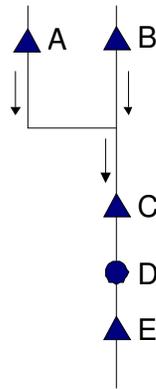


Figura 2-2 – Sistema hipotético Y

O sistema hipotético Y será dividido agora em dois sistemas, um sistema Y_1 constituído pelas usinas A, B e C, e um sistema Y_2 constituído pelas usinas D e E, conforme mostrado na figura 2-3. Desta forma a energia armazenada no sistema Y será dividida entre os sistemas Y_1 e Y_2 , conforme mostrado abaixo:

$$EA_{Y_1} = c_1\{V_A(r_A H_A + r_C H_C + r_d h_d + r_E H_E) + V_B(r_B H_B + r_C H_C + r_d h_d + r_E H_E) + V_C(r_C H_C + r_d h_d + r_E H_E)\}$$

$$EA_{Y_2} = c_1\{V_E r_E H_E\}$$

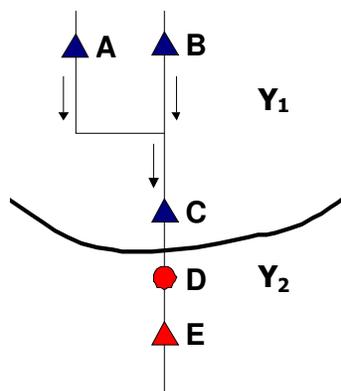


Figura 2-3 - Sistema hipotético Y dividido em dois sistemas.

Com isso parte da energia armazenada no sistema Y_1 será gerada no próprio sistema e parte da energia armazenada será energia afluente ao sistema Y_2 , desta forma, a energia armazenada no sistema Y_1 será dividida em três parcelas, uma correspondente

a geração no próprio sistema, uma correspondente a energia afluyente controlável no sistema Y_2 e uma correspondente a energia afluyente a fio d'água no sistema Y_2 , apresentadas abaixo.

- Parcela da energia armazenada em Y_1 correspondente à geração própria de Y_1

$$c_1\{V_A(r_A H_A + r_C H_C) + V_B(r_B H_B + r_C H_C) + V_C(r_C H_C)\}$$

- Parcela da energia armazenada em Y_1 afluyente controlável à Y_2

$$c_1\{V_A(r_E H_E) + V_B(r_E H_E) + V_C(r_E H_E)\}$$

- Parcela da energia armazenada em Y_1 afluyente a fio d'água em Y_2

$$c_1\{V_A(r_d h_d) + V_B(r_d h_d) + V_C(r_d h_d)\}$$

A partir destas parcelas de energia é possível criar frações para ponderação do destoque do sistema Y_1 que será energia gerada no próprio sistema e energia que será afluyente no sistema Y_2 . Essas frações são calculadas como sendo:

- Fração da energia armazenada correspondente a parcela própria

$$A = \frac{c_1\{V_A(r_A H_A + r_C H_C) + V_B(r_B H_B + r_C H_C) + V_C(r_C H_C)\}}{EA_{Y_1}}$$

- Fração da energia armazenada correspondente a parcela controlável em Y_2

$$B_{Y_1 Y_2} = \frac{c_1\{V_A(r_E H_E) + V_B(r_E H_E) + V_C(r_E H_E)\}}{EA_{Y_1}}$$

- Fração da energia armazenada correspondente a parcela fio d'água em Y_2

$$C_{Y_1 Y_2} = \frac{c_1\{V_A(r_d h_d) + V_B(r_d h_d) + V_C(r_d h_d)\}}{EA_{Y_1}}$$

De maneira geral as parcelas de acoplamento são descritas abaixo:

a) Parcela própria de energia armazenada

Corresponde a parcela de armazenada no reservatório equivalente de energia que quando desestocada será gerada no próprio subistema:

$$A = \frac{c_1 \sum_{i \in R} [V_{\text{útil}_i}(\sum_{j \in j_i^a} \rho_j Heq_j)]}{E_{\text{Amax}}}$$

Onde:

j_i^a - Conjunto de usinas (fio d'água ou com reservatório), a jusante do reservatório i, até o mar, pertencentes ao sistema analisado

b) Parcela controlável da energia armazenada de um sistema nos sistemas a jusante

Corresponde a parcela de energia armazenada no reservatório equivalente de energia que quando desestocada será energia afluyente controlável no subistema de jusante.

$$B_j = \frac{c_1 \sum_{i \in R} [V_{\text{útil}_i}(\sum_{j \in j_i^b} \rho_j Heq_j)]}{E_{\text{Amax}}}$$

Onde:

j - Qualquer subistema a jusante do analisado.

j_i^b - Conjunto de usinas, a partir do primeiro reservatório a jusante do reservatório i, até o mar, pertencentes a sistemas de jusante.

c) Parcela a fio d'água nos sistemas a jusante

Corresponde a parcela da energia armazenada no reservatório equivalente de energia que quando desestocada será gerada nas usinas a fio d'água no subistema de jusante.

$$C_j = \frac{c_1 \sum_{i \in R} [V_{\text{útil}_i}(\sum_{j \in j_i^c} \rho_j Heq_j)]}{E_{\text{Amax}}}$$

Onde:

j_i^c - Conjunto de usinas a fio d'água consecutivas, até o primeiro reservatório exclusive, que estão a jusante do reservatório i, pertencentes a sistemas de jusante.

Assim como a energia armazenada, outras variáveis do sistema equivalente também serão divididas em parcelas devido ao acoplamento hidráulico. Essas variáveis são:

- **Energia de vazão mínima**

a) Parcela própria de energia de vazão mínima

$$AVZ = \frac{c_2 \sum_{i \in R} [QI_{min,i,t} (\sum_{j \in J_i^a} \rho_j h_j)]}{EVZ_t}$$

Onde:

J_i^a - Conjunto de usinas (fio d'água ou com reservatório), a jusante do reservatório i, até o mar, pertencentes ao sistema analisado.

b) Parcela controlável da energia de vazão mínima de um subsistema nos subsistemas de jusante

$$BVZ_j = \frac{c_2 \sum_{i \in R} [QI_{min,i,t} (\sum_{j \in J_i^b} \rho_j h_j)]}{EVZ_t}$$

Onde:

j - Qualquer subsistema a jusante do analisado

J_i^b - Conjunto de usinas, a partir do primeiro reservatório a jusante do reservatório i, até o mar, pertencentes ao sistema de jusante.

c) Parcela a fio d'água nos subsistemas de jusante

$$CVZ_j = \frac{c_2 \sum_{i \in R} [QI_{min,i,t} (\sum_{j \in J_i^c} \rho_j h_j)]}{EVZ_t}$$

Onde:

J_i^c - Conjunto de usinas a fio d'água consecutivas, até o primeiro reservatório exclusive, que estão a jusante do reservatório i, pertencentes a sistemas de jusante.

- Energia para enchimento de volume morto

Ao se adotar o acoplamento hidráulico, a perda decorrente da operação de enchimento do volume morto de uma usina representará perda nos sistemas a jusante desta usina. Deste modo, é necessário calcular as parcelas que representarão estas perdas por sistema, função das produtibilidades das usinas afetadas.

- a) Parcela própria do enchimento do volume morto

Corresponde a parcela da energia de enchimento de volume morto que será perdida no próprio sistema. É dada por:

$$AVM = \frac{c_5 \sum_{i \in V} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i^a} \rho_j h e q_j}{EVM}$$

Onde:

AVM - Fração da energia de volume morto que será perdida no próprio sistema ao qual pertence a usina i.

L_i^a - Conjunto de usinas a jusante da usina i, exclusive, pertencentes ao mesmo sistema que a usina i.

- b) Parcela controlável do enchimento do volume morto

Parcela que corresponde a energia de enchimento de volume morto que será abatida na energia controlável do subsistema de jusante. É dada por:

$$BVM_j = \frac{c_5 \sum_{i \in V} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i^b} \rho_j h e q_j}{EVM}$$

Onde:

- BVM_j - Fração da energia de volume morto que será abatida da energia afluyente controlável dos sistema de jusante da usina i
- J - Sistema a jusante da usina i
- L_i^b - Conjunto de usinas, a partir do primeiro reservatório a jusante da usina i , até o mar, pertencente a sistemas de jusante

c) Parcela fio d'água do enchimento do volume morto

Parcela de energia de enchimento de volume morto que será abatida na energia afluyente a fio d'água dos sistemas de jusante. É dada por:

$$CVM_j = \frac{c_5 \sum_{i \in V} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i^c} \rho_j h e q_j}{EVM}$$

Onde:

- CVM_j - Fração da energia de volume morto que será abatida da energia afluyente a fio d'água dos sistema de jusante da usina i
- L_i^c - Conjunto de usinas a fio d'água consecutivas, até o próximo reservatório exclusive, a jusante da usina i , pertencentes a sistema de jusante

3 Aprimoramento do Modelo Equivalente de Energia para Representação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados com Vínculo Hidráulico

A formulação apresentada anteriormente no item 2.3 é feita considerando que todo o desestoque do sistema de montante será energia afluyente no sistema de jusante, o que nem sempre ocorre. Podemos ter uma cascata acoplada com o subsistema de jusante e outras cascatas não acopladas, como é o caso, por exemplo, de Itaipu quando este é considerado como um subsistema. Parte do Sudeste está acoplado hidraulicamente com Itaipu (Bacia do Paraná) como mostrado na figura 3-1 e o restante do Sudeste não está hidraulicamente acoplado com este, como mostrado na figura 3-2.

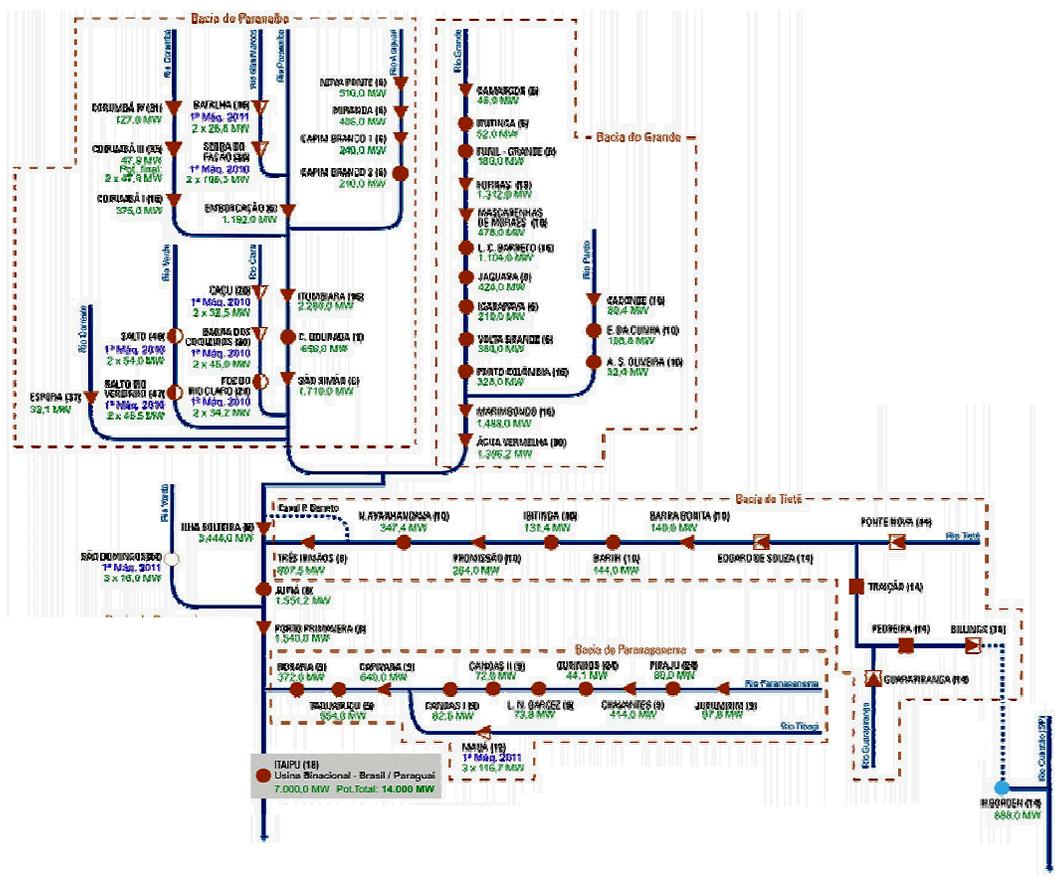


Figura 3-1- Sistema Sudeste Acoplado com Itaipu.

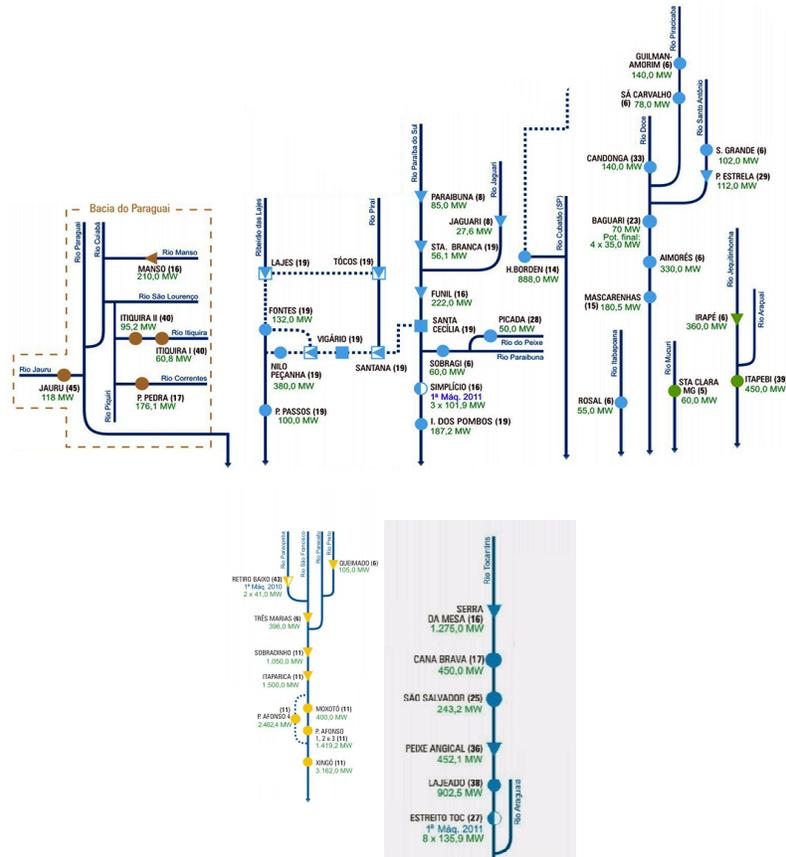


Figura 3-2 - Sudeste não acoplado com Itaipu.

Por este motivo esta formulação na prática apresentou resultados para geração de Itaipu abaixo dos valores observados na operação real desta usina, pois para gerar o mesmo montante de energia em Itaipu seria necessário um desestoque maior do subsistema de montante se for considerada esta formulação do que seria necessário se os reservatórios da parte acoplada e não acoplada operassem de forma independente. Como o reservatório equivalente de energia é único, seria necessário então separar a energia armazenada do sistema em dois, um sistema completamente acoplado e outro completamente não acoplado. Essa seria uma boa representação, já que dividir o subsistema em dois é análogo a separar as equações de balanço hídrico. Porém a separação do Sudeste em dois não pratica não é adequada visto que são definidos para o Sistema Interligado Nacional quatro submercados¹ (Sudeste/Centro-

¹ Submercado são regiões de um sistema elétrico interligado cujas restrições de transmissão internas não provocam diferenças de preços.

Oeste, Sul, Nordeste e Norte). A divisão do Sudeste em dois implica na obtenção de dois CMOs. Esses CMOs na maior parte das vezes apresentam o mesmo valor. Entretanto pode haver situações em que restrições ativas façam com que esses CMOs sejam diferentes. Neste caso não se consegue definir o CMO do submercado Sudeste. Uma tentativa de simular esta separação foi colocar um peso na parcela não acoplada para tentar emular a operação do reservatório como se ele fosse separado em dois, um completamente acoplado com o subsistema de jusante e outro completamente desacoplado com o subsistema de jusante. A dificuldade que surgiu ao fazer esta consideração era qual valor deste peso e como ele seria calculado. Aqui serão apresentadas duas formas para o cálculo do peso de acoplamento. A primeira apresenta a formulação atualmente utilizada pelo NEWAVE, onde este peso é calculado utilizando o percentual acoplado da energia controlável. A segunda formulação apresentada é o objetivo do presente trabalho, ou seja, a proposta de uma nova formulação onde o peso será calculado pela energia armazenável máxima.

3.1 Formulação atual para estimativa do peso

Em uma primeira tentativa utilizou-se o percentual acoplado da energia controlável do subsistema de montante que está acoplado com o subsistema de jusante. A escolha do cálculo do peso utilizando a energia controlável deve-se ao fato desta energia considerar a sazonalidade. Portanto o cálculo do fator utilizado na versão atual do NEWAVE (16.3) é:

$$peso_m = \frac{1}{nanosh} \sum_{k=1}^{nanosh} \frac{c_1 \sum_{i \in R_{ac}} [Q_{inci}^{m,k}(\sum_{j \in W_i} \rho_j H_{eqj})]}{c_1 \sum_{i \in R_{nac}} [Q_{inci}^{m,k}(\sum_{j \in W_i} \rho_j H_{eqj})] + c_1 \sum_{i \in R_{ac}} [Q_{inci}^{m,k}(\sum_{j \in W_i} \rho_j H_{eqj})]}$$

Onde:

- c_1 - Constante que depende do sistema de unidades adotado
- W_i - Conjunto de usinas (fio d'água ou com reservatório), a jusante do reservatório i , inclusive, pertencentes ao sistema analisado (montante)
- R_{nac} - Conjunto de reservatório pertencentes ao sistema analisado que não estão em cascata acoplada ao sistema de jusante.

- R_{ac} - Conjunto de reservatórios pertencentes ao sistema analisado que estão em cascata acoplada ao sistema de jusante.
- ρ_j - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j .
- Heq_j - Altura de queda equivalente da usina j , entre os volumes mínimos e máximos, para usinas com reservatório, ou altura líquida, constante, para usinas a fio d'água. A altura de queda é a diferença entre as cotas do reservatório e do canal de fuga da usina, descontadas as perdas.
- $Q_{inc_i}^{m,k}$ - Vazão incremental histórica à usina i do ano k e mês m .
- $nanosh$ - Número de anos do registro histórico de afluições.

3.2 *Calculo das parcelas de acoplamento considerando o peso*

O objetivo de utilizar um peso nas parcelas de acoplamento é corrigir essas parcelas de modo que estas reflitam o comportamento do reservatório do subsistema de montante como se ele estivesse separado em dois, um acoplado e outro não acoplado. Portanto todos os parâmetros do sistema que foram divididos em parcelas receberão um peso na parte não acoplada. A seguir são apresentadas as expressões para as parcelas de acoplamento, considerando a adoção do fator de acoplamento na parte não acoplada do subsistema. Para facilitar a notação utilizada neste item, os índices relativos ao período e ao mês não serão representados nas expressões abaixo.

3.2.1 **Energia armazenada máxima**

a) Parcela própria

$$A = \frac{(1 - peso)[c_1 \sum_{i \in R_{NAC}} [Vútil_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]] + c_1 \sum_{i \in R_{AC}} [Vútil_i(\sum_{j \in J_i^a} \rho_j Heq_j)]}{(1 - peso)[c_1 \sum_{i \in R_{NAC}} [Vútil_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]] + c_1 \sum_{i \in R_{AC}} [Vútil_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]}$$

Onde:

- c_1 - Constante que depende do sistema de unidades adotado

- j_i^a - Conjunto de usinas (fio d'água ou com reservatório), a jusante do reservatório i, pertencentes a cascata do sistema analisado presente também no sistema de jusante.
- R_{NAC} - Conjunto de reservatórios pertencentes ao sistema analisado que não estão em cascata acoplada ao sistema de jusante
- R_{AC} - Conjunto de reservatórios pertencentes ao sistema analisado que estão em cascata acoplada ao sistema de jusante
- ρ_j - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j.
- Heq_j - Altura de queda equivalente da usina j, entre os volumes mínimos e máximos, para usinas com reservatório, ou altura líquida, constante, para usinas a fio d'água. A altura de queda é a diferença entre as cotas do reservatório e do canal de fuga da usina, descontadas as perdas.
- $V_{\text{útil}_i}$ - Volume útil do reservatório i ($V_{\text{max},i} - V_{\text{min},i}$)
- J_i - Conjunto de usinas (fio d'água ou com reservatório), a jusante do reservatório i, até o mar.

- b) Parcela controlável da energia armazenada de um sistema nos sistemas a jusante

$$B_j = \frac{c_1 \sum_{i \in R_{AC}} [V_{\text{útil}_i} (\sum_{j \in j_i^b} \rho_j Heq_j)]}{(1 - \textit{peso}) [c_1 \sum_{i \in R_{NAC}} [V_{\text{útil}_i} (\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]] + c_1 \sum_{i \in R_{AC}} [V_{\text{útil}_i} (\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]}$$

Onde:

- j_i^b - Conjunto de usinas, a partir do primeiro reservatório a jusante do reservatório i, até o mar, pertencente ao sistema de jusante.
- J - Qualquer sistema a jusante do sistema analisado.

- c) Parcela a fio d'água nos sistemas a jusante

$$C_j = \frac{c_1 \sum_{i \in R_{AC}} [Vútil_i(\sum_{j \in j_i^c} \rho_j Heq_j)]}{(1 - peso)[c_1 \sum_{i \in R_{NAC}} [Vútil_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]] + c_1 \sum_{i \in R_{AC}} [Vútil_i(\sum_{j \in j_i} \rho_j Heq_j)]}$$

j_i^c - Conjunto de usinas a fio d'água consecutivas, até o primeiro reservatório exclusive, que estão a jusante do reservatório i, pertencente ao sistema de jusante

A participação de cada parcela é calculada e os valores resultantes são adotados como coeficientes de ponderação do desestoque de um sistema na resolução do problema de operação, podendo então resultar em geração no próprio sistema onde está armazenada, em energia afluyente controlável ou em energia afluyente a fio d'água nos sistemas de jusante. É importante ressaltar que a soma das parcelas própria, controlável e afluyente a fio d'água corresponde à energia armazenável máxima do sistema equivalente original, se esses dois subsistemas estiverem no mesmo nível de armazenamento.

3.2.2 Energia de vazão mínima

a) Parcela própria

$$AEVZ = \frac{(1 - peso)[c_2 \sum_{i \in R_{NAC}} [QImin_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]] + c_2 \sum_{i \in R_{AC}} [QImin_i(\sum_{j \in j_i^a} \rho_j Heq_j)]}{(1 - peso)(c_2 \sum_{i \in R_{NAC}} [QImin_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]] + c_2 \sum_{i \in R_{AC}} [QImin_i(\sum_{j \in j_i} \rho_j Heq_j)]}$$

Onde:

- c_2 - Constante que depende do sistema de unidades adotado
- $QImin_i$ - Vazão incremental, entre reservatórios, correspondente a defluente mínima obrigatório, para o reservatório i.
- j_i - Usina a jusante da usina com reservatório i, inclusive, até o mar.
- j_i^a - Usinas a jusante da usina com reservatório i, inclusive, até o mar, pertencentes a uma cascata do sistema analisado presente também
- Heq_j - Altura de queda efetiva na usina j.

b) Parcela afluyente controlável de sistemas a jusante

$$BEVZ_j = \frac{c_2 \sum_{i \in R_{AC}} [QImin_i(\sum_{j \in j_i^b} \rho_j Heq_j)]}{(1 - peso)(c_2 \sum_{i \in R_{NAC}} [QImin_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]) + c_2 \sum_{i \in R_{AC}} [QImin_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]}$$

Onde:

j_i^b - Usinas a jusante da usina com reservatório i, inclusive, até o mar, pertencente ao sistema de jusante.

c) Parcela afluenta a fio d'água de sistemas de jusante

$$CEVZ_j = \frac{c_2 \sum_{i \in R_{AC}} [QImin_i(\sum_{j \in j_i^c} \rho_j Heq_j)]}{(1 - peso)(c_2 \sum_{i \in R_{NAC}} [QImin_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]) + c_2 \sum_{i \in R_{AC}} [QImin_i(\sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j)]}$$

Onde:

j_i^c - Conjunto de usinas a fio d'água consecutivas, até o primeiro reservatório exlusive, que estão a jusante do reservatório i, pertencentes ao sistema de jusante.

3.2.3 Energia de volume morto

a) Parcela própria

$$AVM = \frac{(1 - peso) c_3 \left(\sum_{i \in V_{NAC}} \frac{Vmin_i}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j Heq_j \right) + c_3 \sum_{i \in V_{AC}} \frac{Vmin_i}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i^a} \rho_j Heq_j}{(1 - peso) c_3 \left(\sum_{i \in V_{NAC}} \frac{Vmin_i}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j Heq_j \right) + c_3 \sum_{i \in V_{AC}} \frac{Vmin_i}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j Heq_j}$$

Onde:

c_3 - constante que depende do sistema de unidades adotado.

V_{NAC} - conjunto de usinas com enchimento de volume morto pertencentes ao sistema analisado que não estão em cascata acoplada ao sistema de jusante.

- V_{AC} - conjunto de usinas com enchimento de volume morto pertencentes ao sistema analisado que estão em cascata acoplada ao sistema de jusante.
- $V_{min,i}$ - volume mínimo da usina i . Corresponde ao volume morto.
- $\Delta t_{vm,i}$ - duração da operação de enchimento do volume morto da usina i .
- L_i - conjunto de usinas a jusante da usina i , até o mar.
- L_i^a - conjunto de usinas do sistema analisado (montante) a jusante da usina i , exclusive, pertencentes a uma cascata do sistema analisado presente também no sistema de jusante.

b) Parcela afluyente controlável de sistemas a jusante

$$BVM_j = \frac{c_3 \sum_{i \in V_{AC}} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i^b} \rho_j Heq_j}{(1 - peso) c_3 \left(\sum_{i \in V_{NAC}} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j Heq_j \right) + c_3 \sum_{i \in V_{AC}} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j Heq_j}$$

- L_i^b - usinas a jusante da usina com reservatório i , inclusive, até o mar, pertencentes ao sistema de jusante.

c) Parcela afluyente a fio d'água de sistemas a jusante

$$CVM_j = \frac{c_3 \sum_{i \in V_{AC}} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i^c} \rho_j Heq_j}{(1 - peso) c_3 \left(\sum_{i \in V_{NAC}} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j Heq_j \right) + c_3 \sum_{i \in V_{AC}} \frac{V_{min,i}}{\Delta t_{vm,i}} \sum_{j \in L_i} \rho_j Heq_j}$$

- L_i^c - conjunto de usinas a fio d'água consecutivas, até o primeiro reservatório exclusive, que estão a jusante do reservatório i , pertencente ao sistema de jusante.

3.2.4 Análise da formulação atual

Ao se fazer testes com esta formulação, o montante de geração de Itaipu ficou mais próximo da operação real desta usina, porém, para validar este peso testes foram feitos separando o Sudeste em dois subsistemas, conforme figura 3-3, um totalmente acoplado com o subsistema Itaipu e outro completamente desacoplado com Itaipu. A separação do Sudeste seria a melhor representação da operação destes subsistemas, já que as operações dos reservatórios equivalentes destes subsistemas não seriam necessariamente em paralelo.

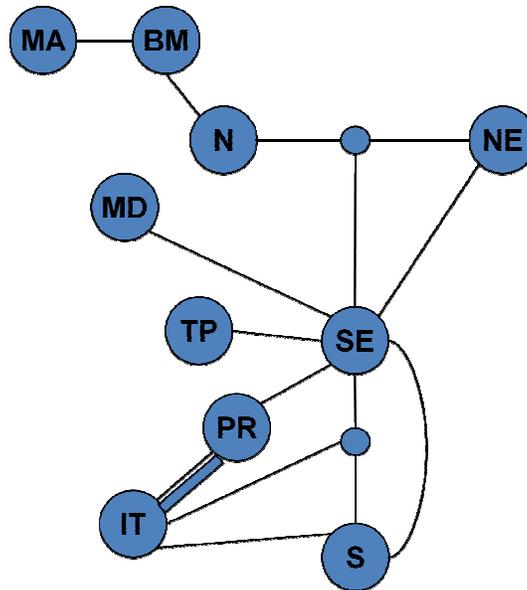


Figura 3-3 - Esquema das usinas para o caso com 2 Sudestes.

O objetivo é estudar a influência do peso na operação do subsistema de jusante. Para tanto foi rodado o NEWAVE utilizando dois Sudestes e, portanto sem influência do peso, e outra rodada utilizando apenas um Sudeste, conforme figura 3-4 e consequentemente utilizando o peso para o cálculo das parcelas de acoplamento.

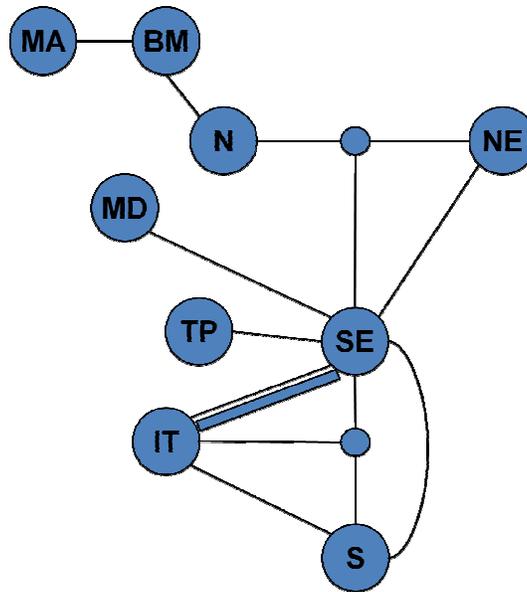


Figura 3-4 - Esquema dos subsistemas para o caso com Sudeste único.

No caso onde é utilizado dois Sudestes todo mercado e a geração térmica ficaram no subsistema Sudeste não acoplado e foi criada uma linha de transmissão entre os dois Sudestes com capacidade de intercâmbio infinita, ou seja, sem restrição de intercâmbio. Este estudo foi feito com um caso de PDE 2017 e, portanto o horizonte de estudo de 10 anos. Ao se comparar o resultado dos dois casos foi observado que a geração média de Itaipu a partir do ano de 2012 para os casos rodados com 2 Sudestes e com 1 Sudeste foi consideravelmente diferentes. Como mostrado na figura 3-5 o caso onde foi utilizado o peso na parcela de acoplamento a geração média de Itaipu ficou acima da geração média de Itaipu do caso onde foi utilizado dois Sudestes. Foi observado então que o peso na parcela de acoplamento necessita de um aprimoramento para que a geração quando utilizado um Sudeste e quando for utilizado dois Sudestes sejam equivalentes. O peso utilizado atualmente no NEWAVE está superestimando a geração do subsistema de jusante. Para tornar a formulação com Sudeste único próxima a formulação com dois Sudeste, foi então proposto alterar a formulação para o calculo do peso a ser utilizado no calculo das parcelas de acoplamento, esta nova formulação levaria em consideração a energia armazenável máxima do subsistema.

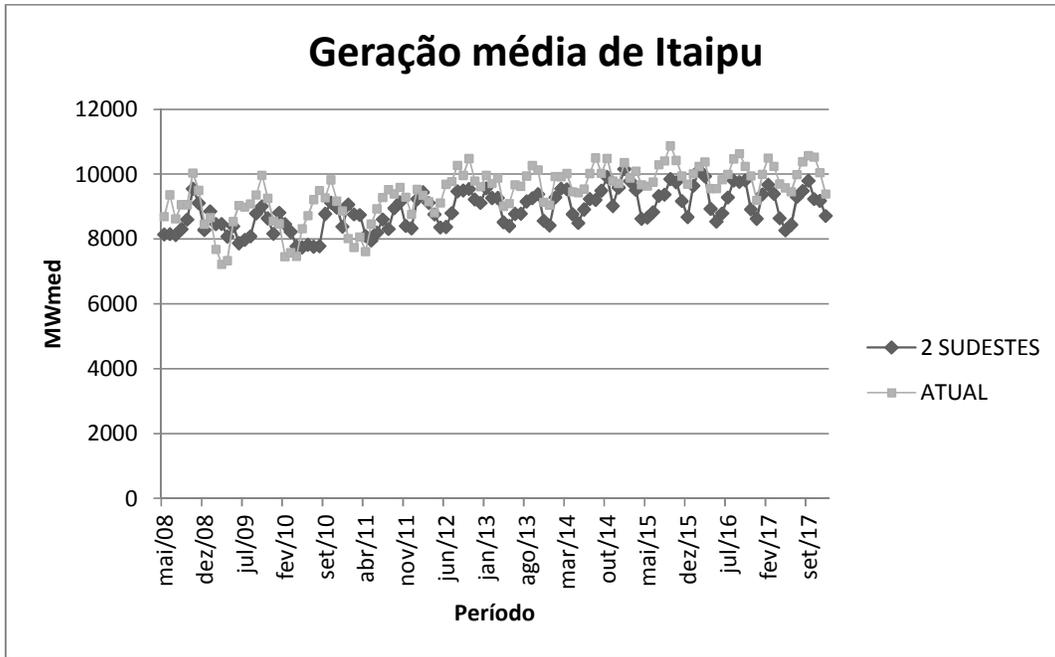


Figura 3-5- Geração média de Itaipu para o caso com dois Sudestes e caso com a formulação atual para o cálculo do peso.

Apesar desses resultados observados no PDE 2017, quando foi proposta a formulação do peso através da energia controlável, os resultados apresentaram resultados aderentes.

3.3 Formulação proposta para estimativa do peso

Com o objetivo de fazer com que a geração de Itaipu quando é utilizado apenas um Sudeste fosse aderente a geração alcançada quando é utilizado dois Sudestes. Foram feitas algumas sugestões de como esse novo fator poderia ser calculado. Os melhores resultados foram obtidos quando foi utilizada a energia armazenável máxima no cálculo do peso. No cálculo do peso então é feita a subtração do percentual da energia armazenável máxima do Sudeste acoplado e da energia armazenável máxima do Sudeste não acoplado, ou seja:

$$peso = \frac{EARMmax_{AC} - EARMmax_{NAC}}{EARMmax_{AC} + EARMmax_{NAC}}$$

Onde

- $EARM_{max_{AC}}$ - Energia armazenável máxima do Sudeste acoplado com Itaipu
- $EARM_{max_{NAC}}$ - Energia armazenável máxima do Sudeste não acoplado com Itaipu

Desta maneira o peso poderá assumir valores negativos, o que não era possível com a formulação do peso atualmente utilizada no programa NEWAVE.

A maneira utilizada para cálculo das parcelas de acoplamento para os diversos parâmetros utilizados na proposição anterior do peso continua a mesma, mudando apenas o cálculo do peso a ser utilizado nas parcelas de acoplamento. Para o caso de Itaipu este peso fica próximo a 0,5, pois o percentual de energia armazenável máxima do Sudeste acoplado é da ordem de 75% e o percentual de energia armazenada máxima do Sudeste não acoplado é da ordem de 25%. O cálculo do peso desta forma faz com que a parcela do subsistema Sudeste que é considerada como energia afluenta a fio d'água no subsistema de jusante fique menor do que quando é utilizado a metodologia atual do NEWAVE. Como para o horizonte de estudo utilizado a usina de Itaipu é considerada a fio d'água, não existirá a parcela de acoplamento de energia controlável.

Para fazer a validação desta nova metodologia de cálculo do peso de acoplamento, foi feita a rodada do NEWAVE e observada a geração média de Itaipu. A geração utilizando esta nova metodologia ficou mais aderente com o caso onde é considerado dois Sudestes, um totalmente acoplado e outro totalmente não acoplado com o subsistema de Itaipu, para fazer a validação com outras configurações também foram feitos estudos com acoplamento do Sudeste com o Norte e do Sudeste com o Nordeste.

4 Resultados

4.1 Acoplamento Sudeste com Itaipu (Caso de PDE 2017)

Para avaliar o impacto da nova metodologia de cálculo do peso a ser utilizado nas parcelas de acoplamento foi feita a rodada de NEWAVE com Sudeste único utilizando esta nova metodologia. A figura 4-1 mostra a geração hidráulica média do subsistema Itaipu para os casos onde foi utilizados dois Sudestes, um completamente acoplado com a usina de Itaipu e outro completamente desacoplado com a usina de Itaipu, o caso onde é utilizado a metodologia atual do NEWAVE para o cálculo do peso e o caso onde é utilizada a metodologia proposta para o cálculo do peso.

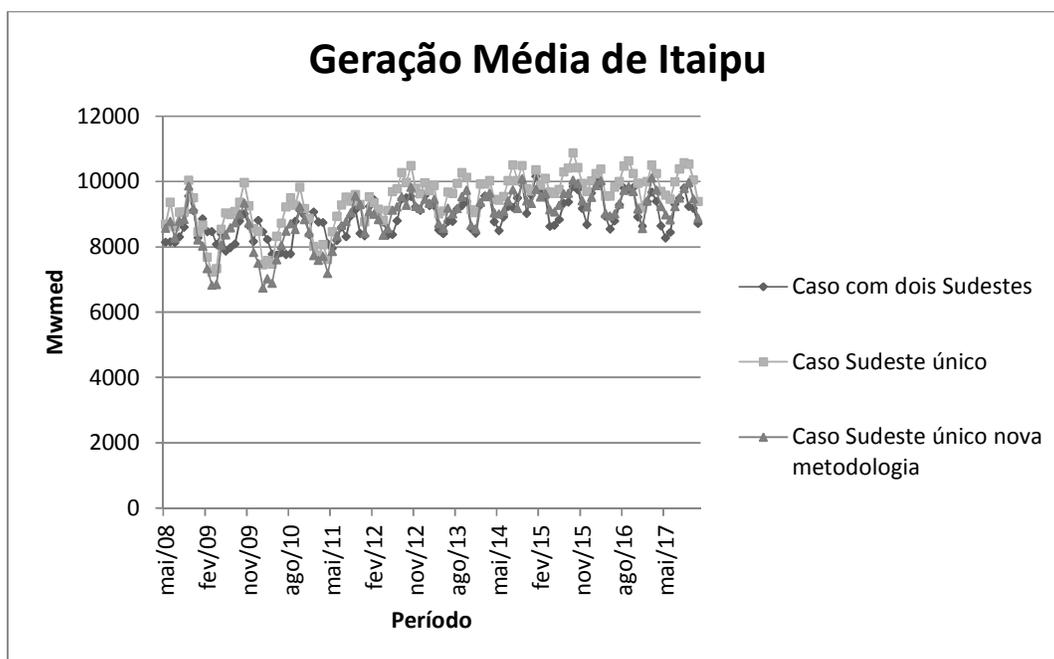


Figura 4-1 - Geração média de Itaipu para os casos com dois Sudestes, casos com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Podemos observar que a metodologia proposta de cálculo do peso apresentou resultados mais próximos da geração com dois Sudestes que a metodologia utilizada atualmente no NEWAVE. A geração média da usina de Itaipu utilizando o novo peso ficou mais aderente a geração esperada, ou seja, utilizando os dois sudestes

separados. Observamos que durante todo o período de simulação a geração média de Itaipu utilizando esta nova metodologia ficou abaixo da geração com o caso onde é utilizada a metodologia atual, e no mesmo patamar do caso onde é utilizado dois Sudestes. Abaixo são apresentados os demais resultados para este caso.

a) Geração Hidráulica

A seguir é apresentada a geração hidráulica para os demais subsistemas. Sabendo que a geração para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

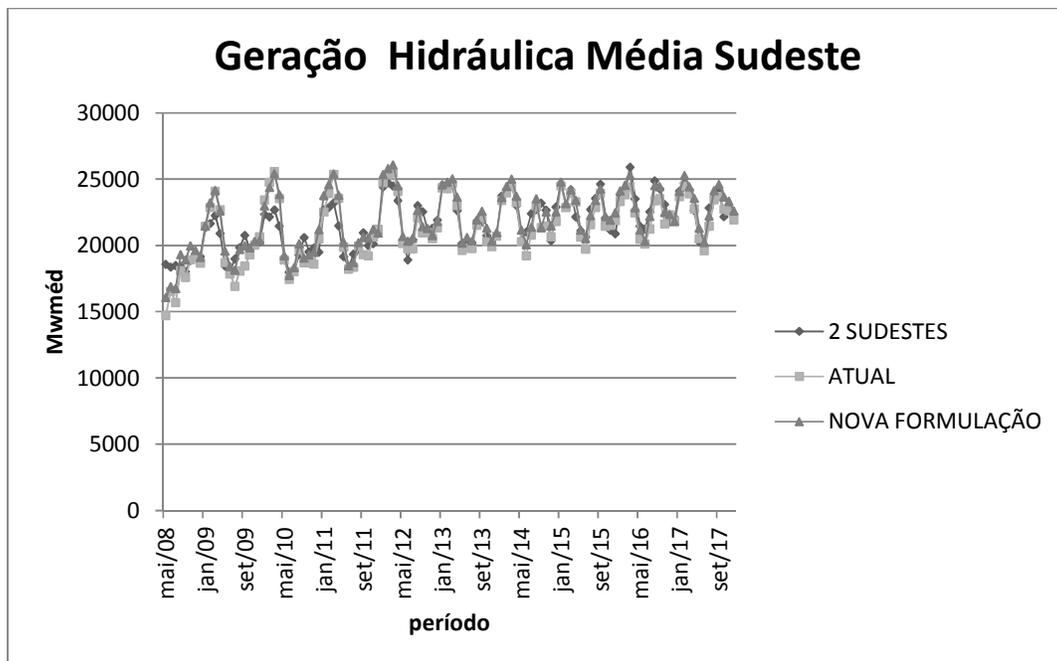


Figura 4-2 -Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

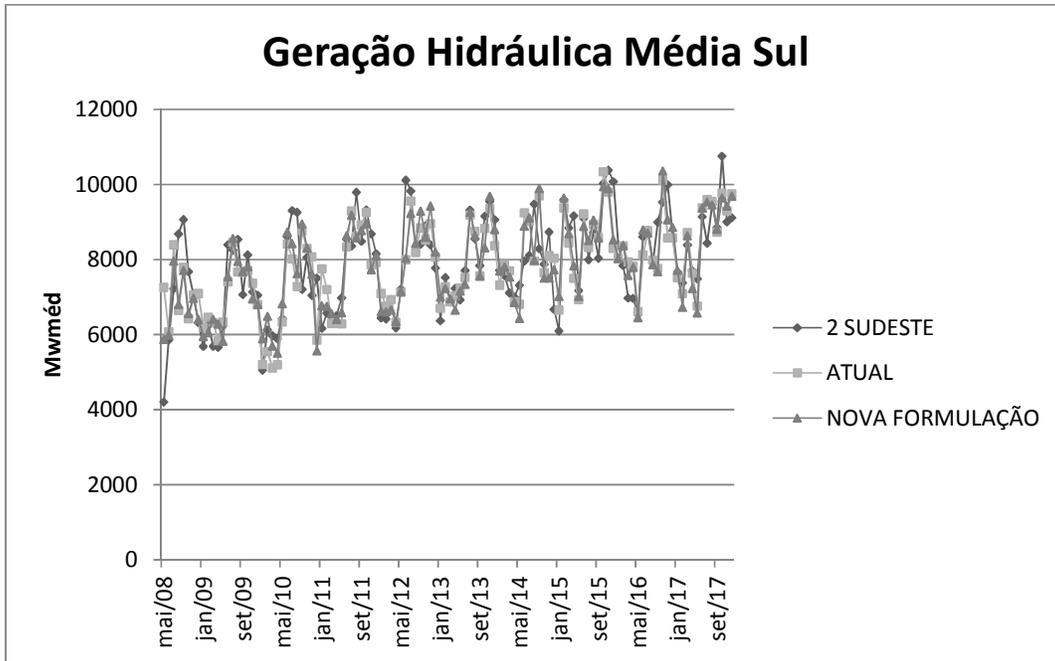


Figura 4-3 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

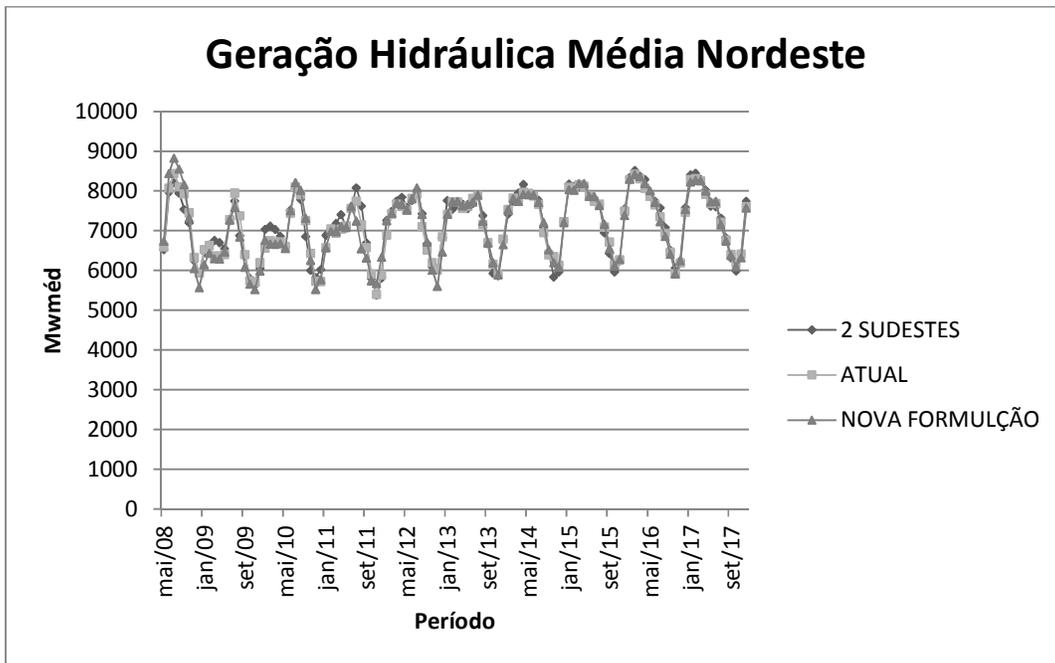


Figura 4-4 – Geração hidráulica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

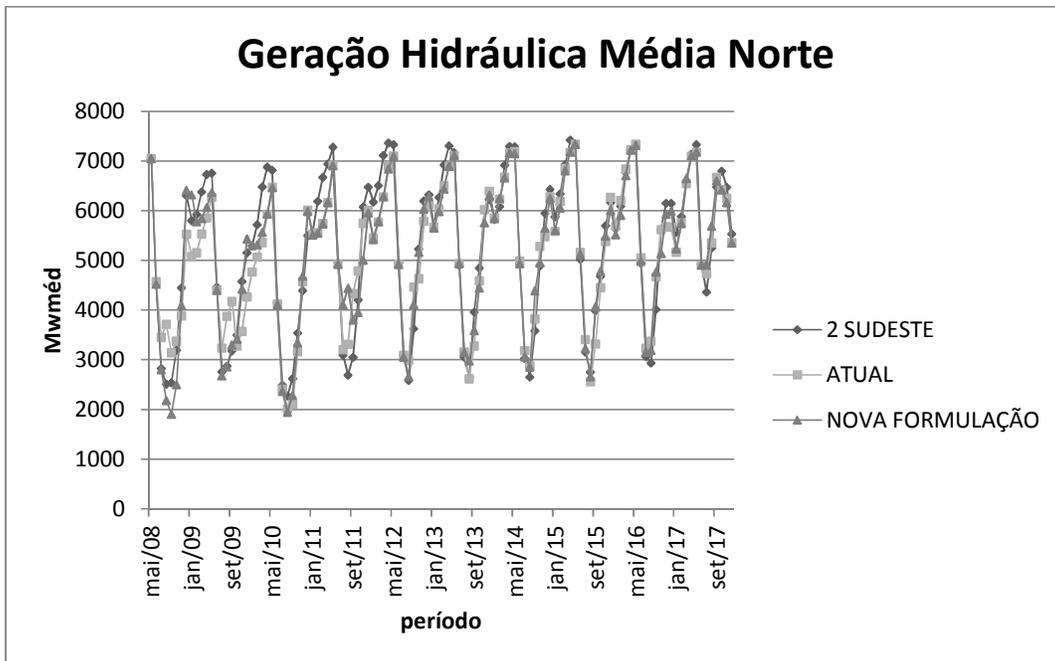


Figura 4-5 - Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Podemos observar que os resultados para geração utilizando a formulação atual e a nova formulação foram parecidos, e aderentes com a formulação utilizando dois Sudestes.

b) Geração Térmica

A seguir será apresentado também a geração térmica dos subsistemas. Sabendo que a geração para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

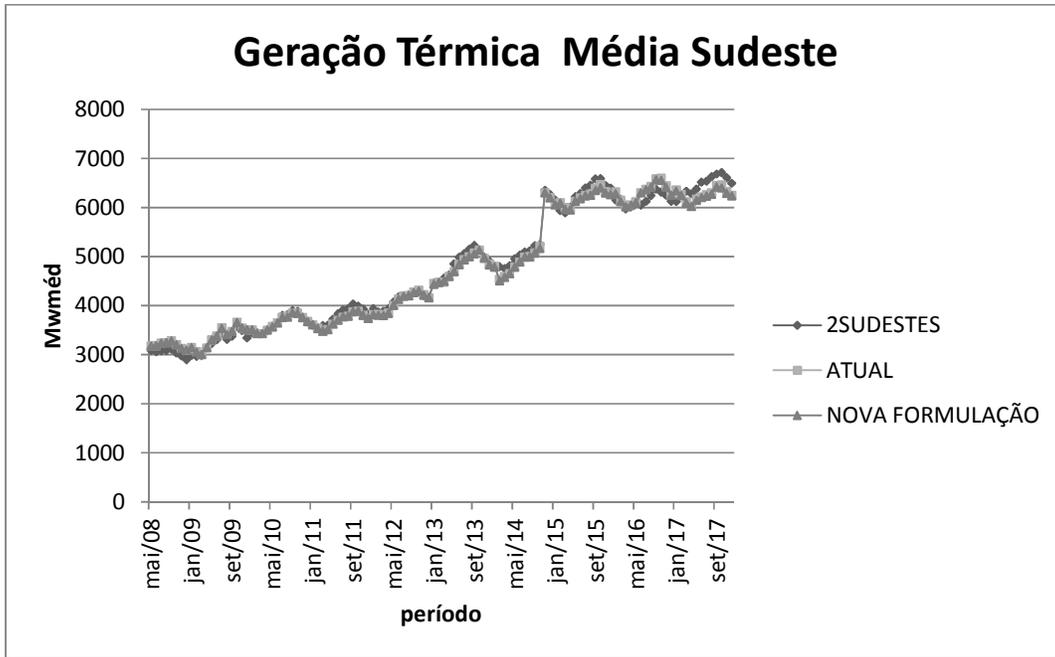


Figura 4-6 - Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

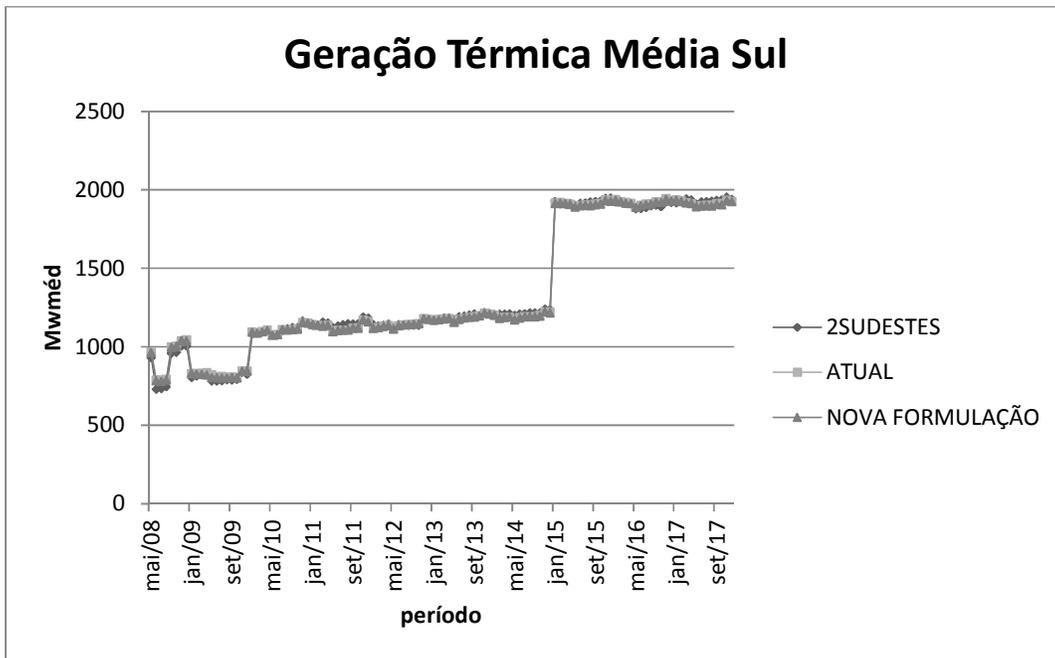


Figura 4-7 - Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

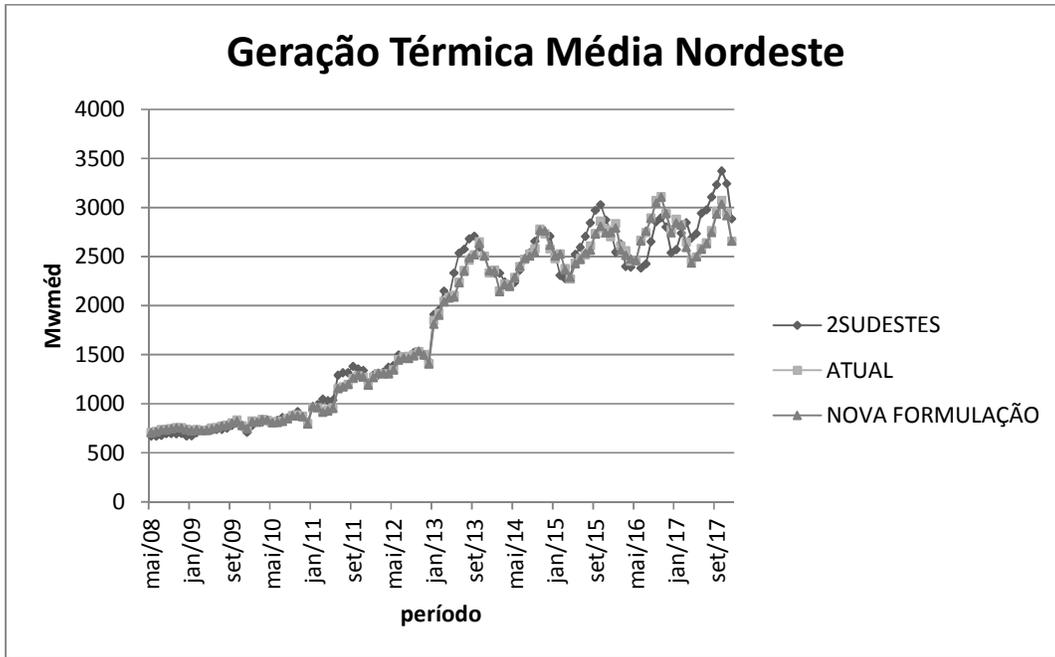


Figura 4-8 - Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

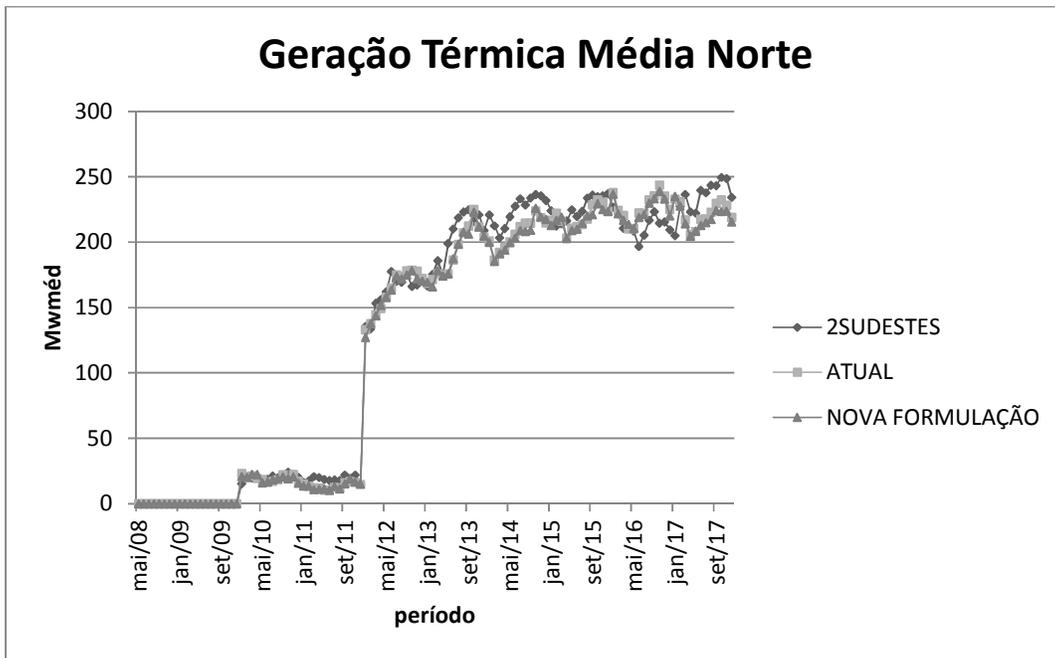


Figura 4-9 - Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Assim como no caso da geração hidráulica, a geração térmica apresentou valores parecidos entres os casos com a formulação atual e a nova formulação e nos mesmos patamares que o caso com dois Sudestes.

c) Energia armazenada final

Abaixo segue a energia armazenada final para os subsistemas. Sabendo que a energia armazenada final para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

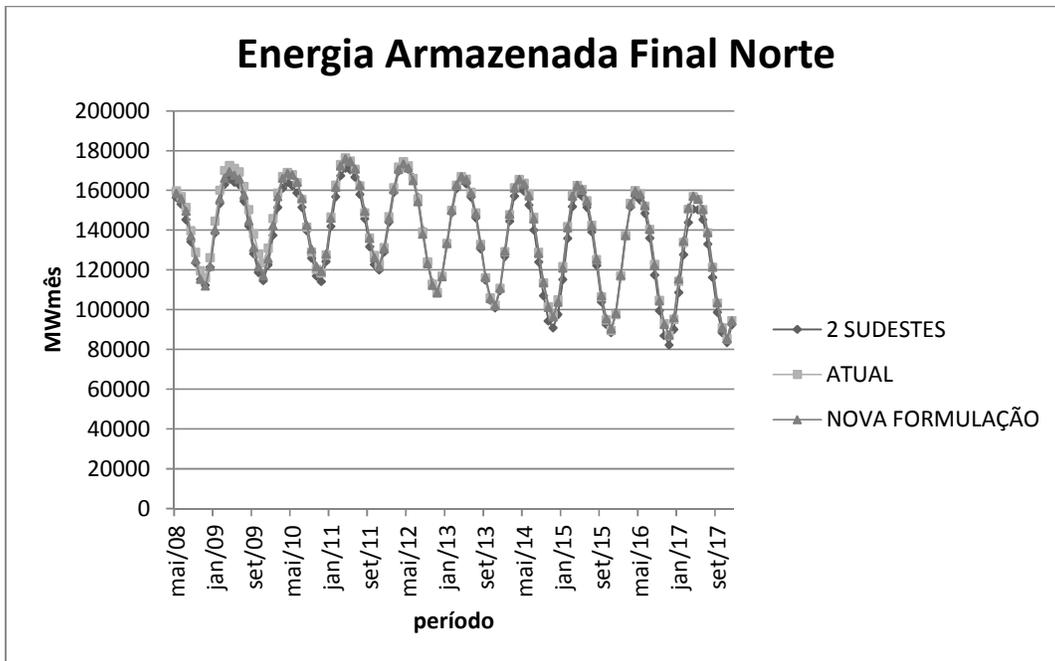


Figura 4-10 – Energia armazenada final do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

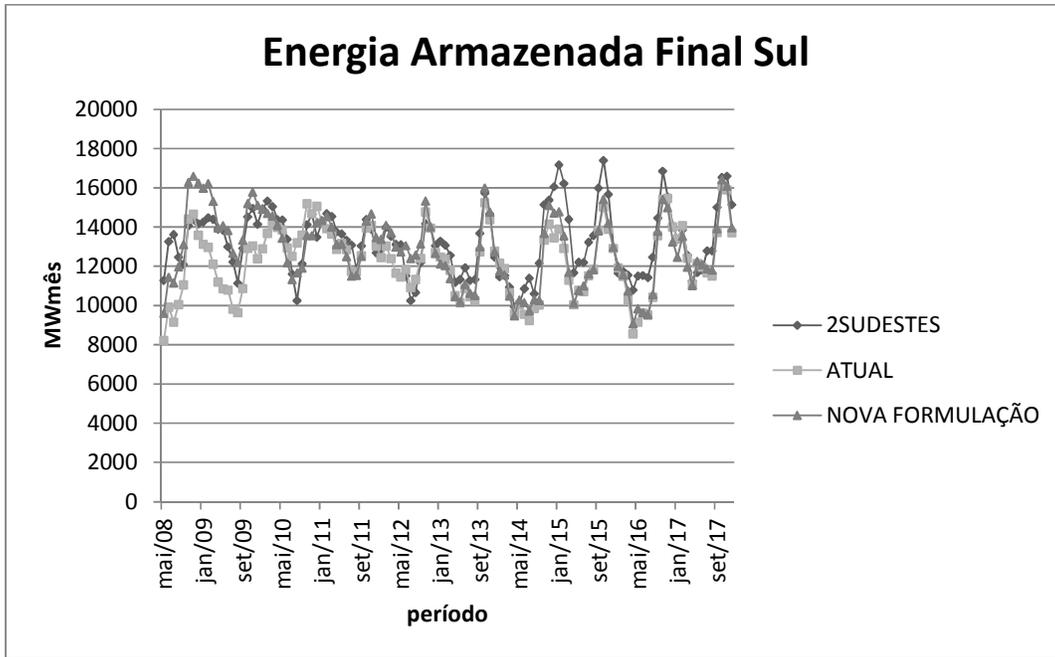


Figura 4-11 - Energia armazenada final do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

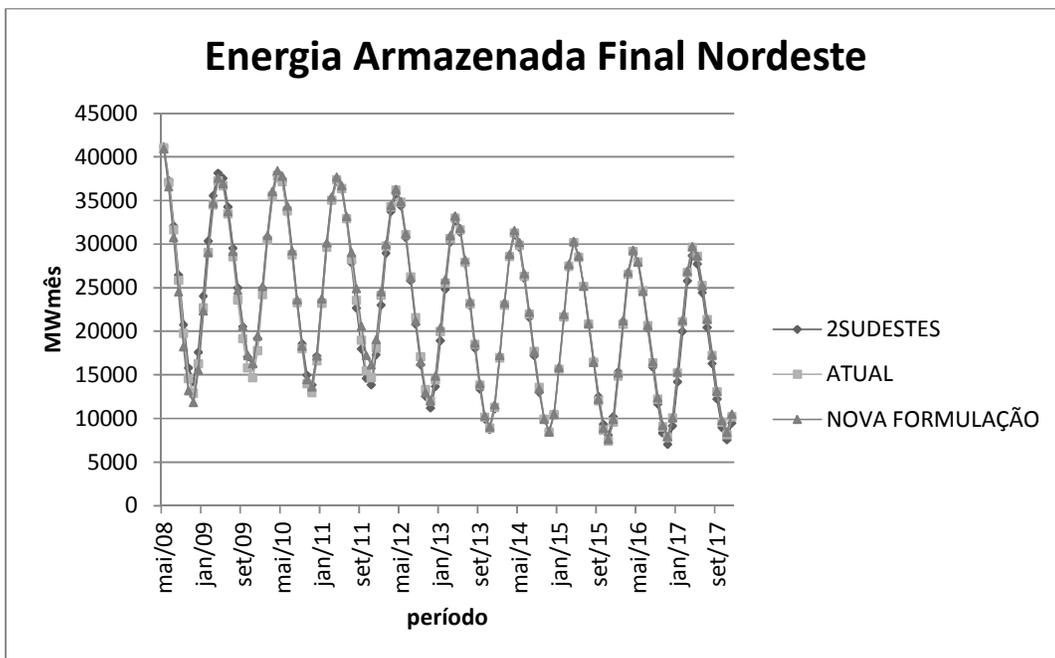


Figura 4-12 - Energia armazenada final do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

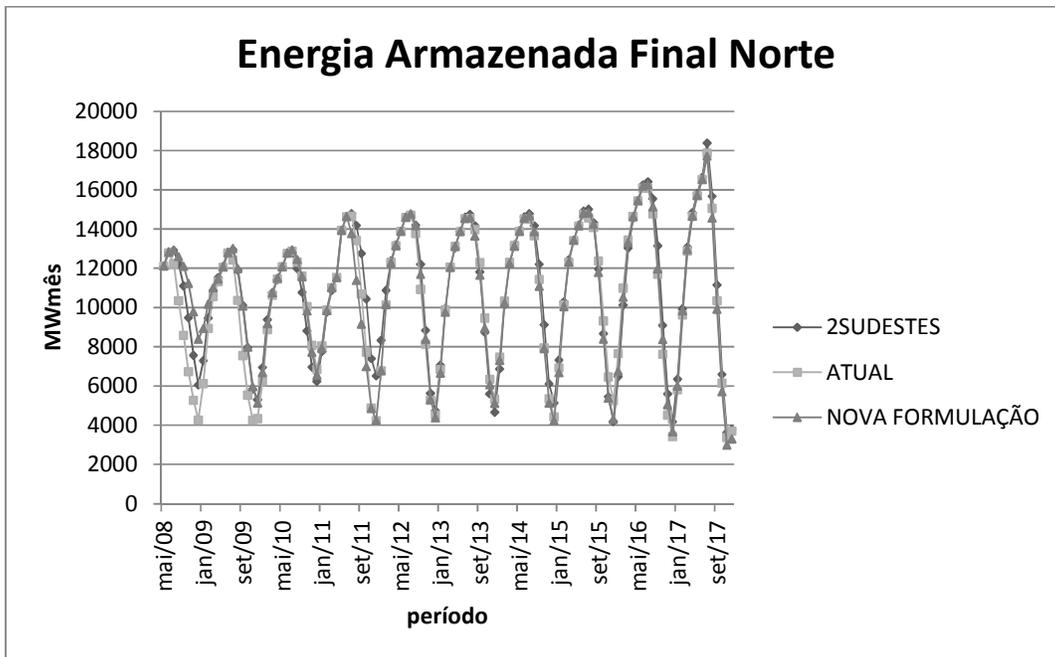


Figura 4-13 - Energia armazenada final do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Pode-se observar que os armazenamentos finais de todos os subsistemas foram bastante aderentes para as três formulações.

d) Custo marginal de operação:

Abaixo seguem os resultados para o custo marginal de operação.

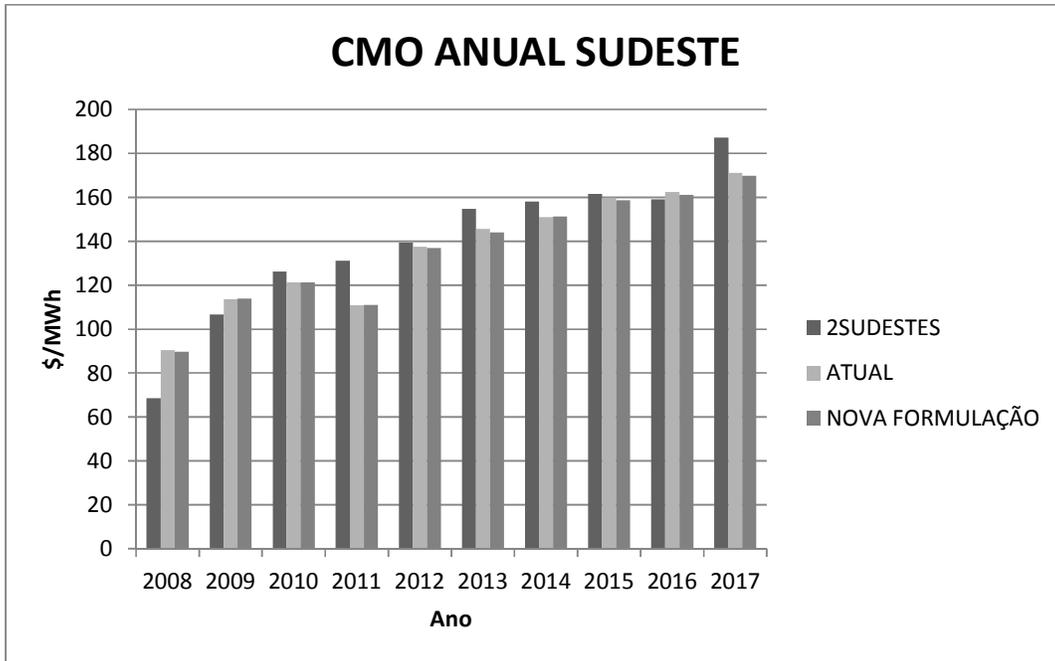


Figura 4-14 – Custo Marginal de Operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

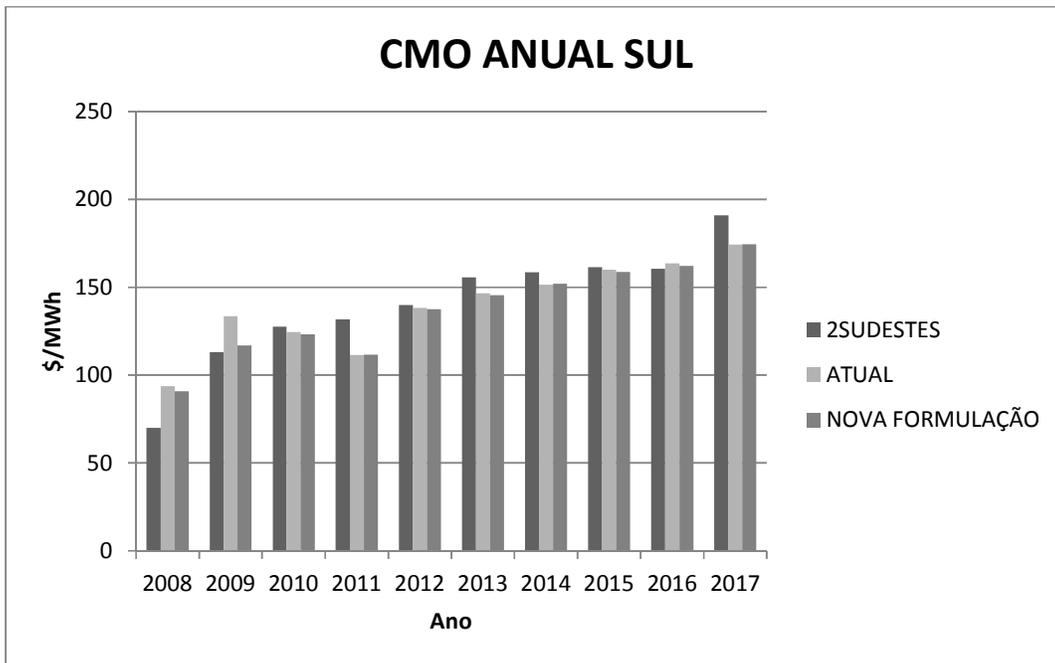


Figura 4-15 - Custo Marginal de Operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

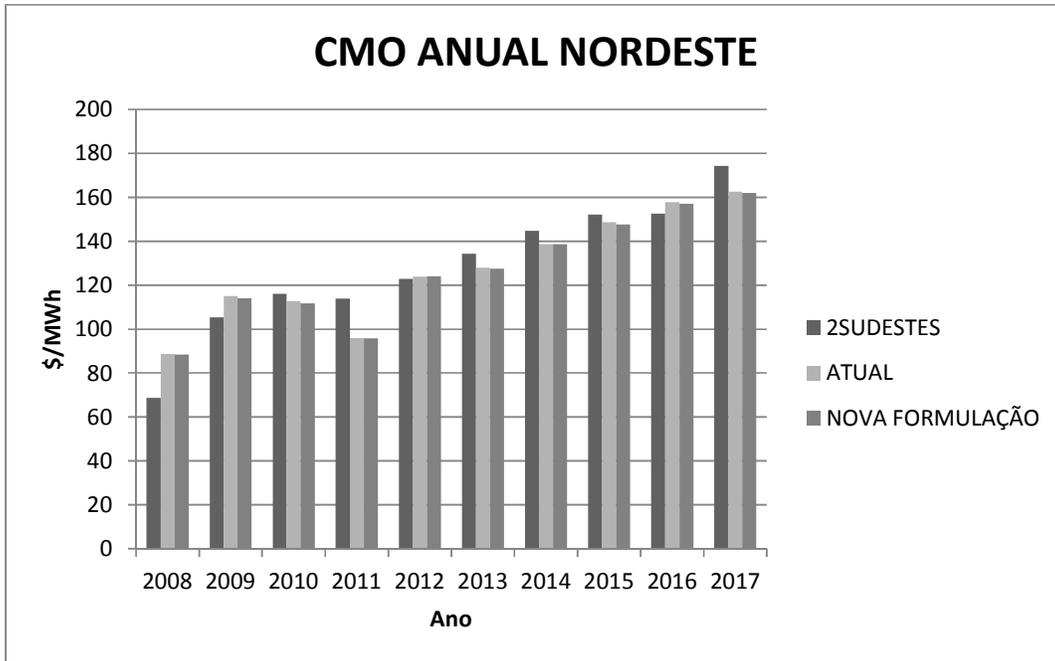


Figura 4-16 - Custo Marginal de Operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

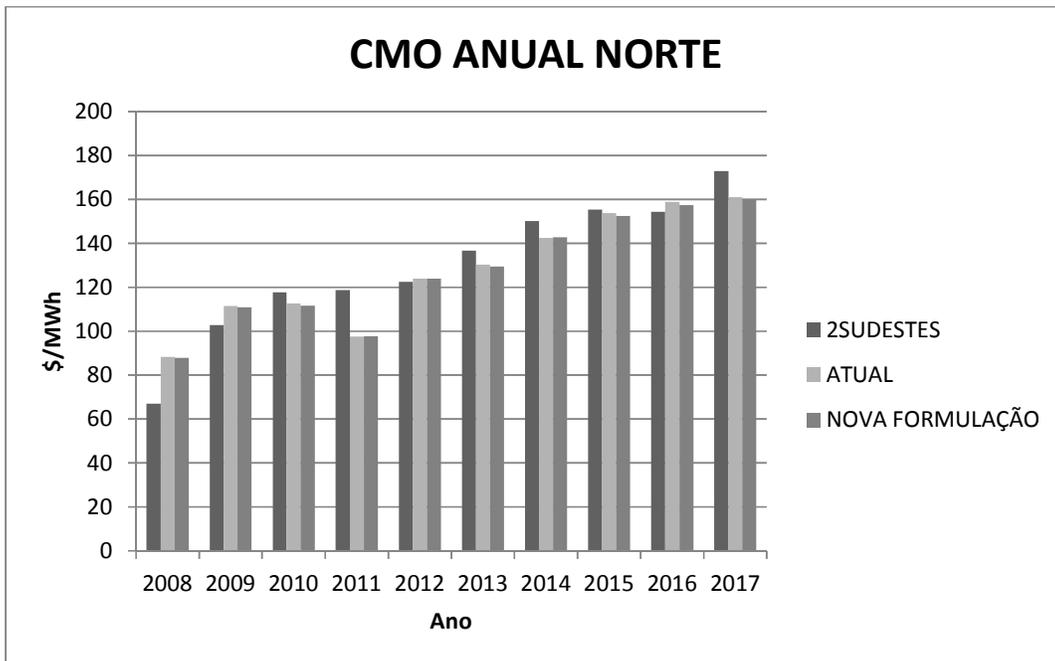


Figura 4-17 - Custo Marginal de Operação do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Podemos observar que o custo marginal médio anual com a nova formulação ficou bem próximo da formulação atual e da formulação com dois Sudestes, exceto pelo primeiro ano de estudo.

e) Risco e EENS

Seguem os gráficos para os Riscos e EENS. Risco é o percentual de séries numa simulação com 2000 cenários que apresentaram qualquer déficit no ano e EENS é o valor esperado do déficit.

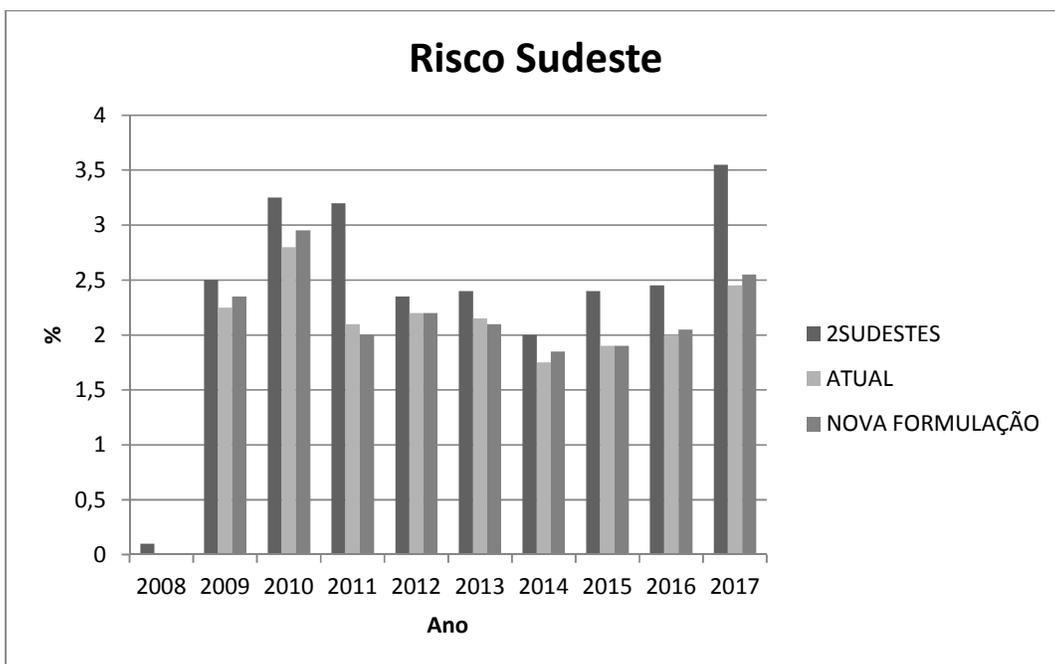


Figura 4-18 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

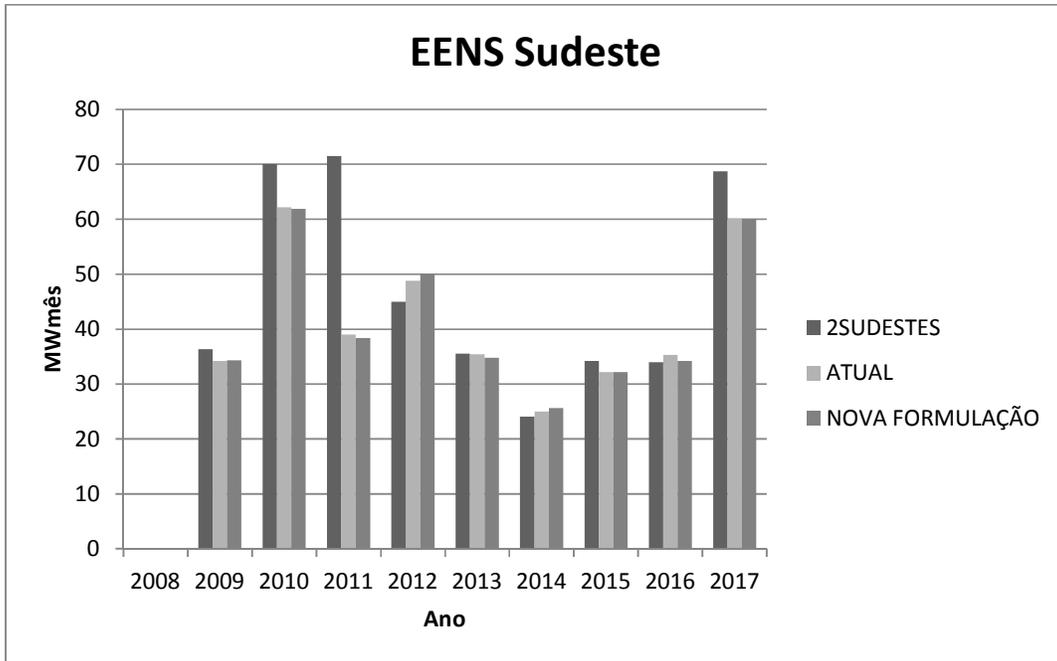


Figura 4-19 - EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

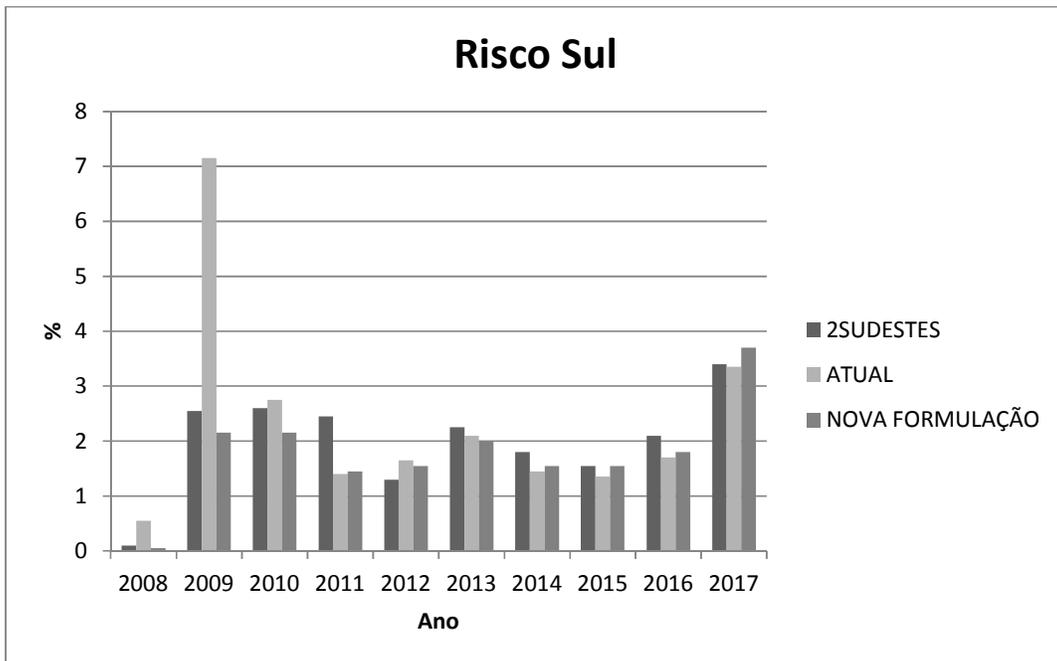


Figura 4-20 - Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

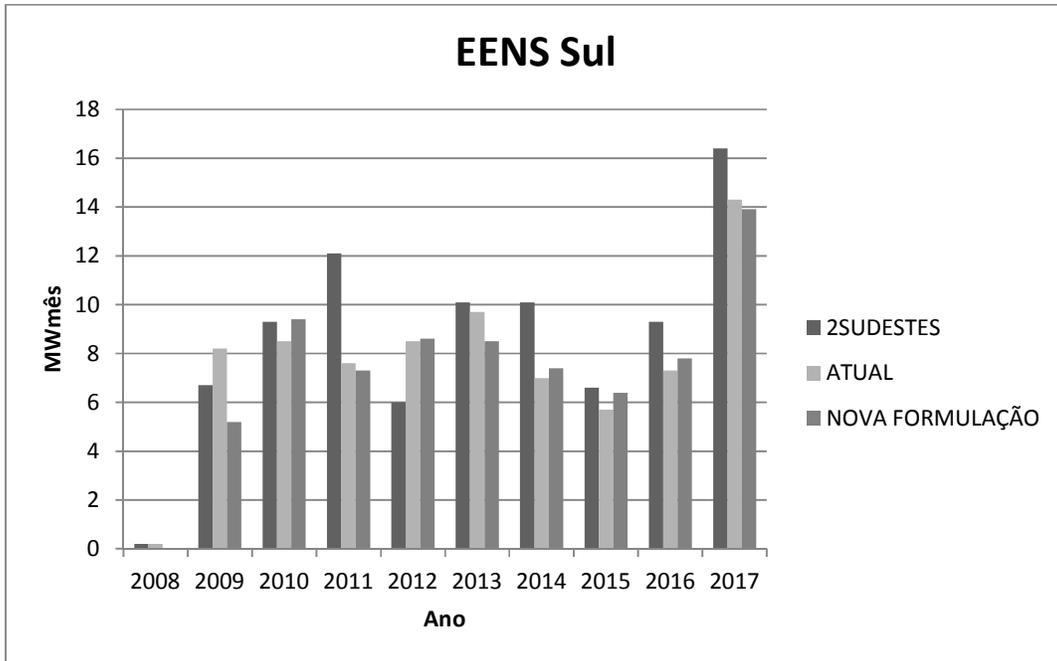


Figura 4-21- EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

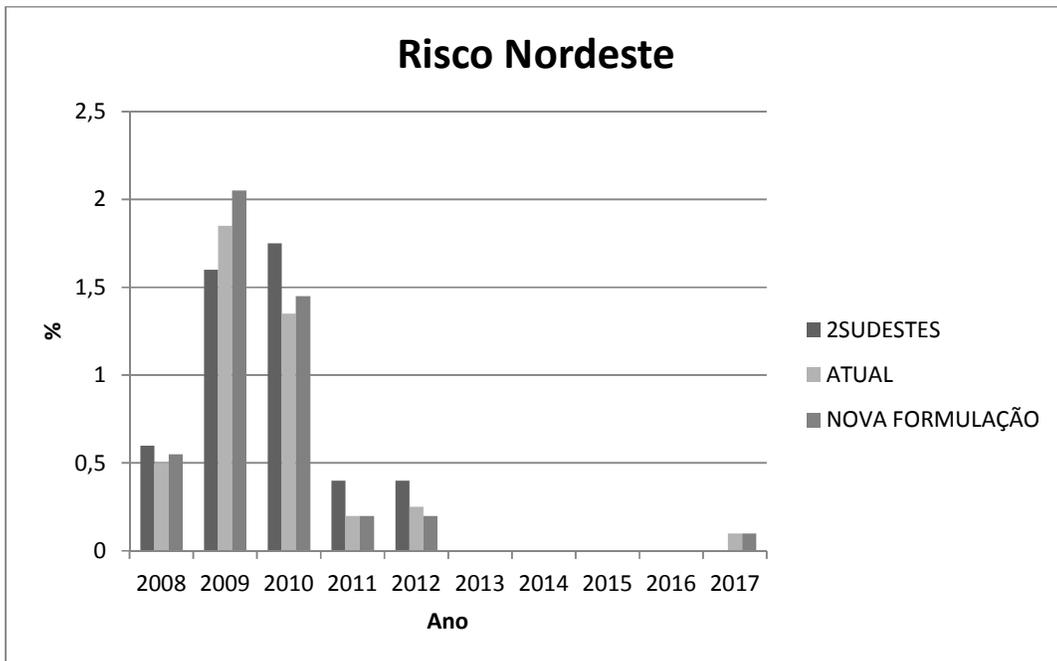


Figura 4-22 - Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

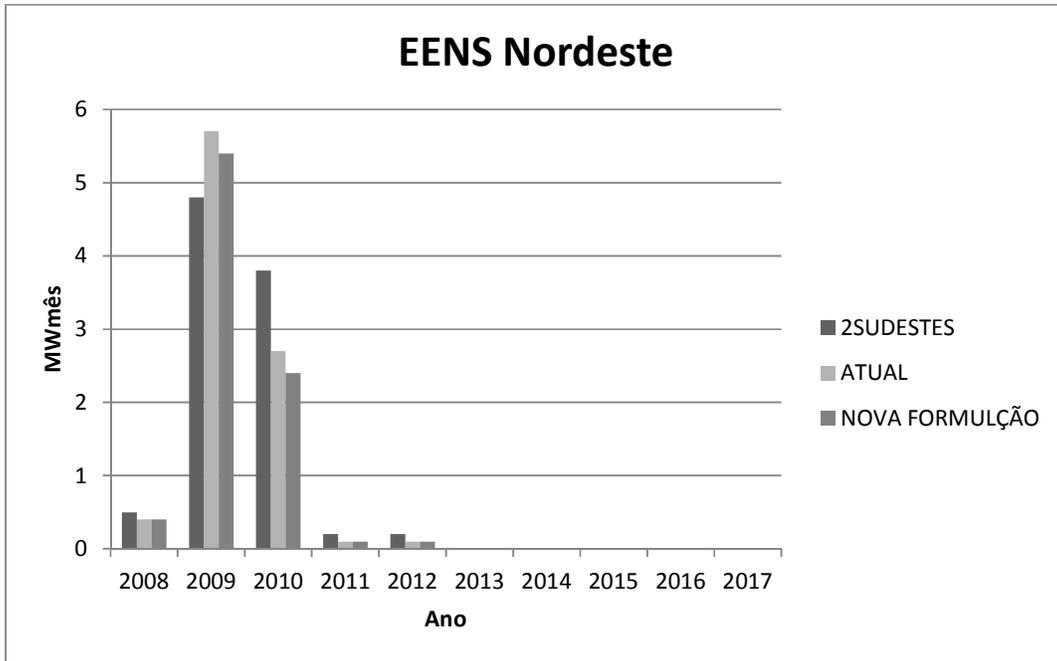


Figura 4-23 - EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

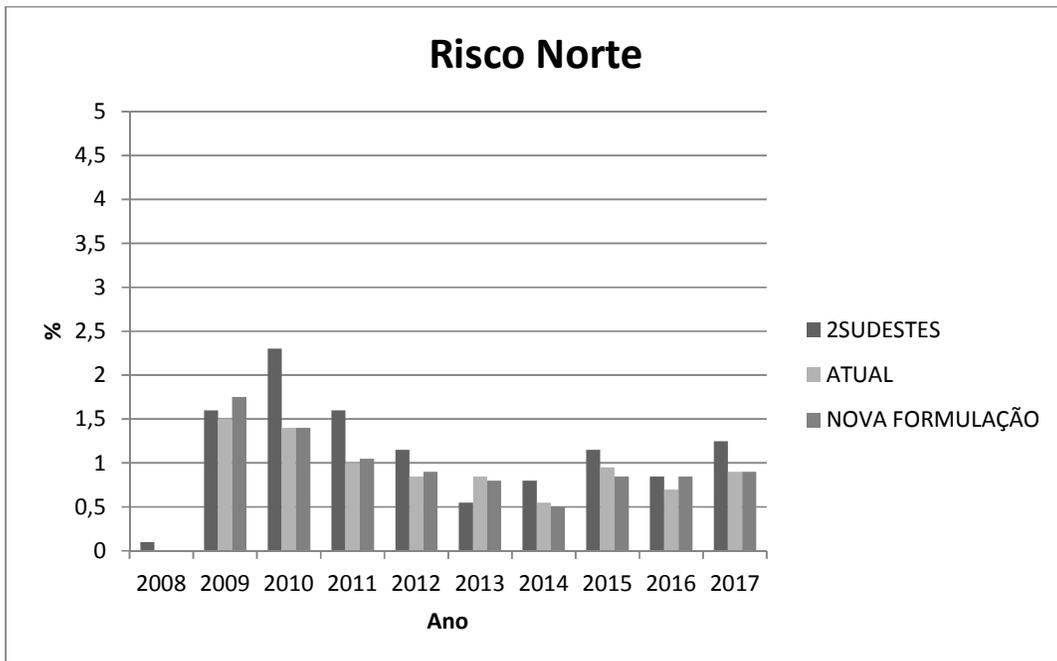


Figura 4-24 - Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

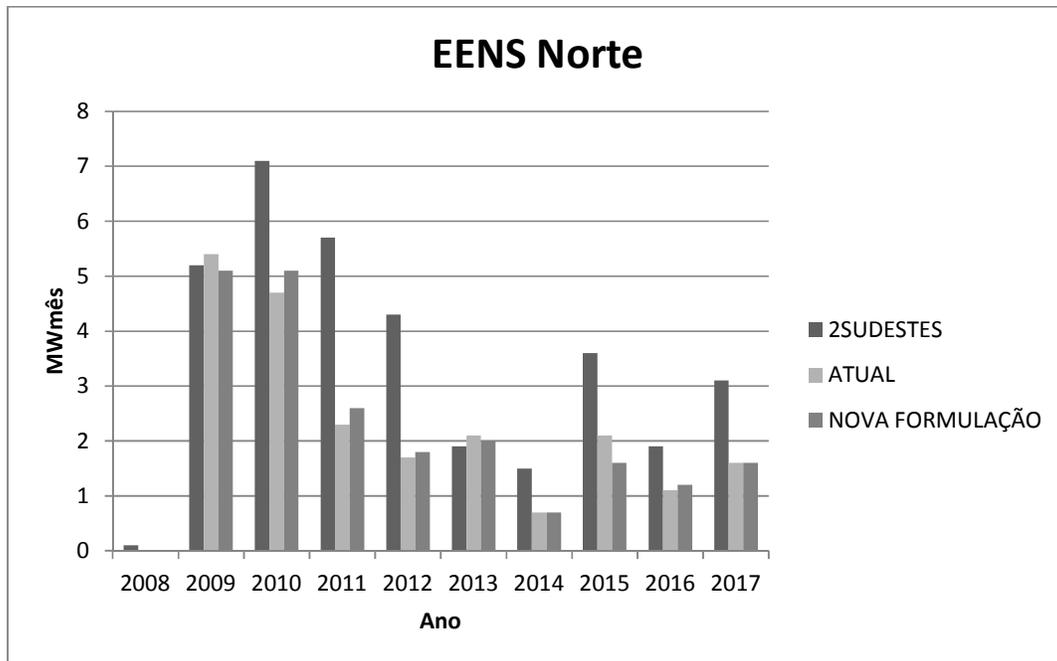


Figura 4-25 - EENS do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Tanto o risco quanto o déficit com a formulação atual e a nova formulação apresentaram valores abaixo da formulação com dois Sudestes em quase todas os anos para todos os subsistemas.

f) Custo de Operação

Abaixo é apresentado o custo de operação assim com o seu desvio padrão para as três formulações.

	Custo de Operação \$ 10 ⁶	Desvio padrão
2 SUDESTES	45354,84	937,51
ATUAL	44157,47	855,22
NOVA FORMULAÇÃO	43789,37	852,25

Os resultados apresentados mostram que a nova formulação apresenta valores mais aderentes com a formulação com dois Sudestes para geração do subsistema a jusante e para os demais resultados, valores aderentes as duas versões. Uma preocupação que surgiu então foi quanto a validade do cálculo do peso, já que este foi testado apenas

para o caso de PDE. Para sanar esta dúvida foi feito estudo também utilizando caso de PMO. Neste estudo assim como no anterior foi construído um caso com apenas um Sudeste, onde é utilizado o peso no cálculo das parcelas de acoplamento e outro caso onde o subsistema Sudeste é separado em dois, um completamente com o Itaipu e outro completamente desacoplado de Itaipu.

4.2 Acoplamento com Itaipu para o caso de PMO

Foi rodado novamente o caso de acoplamento entre o Sudeste e Itaipu, só que desta vez com o um caso de PMO. No caso onde foram utilizados dois Sudestes, o mercado e a geração térmica ficaram no Sudeste acoplado e criado uma linha de transmissão entre os dois Sudestes com capacidade de intercâmbio infinita, o esquema dos subsistemas para o caso com dois Sudestes é mostrado na figura 4-26 e o caso para o Sudeste único na figura 4-27. A figura 4-28 mostra o resultado para as rodadas de NEWAVE para os casos onde é considerado dois Sudeste, Sudeste único com o peso utilizado atualmente no NEWAVE e Sudeste único utilizando a nova metodologia para o cálculo do peso.

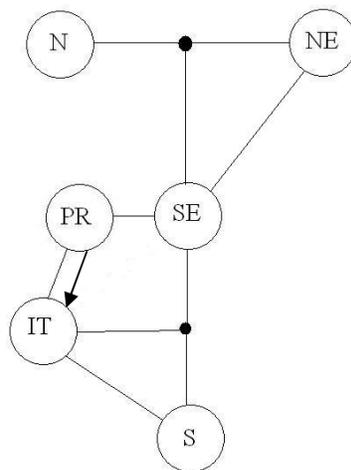


Figura 4-26 - Esquema dos subsistemas para o caso com 2 Sudestes.

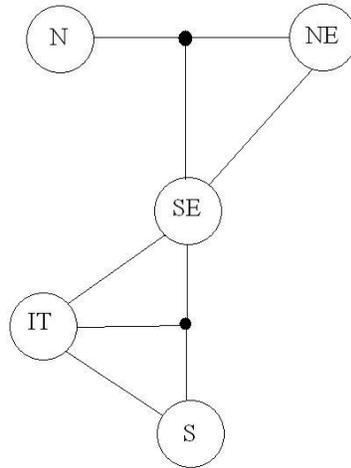


Figura 4-27 - Esquemas dos subsistemas para o caso com Sudeste único.

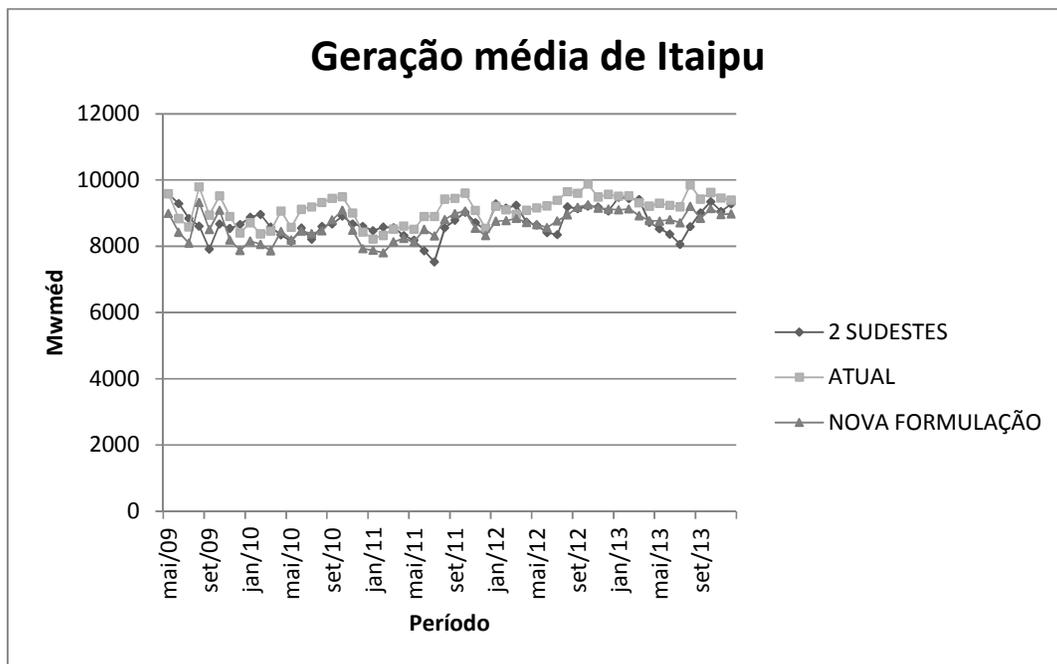


Figura 4-28 – Geração hidráulica média do Itaipu para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Podemos observar que a geração utilizando a formulação atual é mais otimista para o subsistema Itaipu do que quando é utilizado Sudestes separados, ou seja, a geração média de Itaipu utilizando a formulação atual também fica maior do que quando é utilizado dois Sudestes. Mais uma vez o cálculo com a nova formulação apresentou

resultados mais aderentes com a formulação com dois Sudestes que a formulação atual. Abaixo também são apresentados outros resultados para este caso.

a) Geração Hidráulica

Abaixo são apresentadas as gerações para os demais subsistemas. Vale lembrar que a geração para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

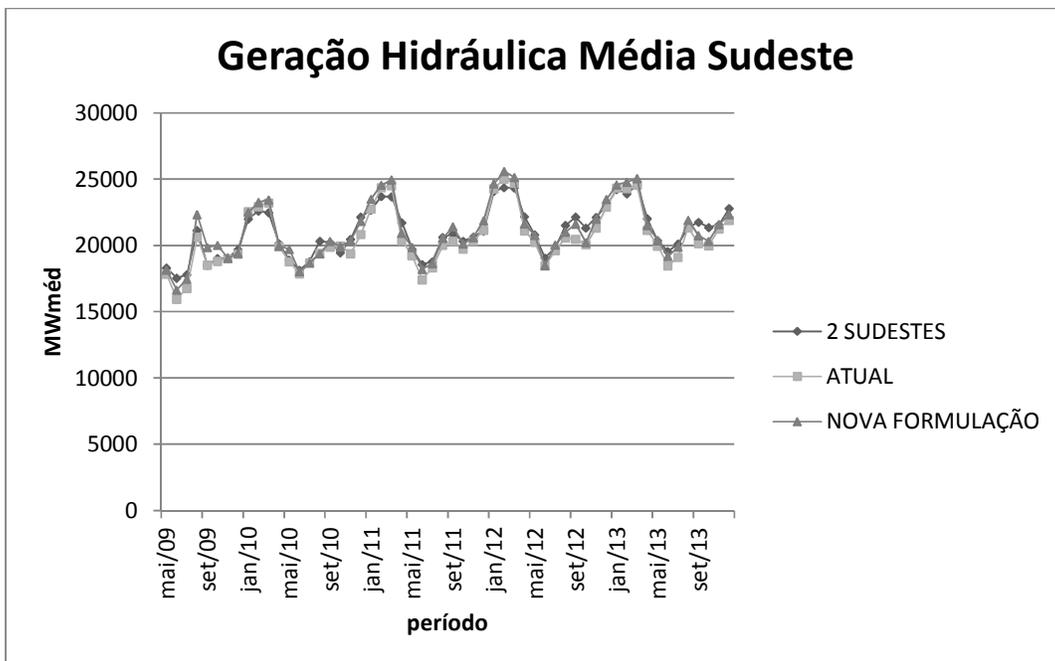


Figura 4-29 – Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

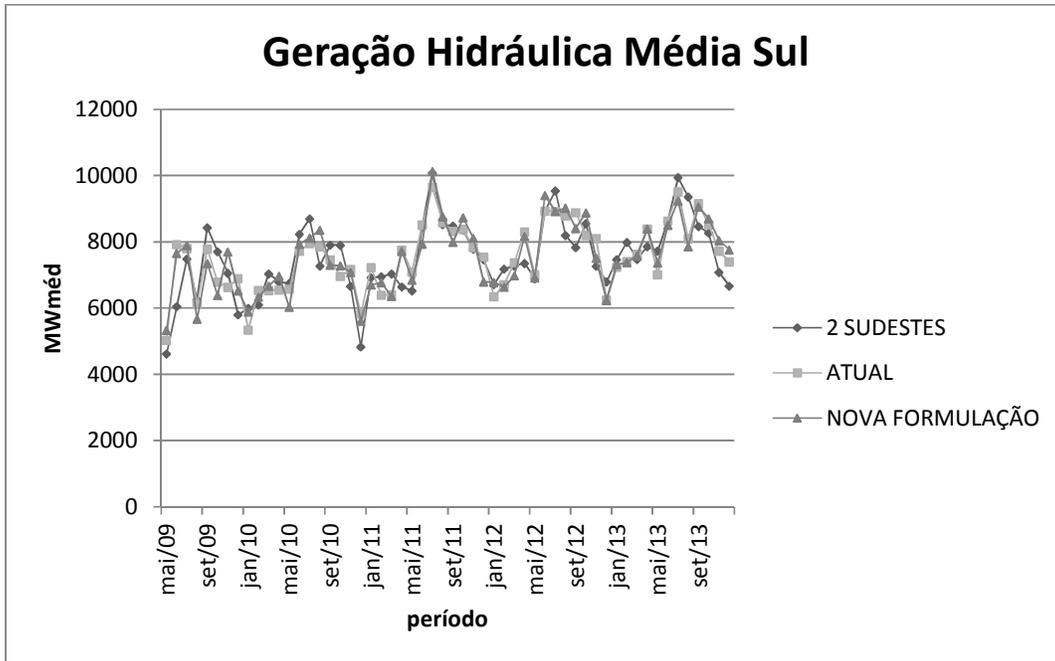


Figura 4-30 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

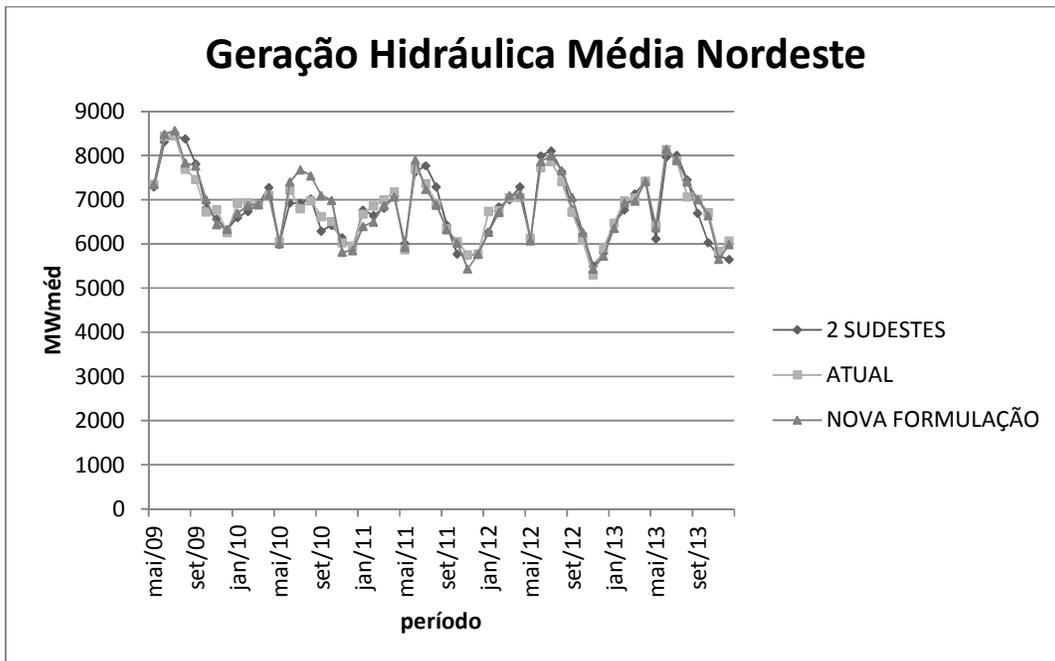


Figura 4-31 — Geração hidráulica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

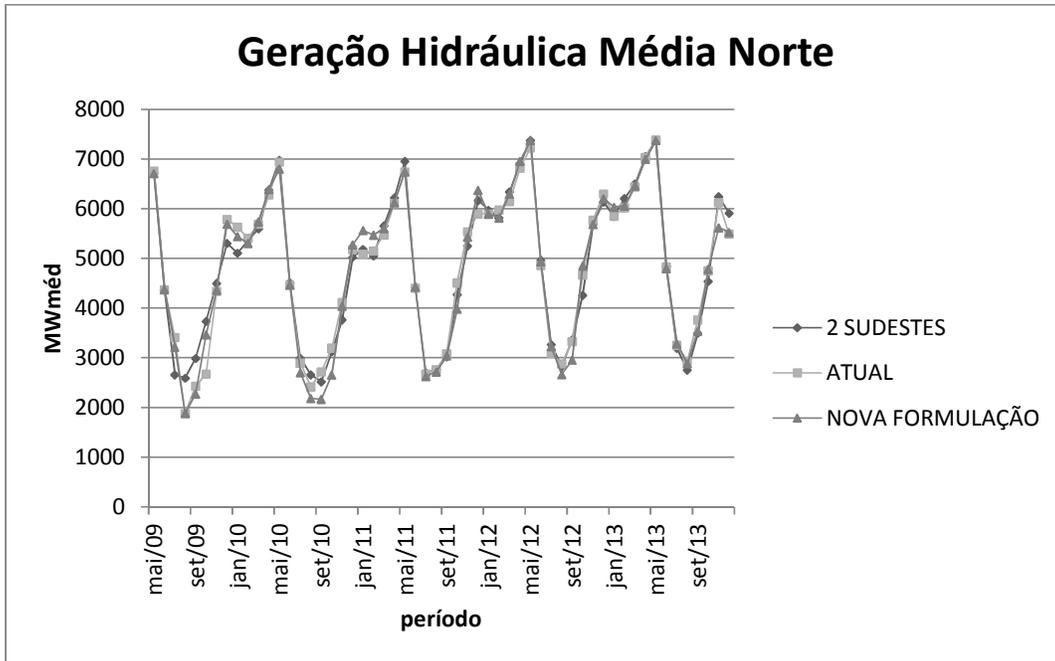


Figura 4-32 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Podemos observar que a nova formulação fica aderente tanto com a formulação atual quanto com a formulação com dois Sudestes

b) Geração Térmica

Segue a geração térmica média dos subsistemas. Vale lembrar que a geração para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

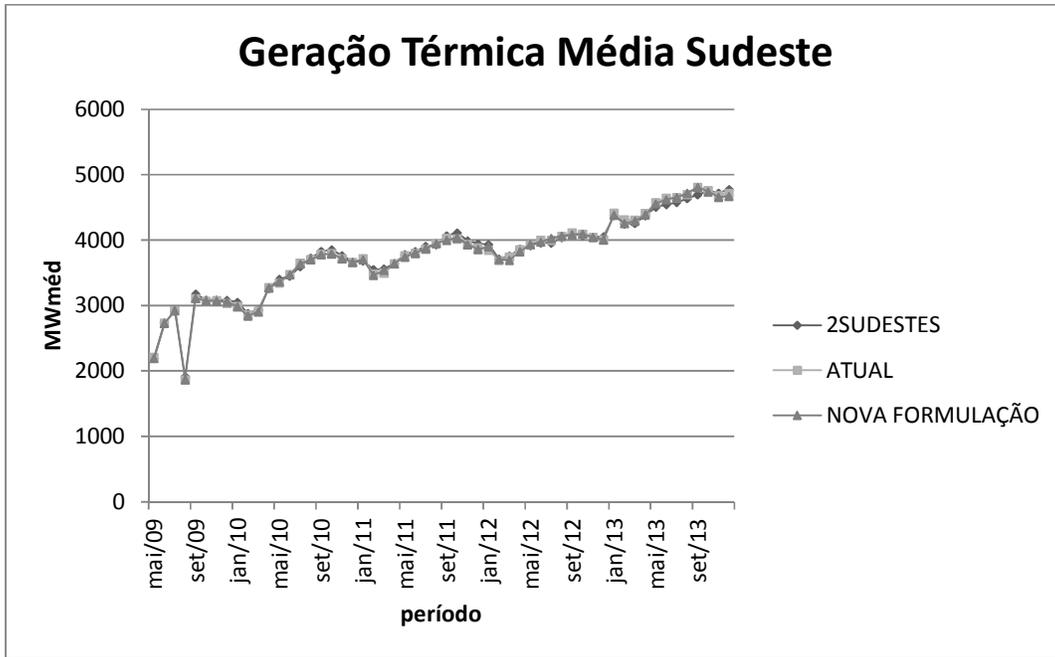


Figura 4-33 – Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

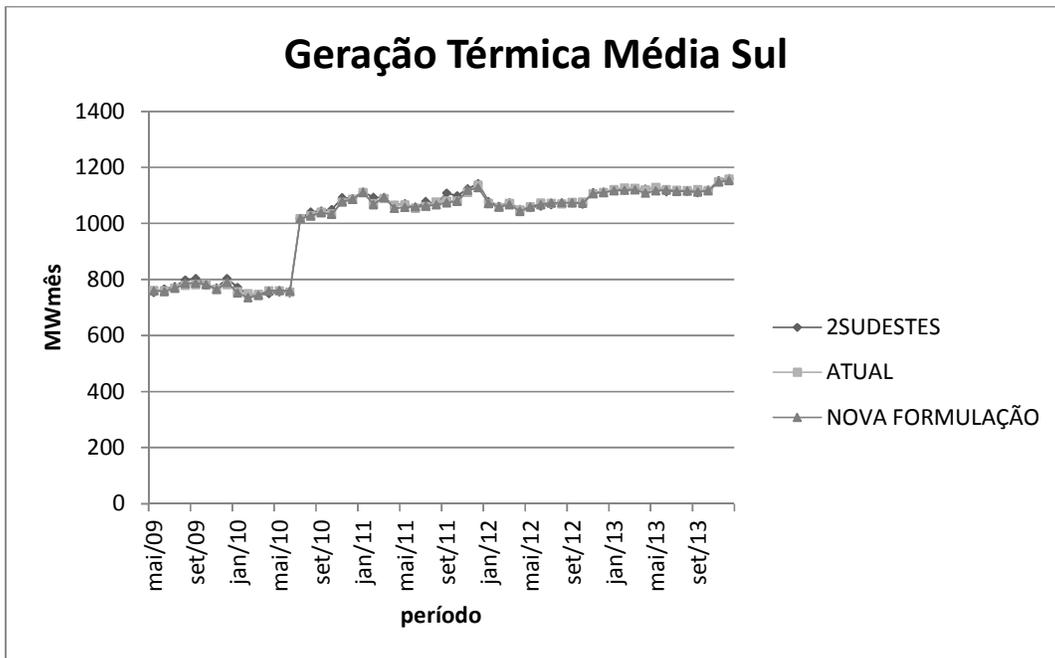


Figura 4-34 – Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

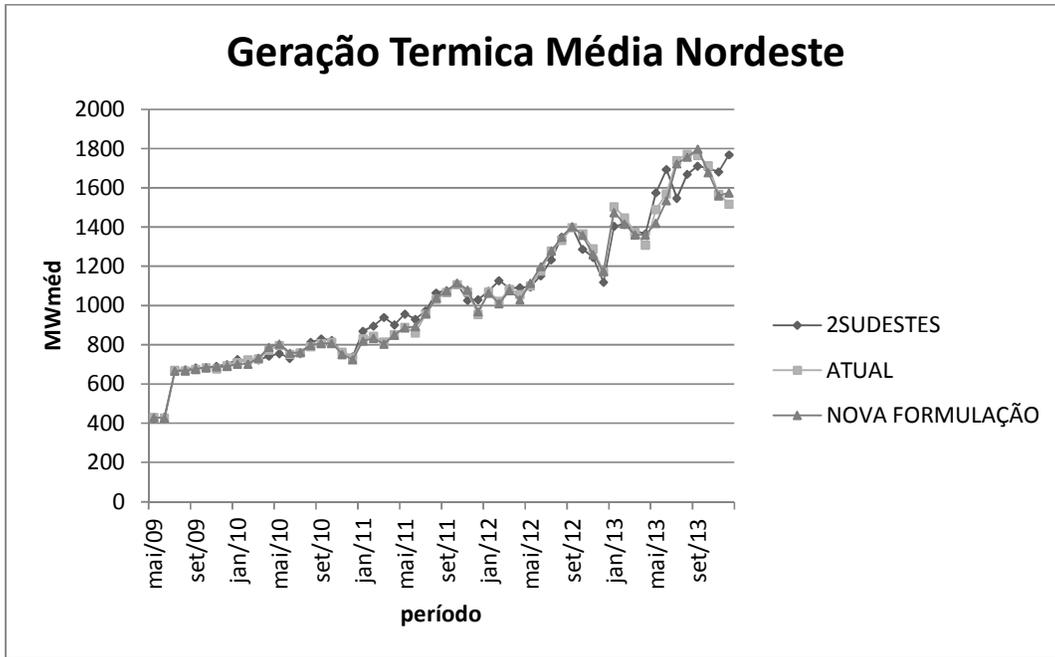


Figura 4-35 – Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

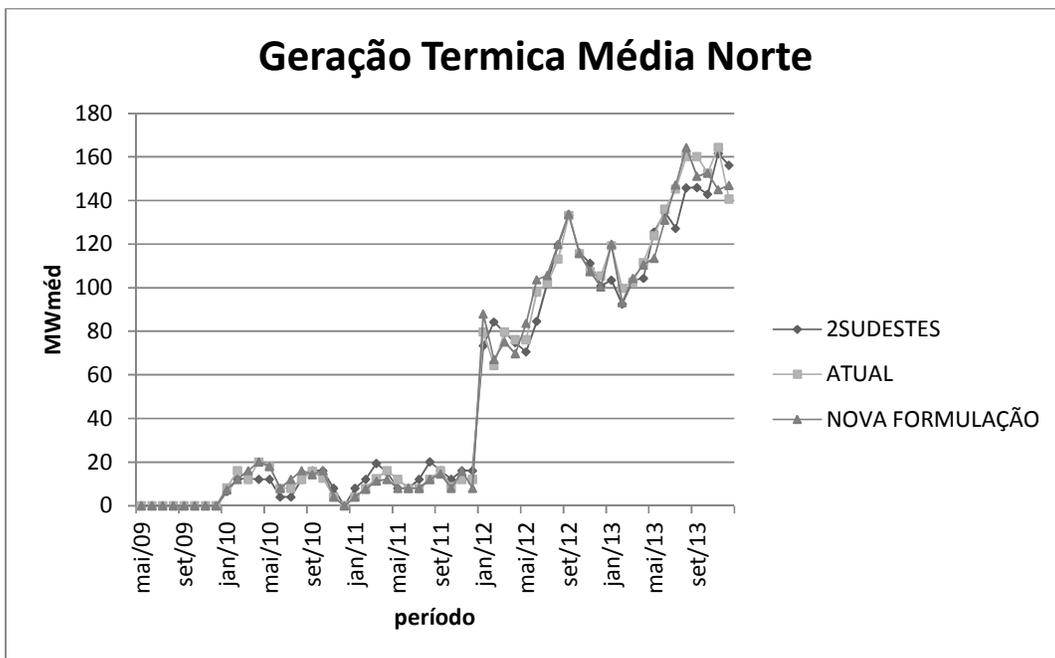


Figura 4-36 – Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Foi observado que a geração para as três formulações apresentaram os mesmos patamares de geração térmica.

c) Energia Armazenada Final

A seguir é apresentado a energia armazenada final para os subsistemas. Lembrando que a energia armazenada para o caso com dois Sudestes é a soma do Sudeste acoplado com o Sudeste não acoplado.

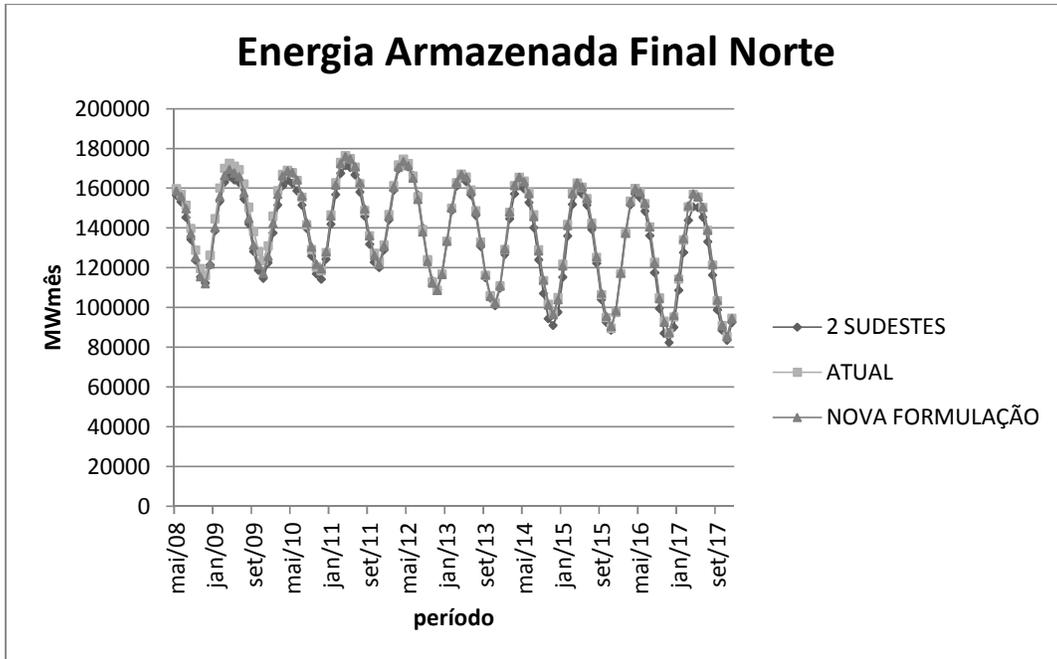


Figura 4-37 – Energia Armazenada do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

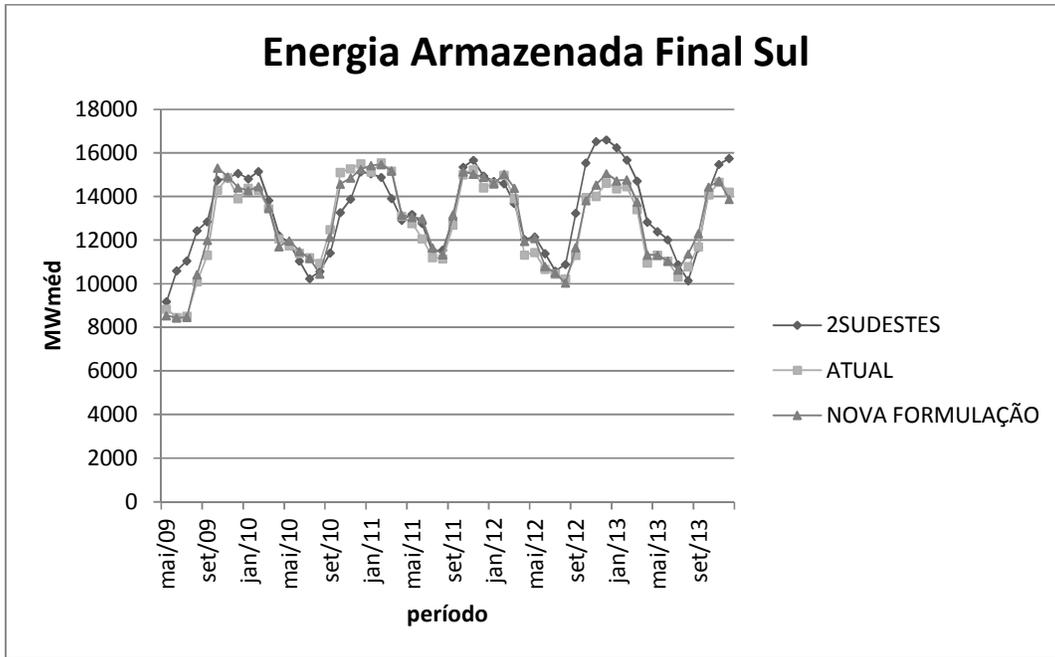


Figura 4-38 – Energia Armazenada do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

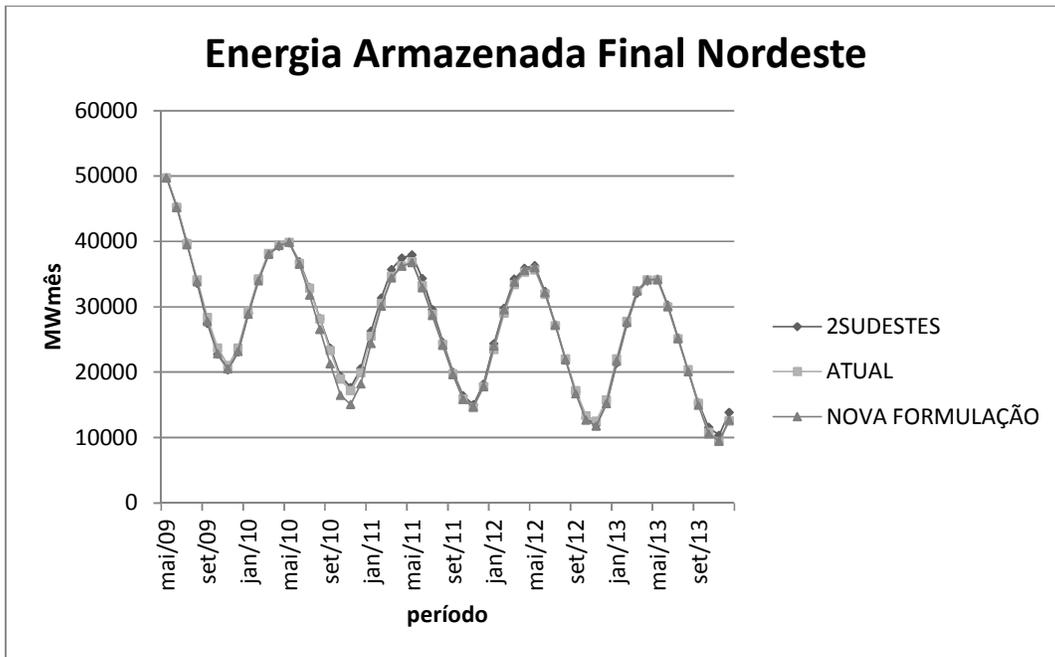


Figura 4-39 – Energia Armazenada do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

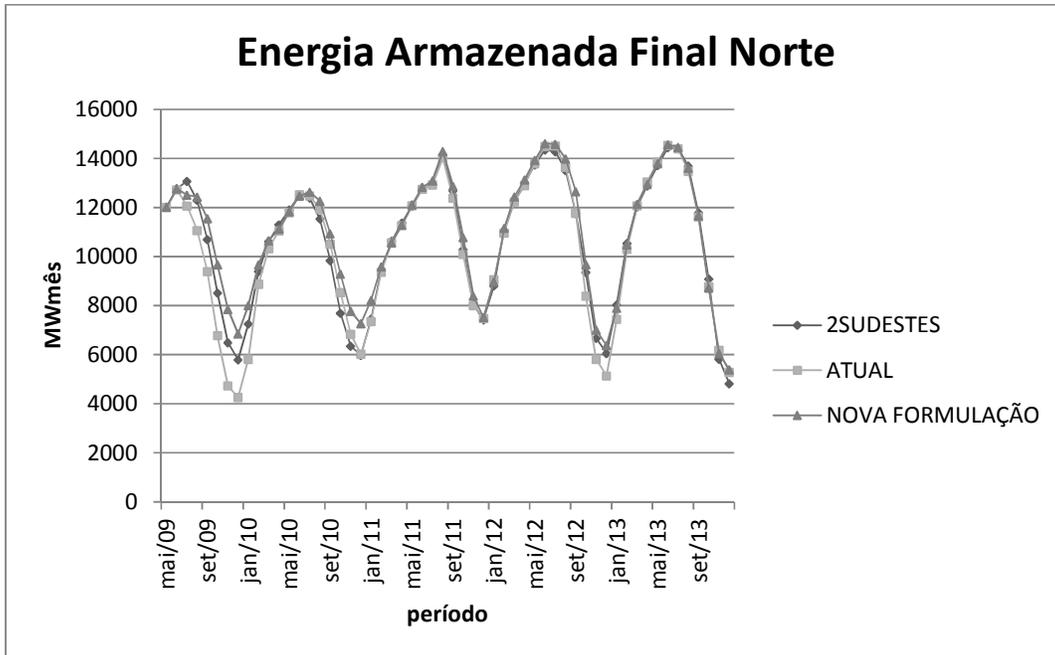


Figura 4-40 – Energia Armazenada do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Foi observado a energia armazenada final para os 3 casos apresentaram os mesmos níveis.

d) Custo Marginal de Operação

É apresentada a seguir a média anual para custo marginal de operação para os subsistemas.

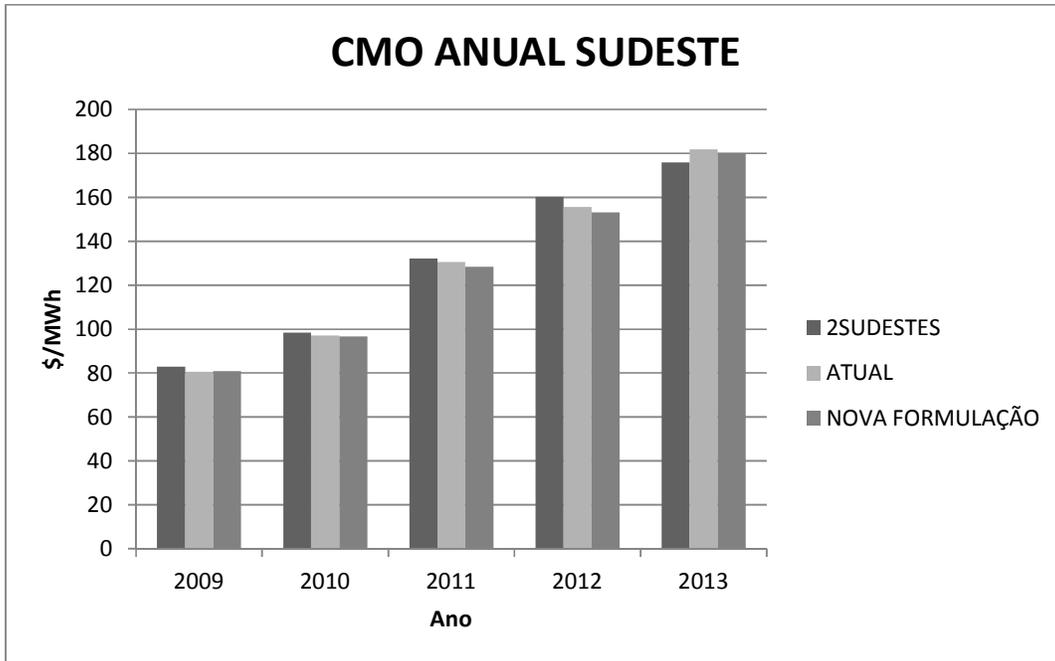


Figura 4-41 – Custo marginal de operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

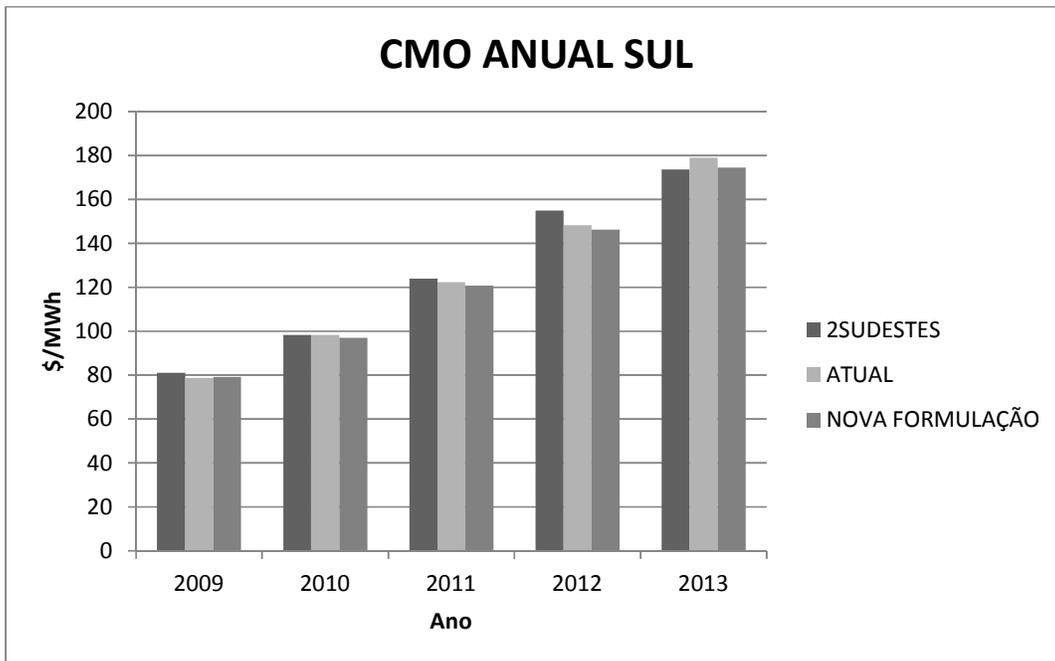


Figura 4-42 – Custo marginal de operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

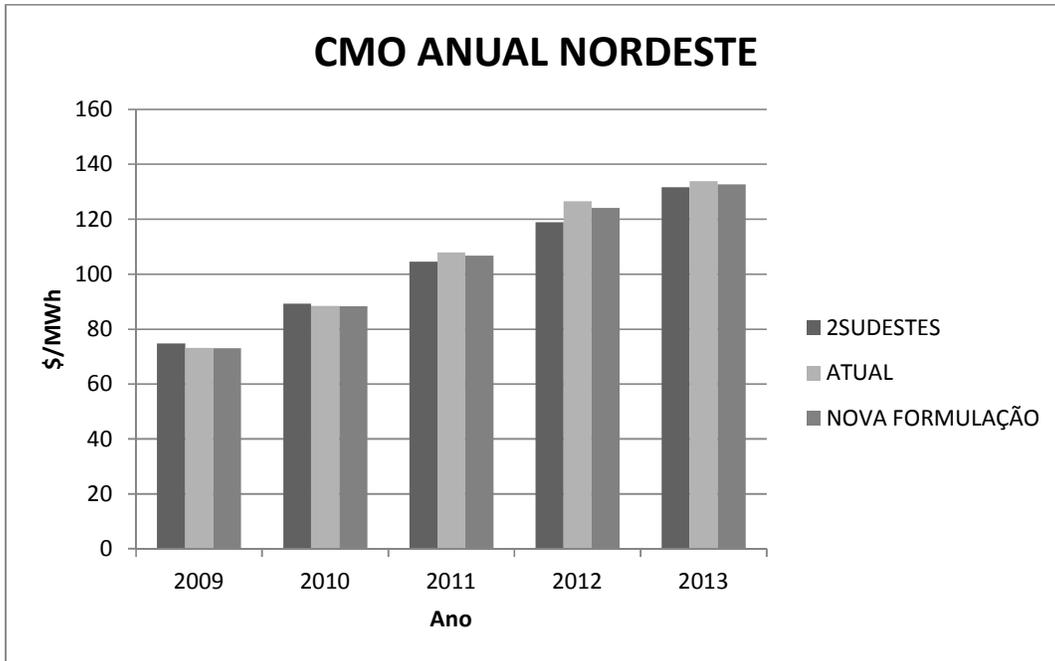


Figura 4-43 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

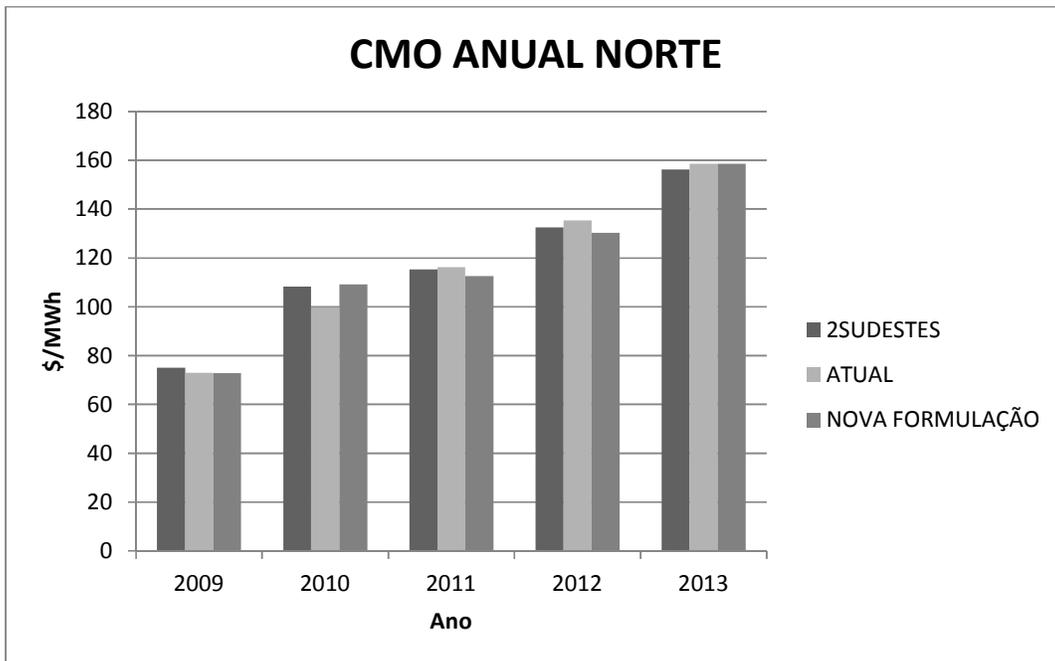


Figura 4-44 – Custo marginal de operação do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Foi observado que diferentemente do caso com PDE 2017 os valores para o CMO dos três casos ficaram no mesmo patamar e em todos os anos para todos os subsistemas.

e) Risco e EENS

É apresentado a seguir o risco e a EENS para os subsistemas.

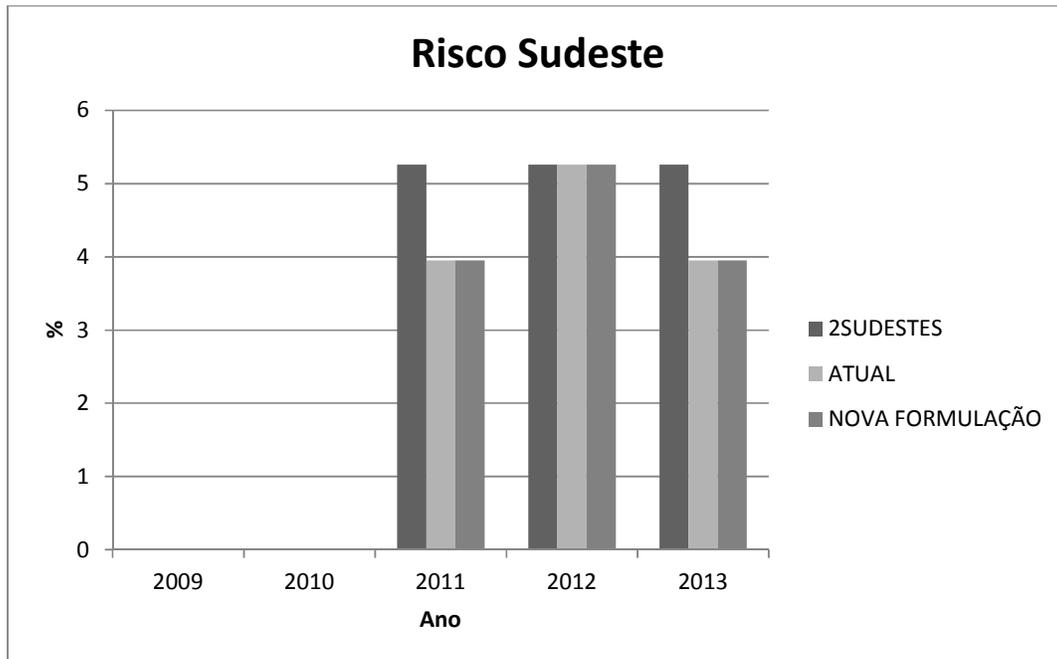


Figura 4-45 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

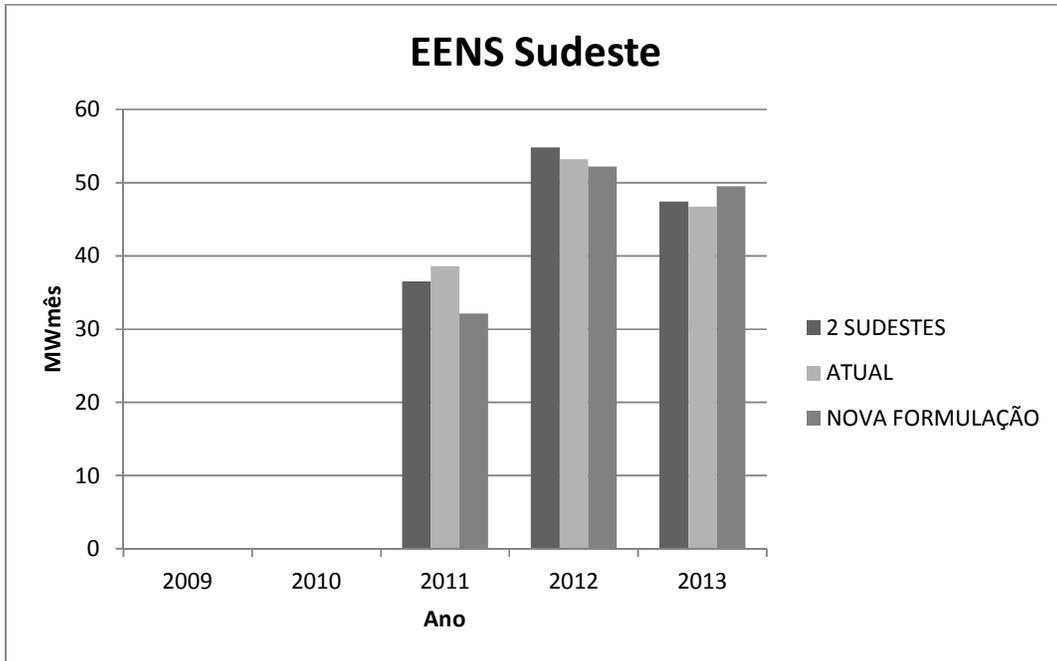


Figura 4-46 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

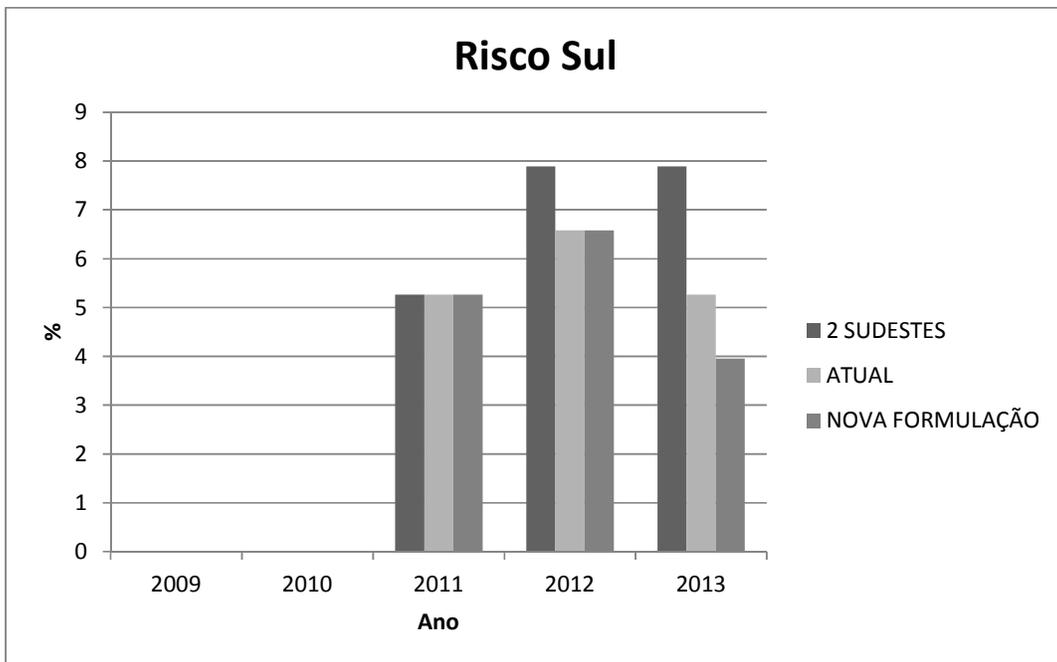


Figura 4-47 - Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

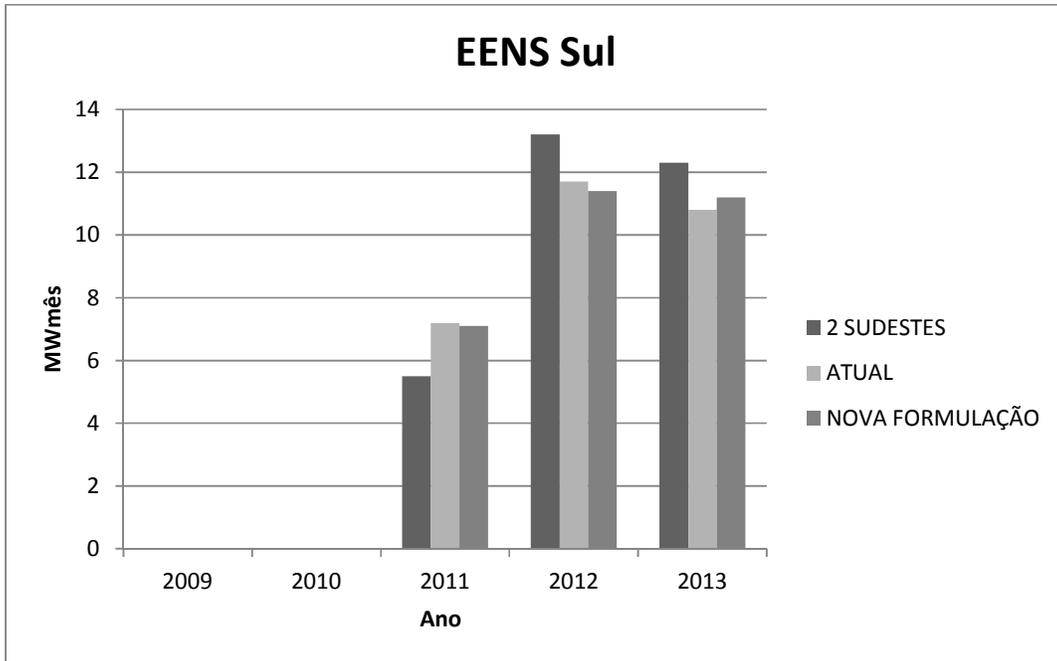


Figura 4-48 – EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

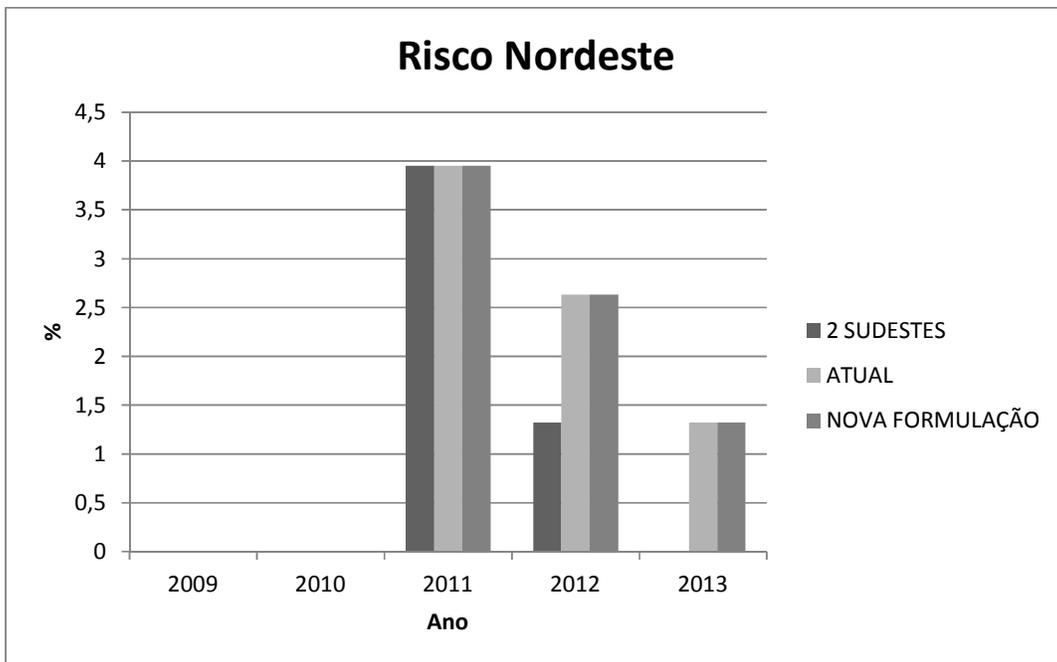


Figura 4-49 - Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

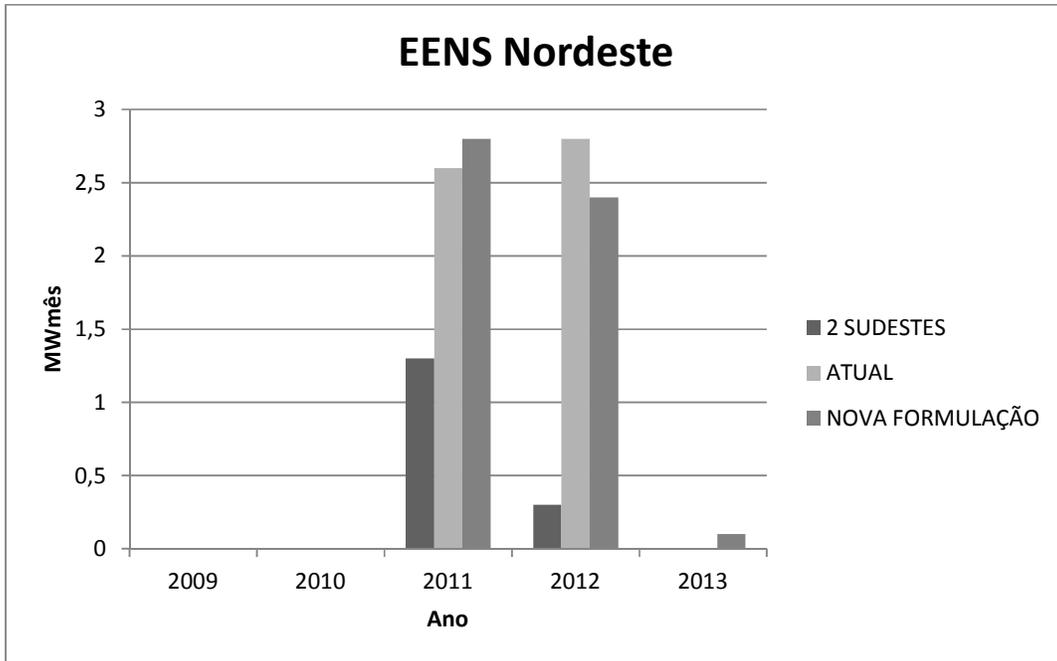


Figura 4-50 – EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

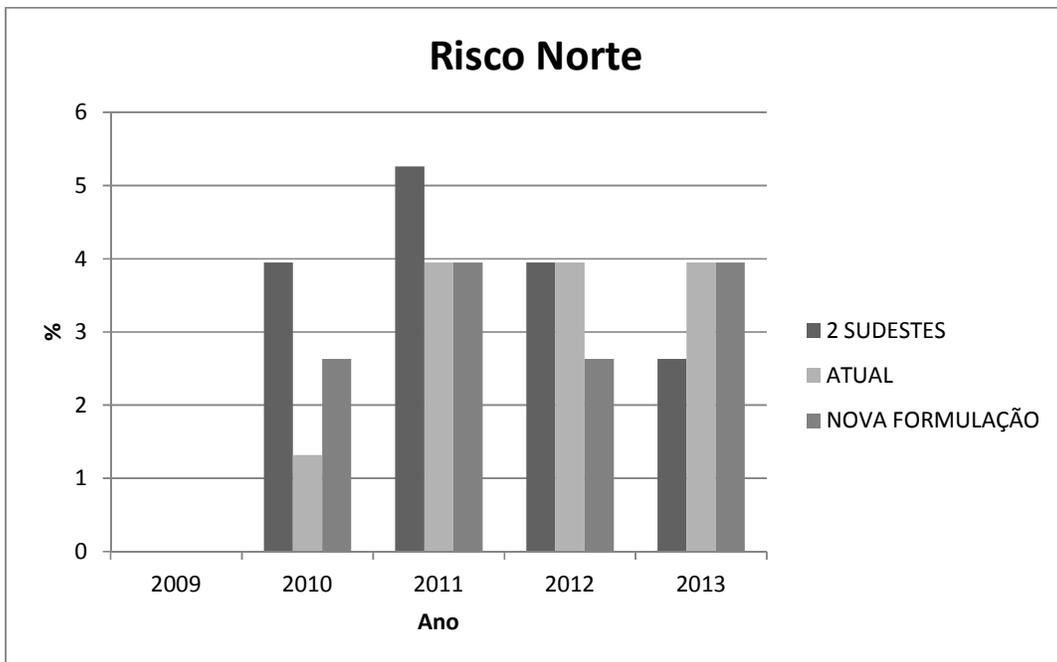


Figura 4-51 - Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

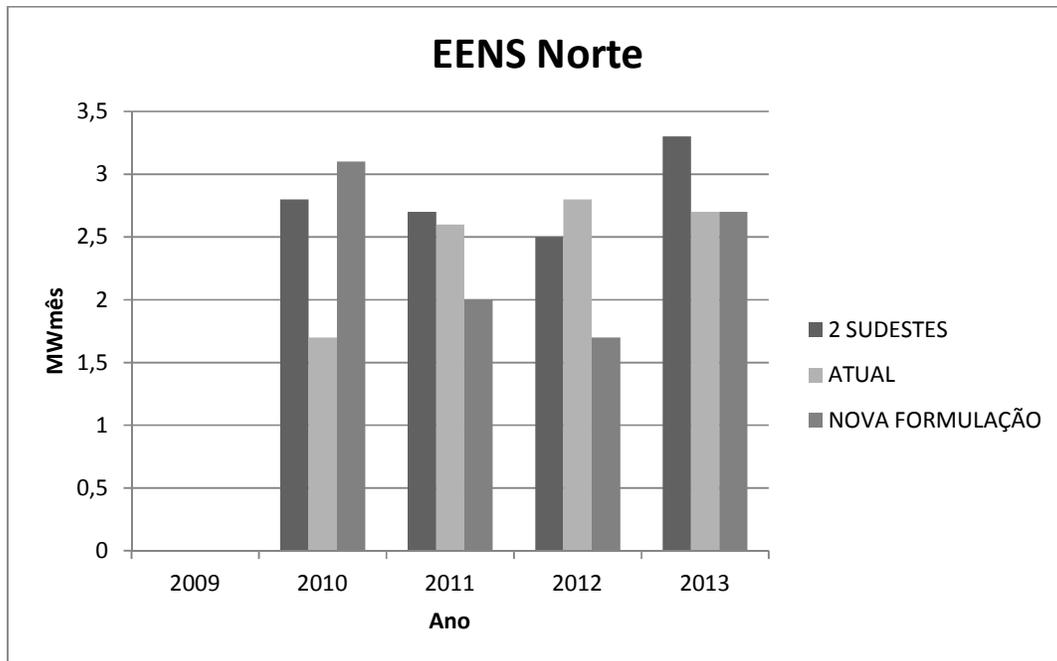


Figura 4-52 – EENS do Norte para os casos com dois Norte, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Os valores de risco e EENS ficaram compatíveis para as três formulações. Somente no Subsistema Nordeste a nova formulação e formulação atual ficaram acima da formulação com dois Sudestes, comportamento diferente do observado para os demais subsistemas.

f) Custo de Operação

Abaixo é apresentado o custo de operação assim como o seu desvio padrão.

	Custo de Operação \$ 10 ⁶	Desvio padrão
2 SUDESTE	21034,69	2912,11
ATUAL	21207,89	3196,13
NOVA FORMULAÇÃO	21354,82	3269,75

Podemos concluir então que esta nova metodologia para o estudo com Itaipu é mais próxima ao caso onde são utilizados dois Sudestes, que é a melhor formulação, que a utilizada atualmente no NEWAVE. Outra questão que surge então é quanto a generalidade deste cálculo para diferentes acoplamentos, como é o caso do acoplamento do Sudeste com o Nordeste pelo rio São Francisco, através das usinas Retiro Baixo, Queimado e Três Marias que deságuam na usina de Sobradinho e o

acoplamento do Sudeste com o Norte pelo rio Tocantins através da usina de Lajeado que deságua na usina de Estreito Tocantins. Para esta validação será feito o estudo também com estes dois acoplamentos.

4.3 Outros acoplamentos

Podemos observar que a nova metodologia de cálculo do peso a ser utilizado para ponderação das parcelas de acoplamento apresentou resultados mais próximos do caso ideal (dois Sudestes) que a metodologia atual utilizada pelo NEWAVE, tanto para casos de PDE quanto para casos de PMO. A dúvida que surge então é se esta metodologia atenderia casos de acoplamento com outras configurações. No caso do acoplamento do Sudeste com Itaipu, por exemplo, quase 75% da energia do Sudeste estão acopladas com o subsistema Itaipu, mas existem casos onde a grande maioria do Sudeste não está acoplada, como é o caso do acoplamento com o subsistema Nordeste, como mostrado na figura 4-53, onde apenas uma parcela correspondente a 20% da energia do Sudeste está acoplada e o caso ainda do acoplamento com o Norte, como mostrado na figura 4-54, onde apenas uma parcela de 10% da energia do Sudeste está acoplada.

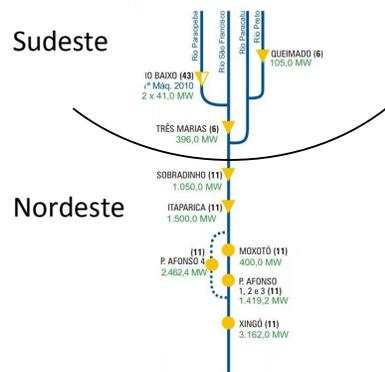


Figura 4-53 - Diagrama das usinas do Sudeste acopladas com Nordeste.

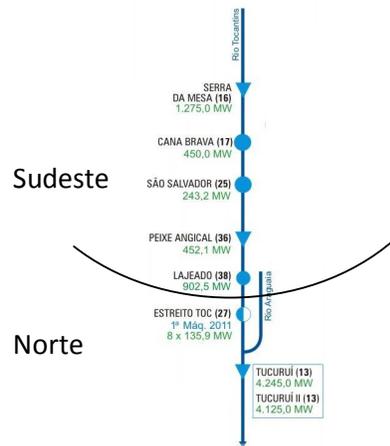


Figura 4-54 - Diagrama das usinas do Sudeste acopladas com o Norte.

Foi realizado então um estudo para avaliar se esta metodologia de cálculo do peso seria aplicável também a outros acoplamentos. Este estudo foi feito da mesma forma que o anterior. No caso do acoplamento do Sudeste com o Nordeste foi criado outro subsistema com as usinas que acoplam com o subsistema Nordeste (Retiro Baixo, Queimado e Três Marias) e foram rodados casos utilizando os dois Sudeste, e portanto, não utilizando o peso para o cálculo das parcelas de acoplamento e casos utilizando apenas um Sudeste e portanto, considerando o peso no cálculo das parcelas de acoplamento. E este mesmo estudo foi executado criando um subsistema com as usinas do Sudeste que acoplam com o subsistema Norte (Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical e Lajeado) e rodado casos utilizando dois Sudeste e casos utilizando apenas um Sudeste.

4.3.1 Caso de acoplamento do subsistema Sudeste com o Subsistema Nordeste

Para o estudo deste caso foi criado um subsistemas com as usinas Retiro Baixo, Queimado e Três Marias, pois estas usinas acoplam o subsistema Sudeste com o subsistema Nordeste, como mostrado na figura 4-55.

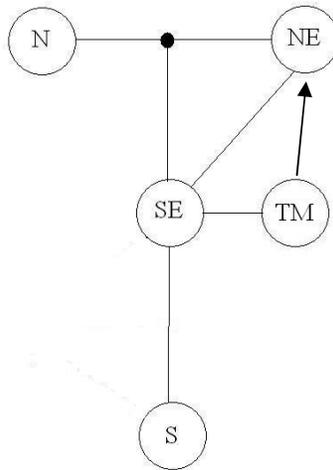


Figura 4-55 - Esquema dos subsistemas para o caso de 2 Sudestes para o caso de acoplamento com Nordeste.

Com a criação deste novo subsistema não é utilizado peso no cálculo das parcelas de acoplamento, portanto é possível avaliar o impacto do peso no cálculo destas parcelas. Neste caso o percentual acoplado do subsistema Sudeste com o subsistema Nordeste é de apenas 20%, portanto o peso seria da ordem de -0,6. A figura 4-56 mostra a geração do subsistema Nordeste para os casos onde é utilizado dois Sudeste, para o caso onde é utilizada a metodologia atual para o cálculo do peso e o caso onde é utilizada a nova metodologia de cálculo deste peso.

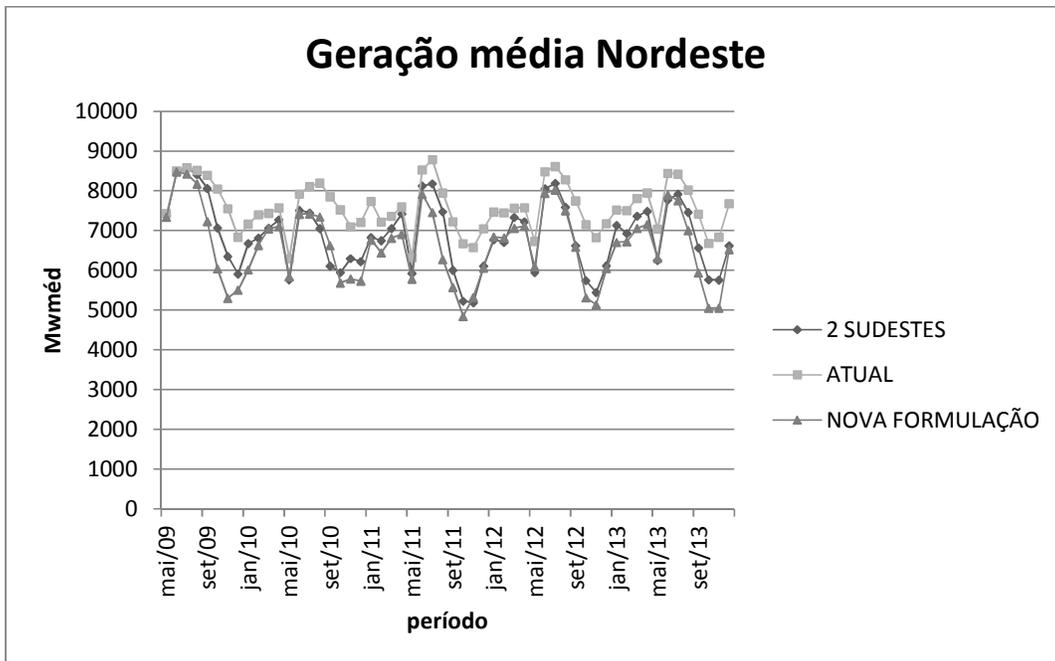


Figura 4-56 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Podemos observar então que neste caso as gerações do subsistema Nordeste para o caso utilizando dois Sudestes e o caso utilizando a metodologia atual apresentam diferenças, sendo novamente a geração com a metodologia atual maior que a geração considerando dois Sudestes. Podemos observar também que a geração utilizando a nova metodologia ficou novamente mais aderente a operação utilizando dois Sudestes. A seguir são apresentados outros resultados para estes casos:

a) Geração Hidráulica

Abaixo é apresentada a geração hidráulica média para os demais subsistemas. Vale lembrar que a geração para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

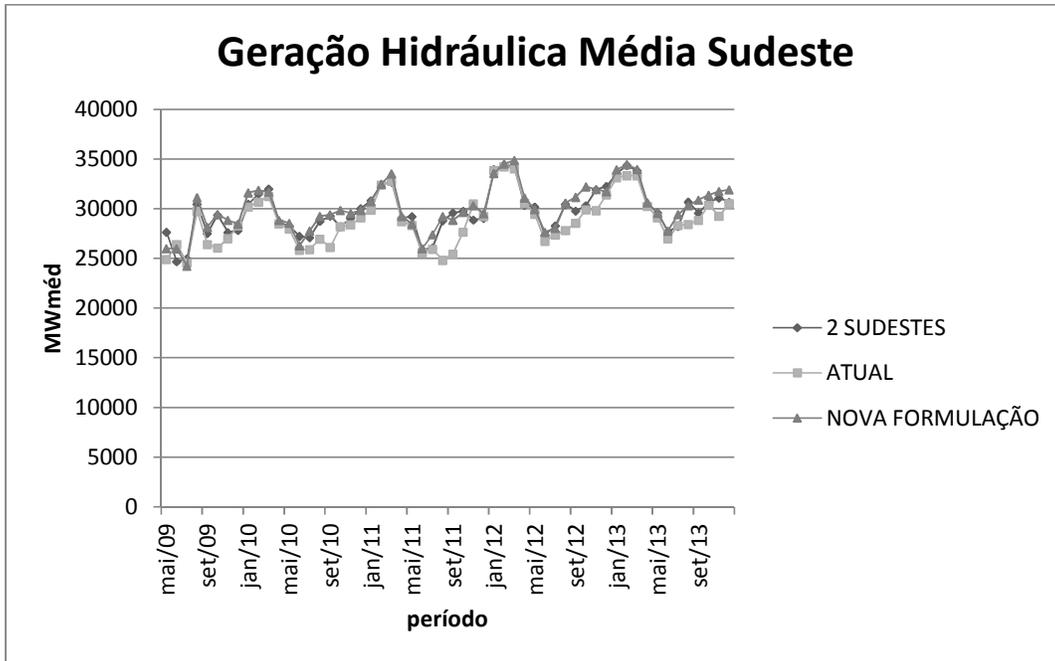


Figura 4-57 – Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

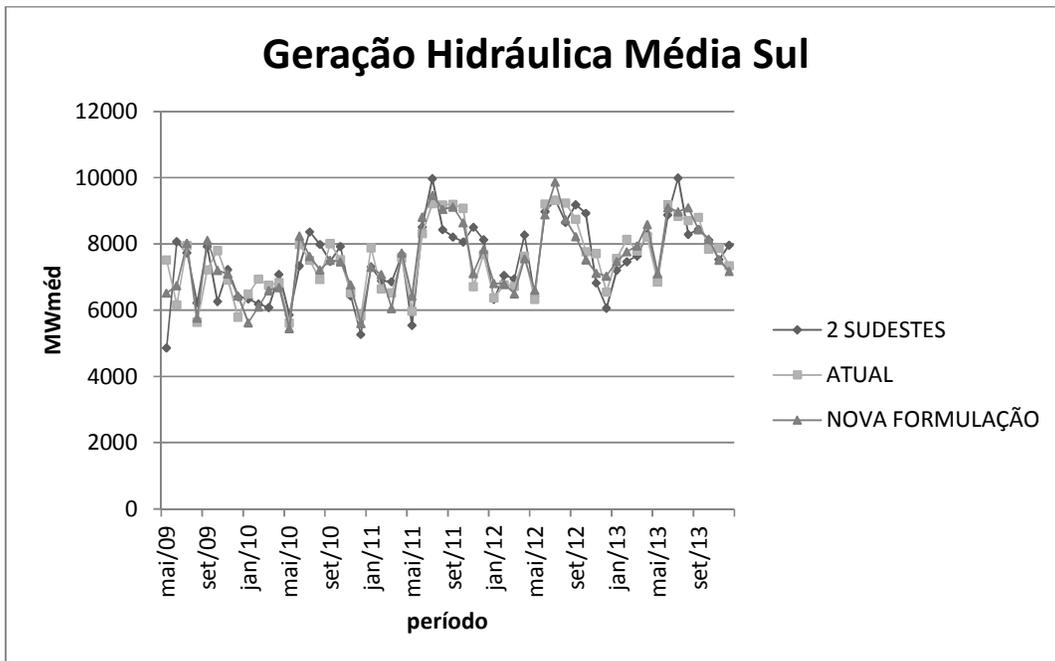


Figura 4-58 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

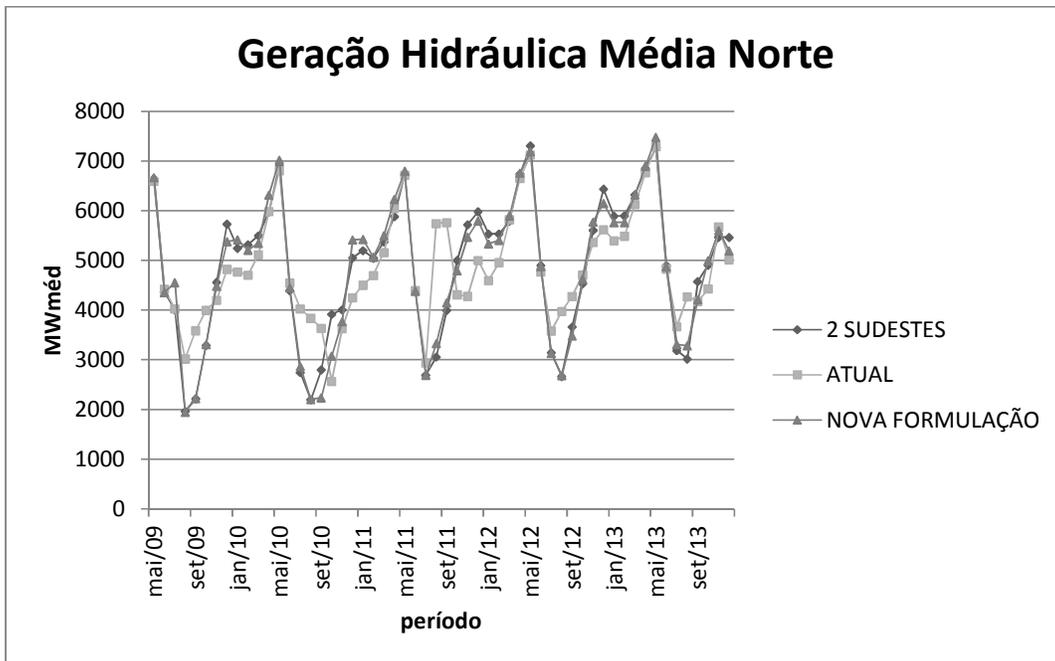


Figura 4-59 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

É observado que a formulação atual para este caso apresenta resultados mais próximos da formulação com dois Sudestes que a formulação atual. A geração com a formulação atual fica abaixo da geração com a nova formulação para o Sudeste.

b) Geração Térmica

Abaixo é apresentada a geração térmica média para os Subistemas. Vale lembrar que a geração para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

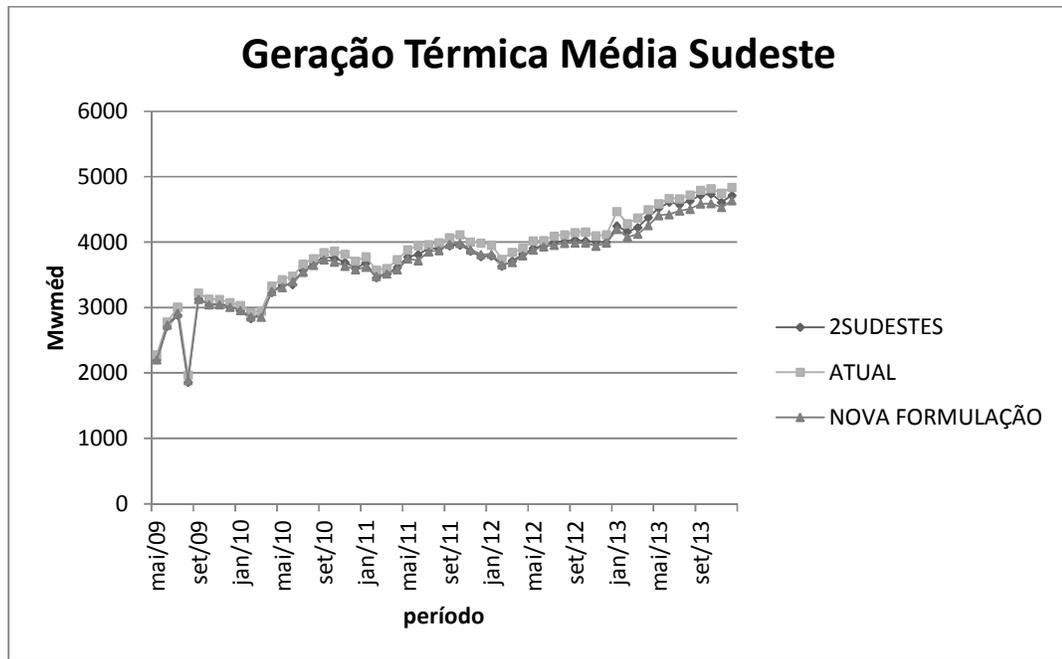


Figura 4-60 – Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

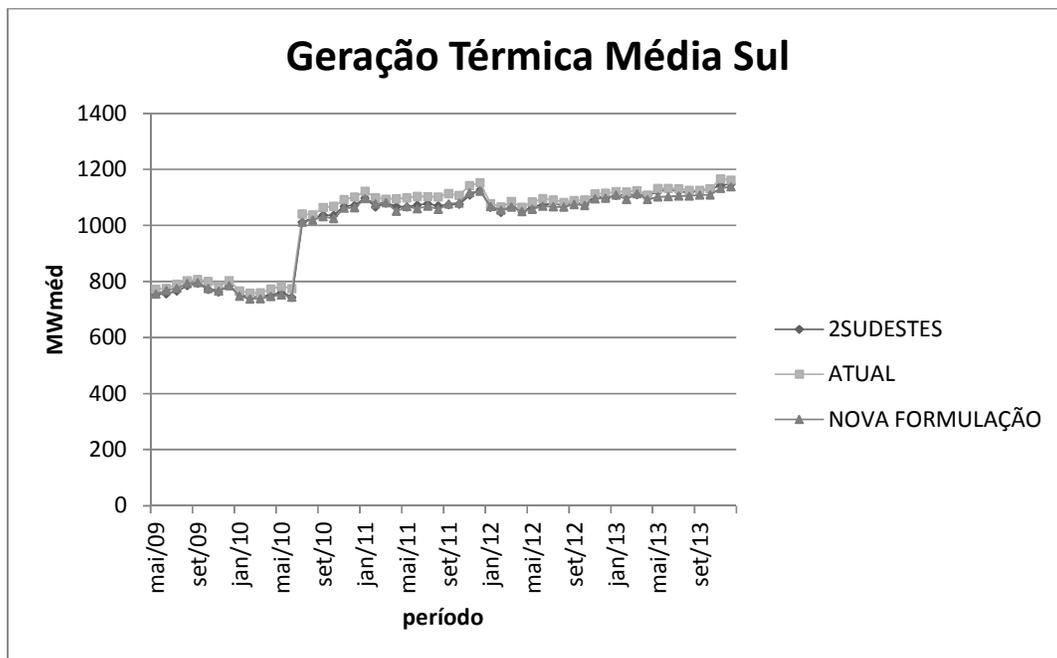


Figura 4-61 – Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

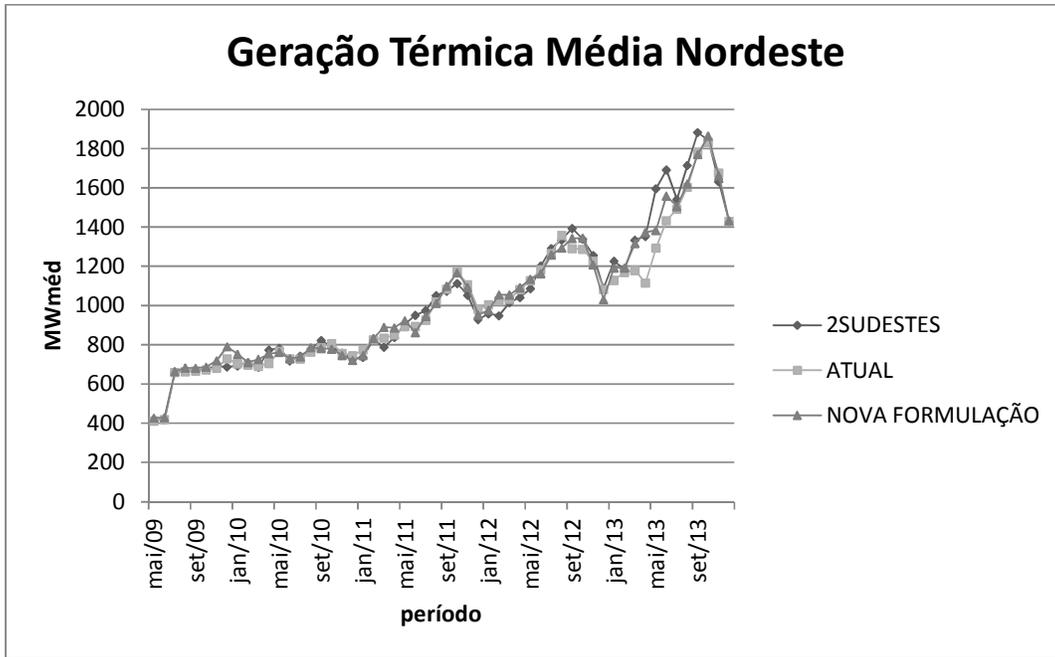


Figura 4-62 – Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

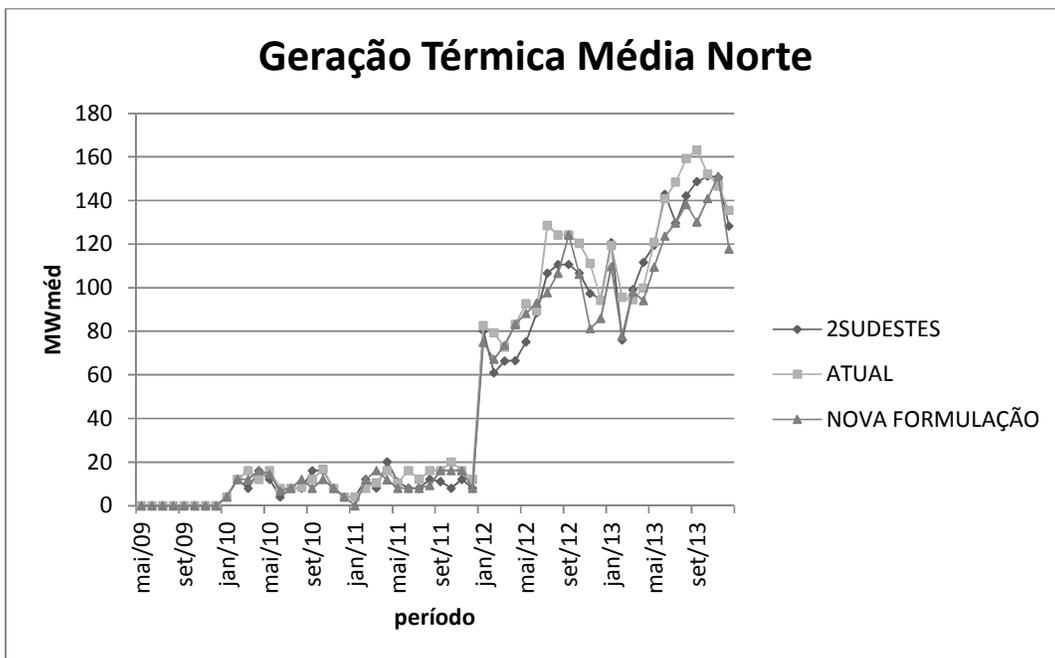


Figura 4-63 – Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

É observado que as três formulações apresentam os mesmos patamares de geração térmica, porém a geração com a nova formulação apresenta valores mais próximos da geração com dois Sudestes.

c) Energia Armazenada Final

A seguir é apresentada a energia armazenada final para os subsistemas. Vale lembrar que a energia armazenada final para o subsistema Sudeste para o caso com dois Sudestes é a soma da parcela acoplada com a parcela não acoplada.

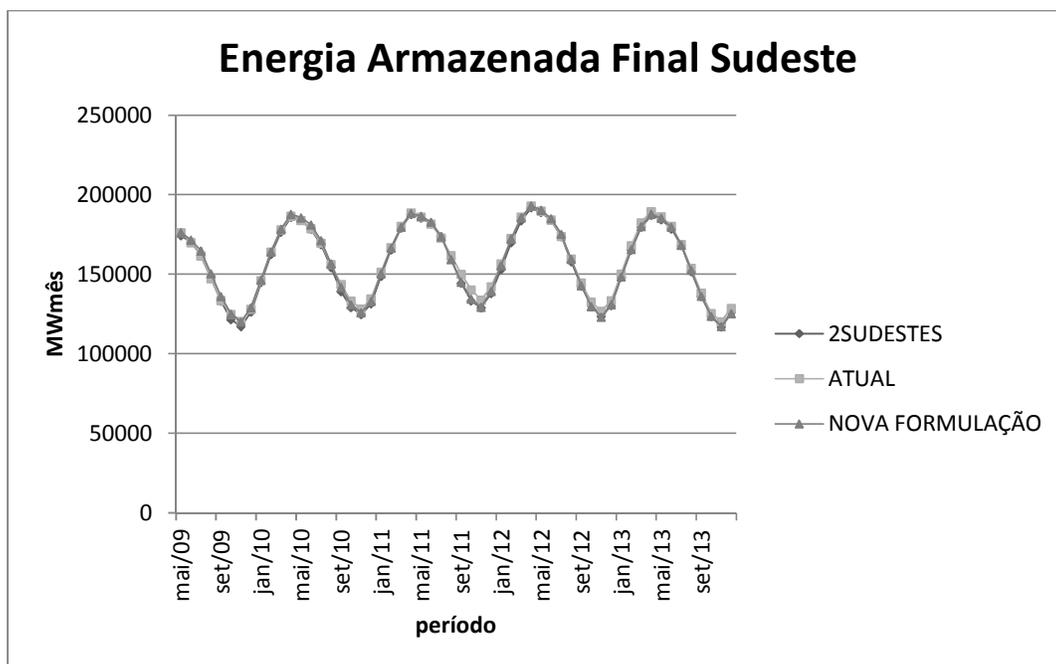


Figura 4-64 – Energia armazenada final do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

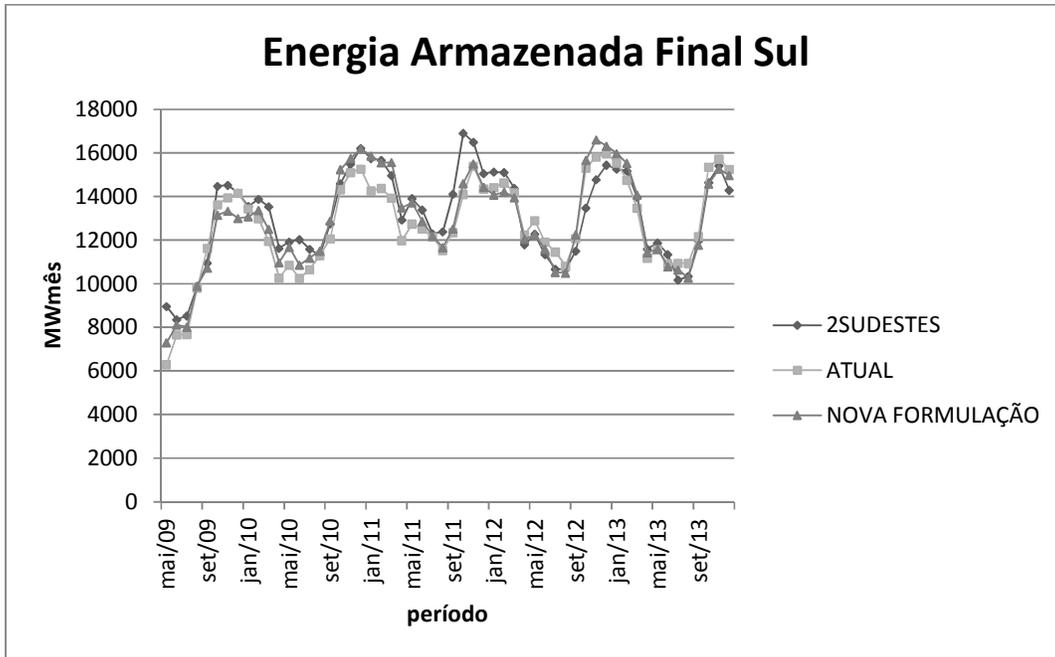


Figura 4-65 – Energia armazenada final do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

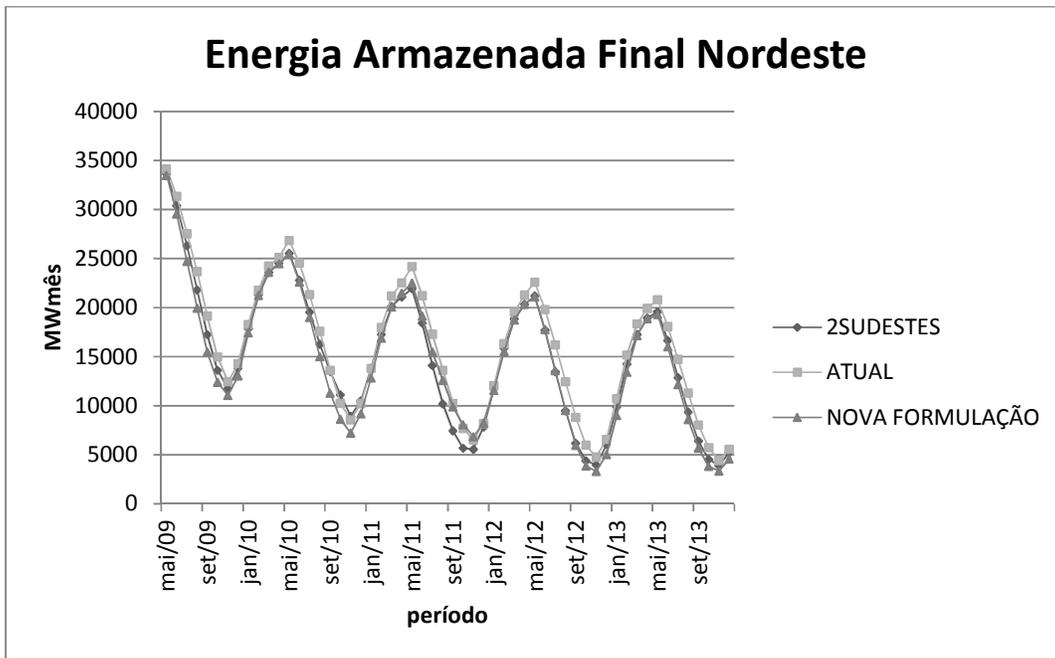


Figura 4-66 – Energia armazenada final do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

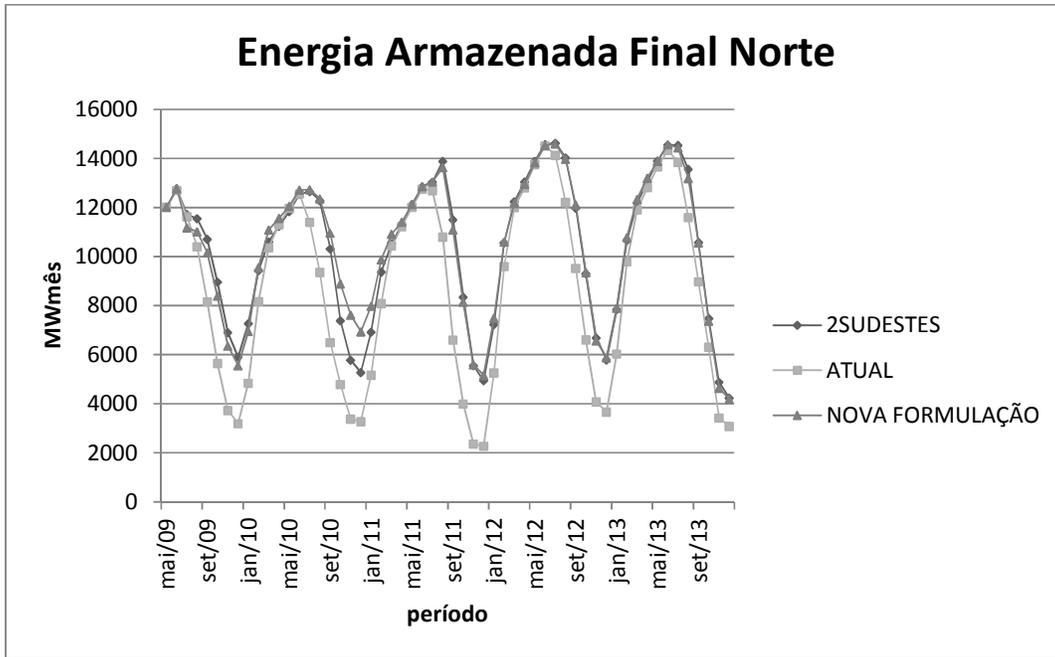


Figura 4-67 – Energia armazenada final do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Os resultados para a energia armazenada final para as três formulações ficam bem próximas, porém a nova formulação apresenta valores mais próximos da formulação com dois Sudestes que a formulação atual, principalmente no subsistema Norte.

d) Custo Marginal de Operação

Abaixo são apresentados os custos marginais de operação para todos os subsistemas.

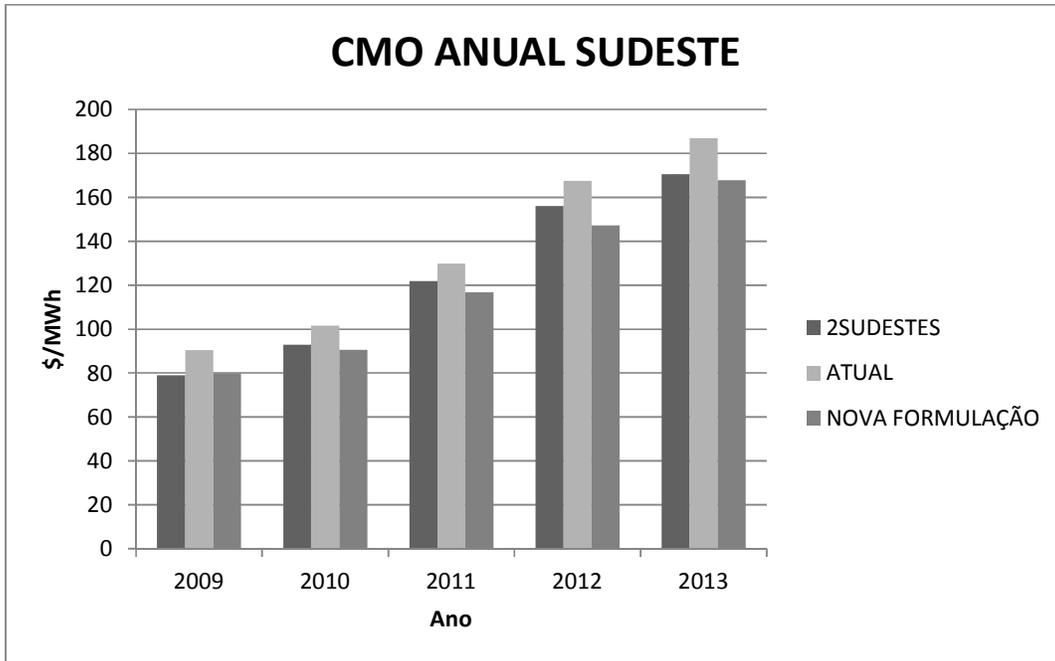


Figura 4-68 – Custo marginal de operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

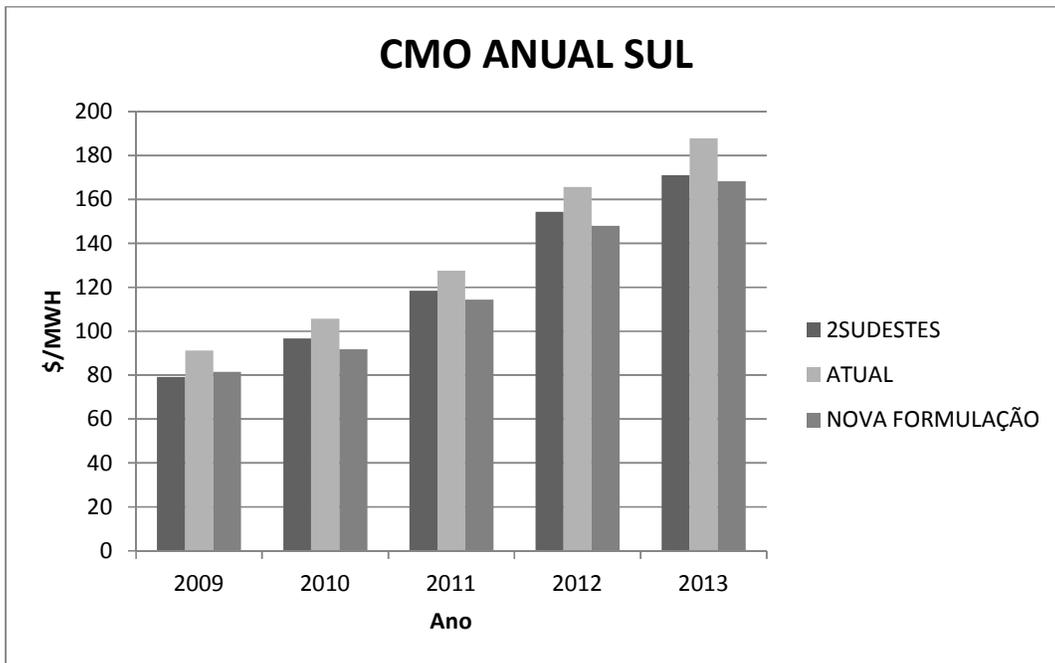


Figura 4-69 – Custo marginal de operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

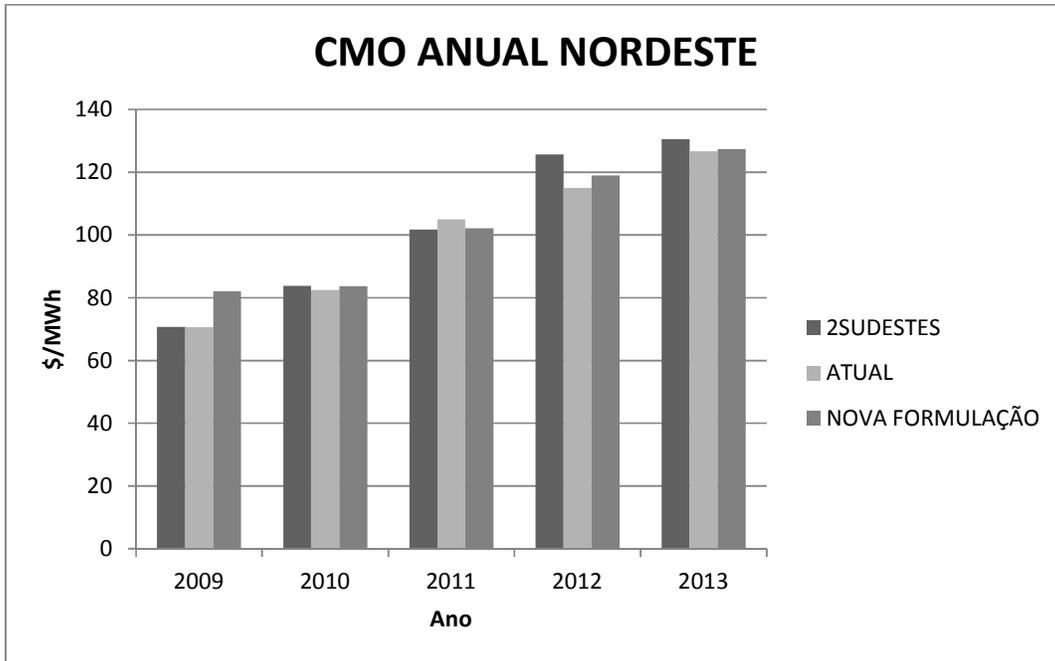


Figura 4-70 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

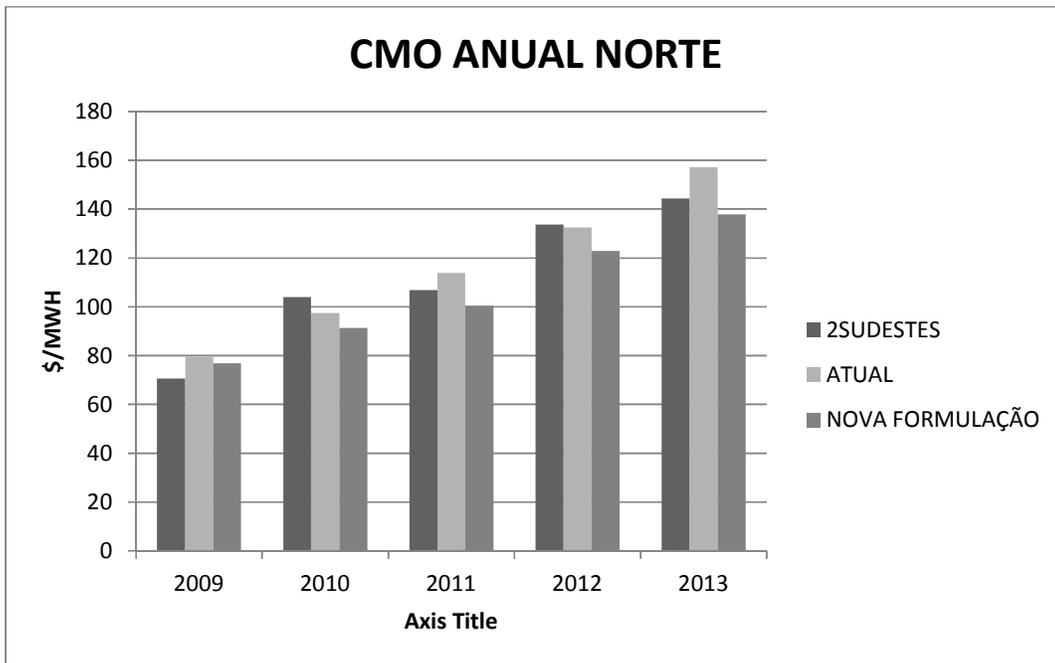


Figura 4-71 – Custo marginal de operação do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

É observado que o valor para o custo marginal de operação para as três formulações apresentaram os mesmos patamares.

e) Risco e EENS

A seguir é apresentado o risco e a EENS para os subsistemas.

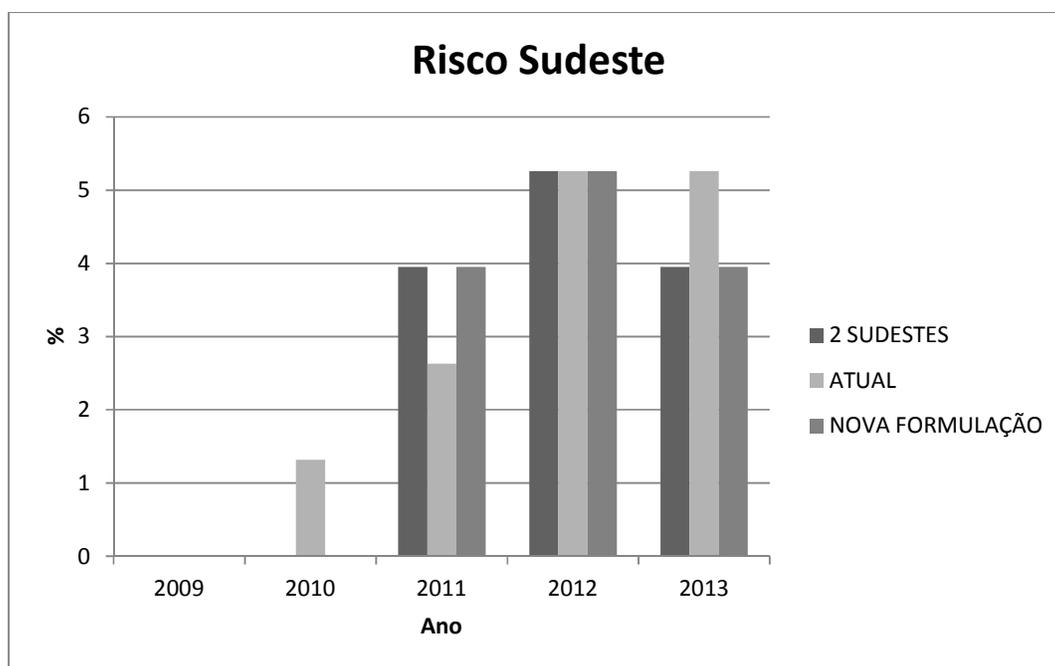


Figura 4-72 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

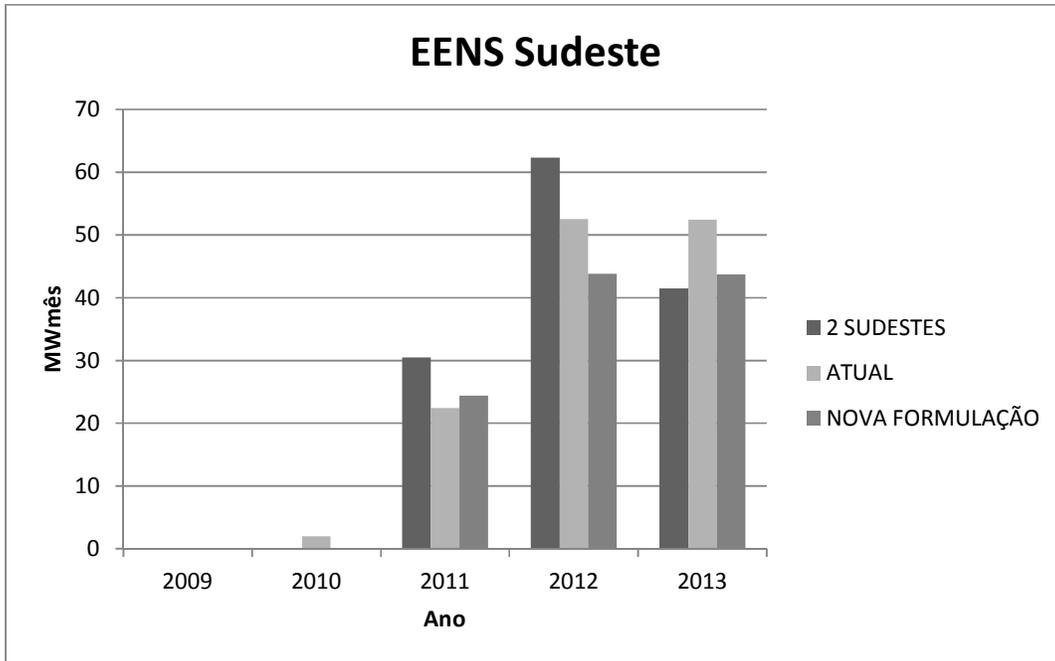


Figura 4-73 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

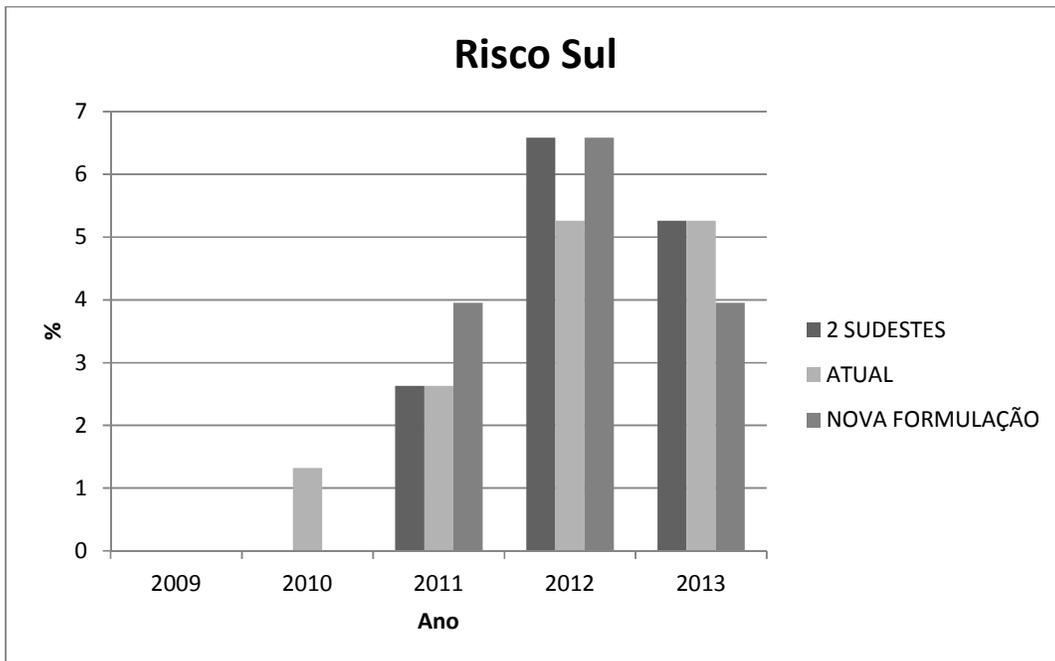


Figura 4-74 – Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

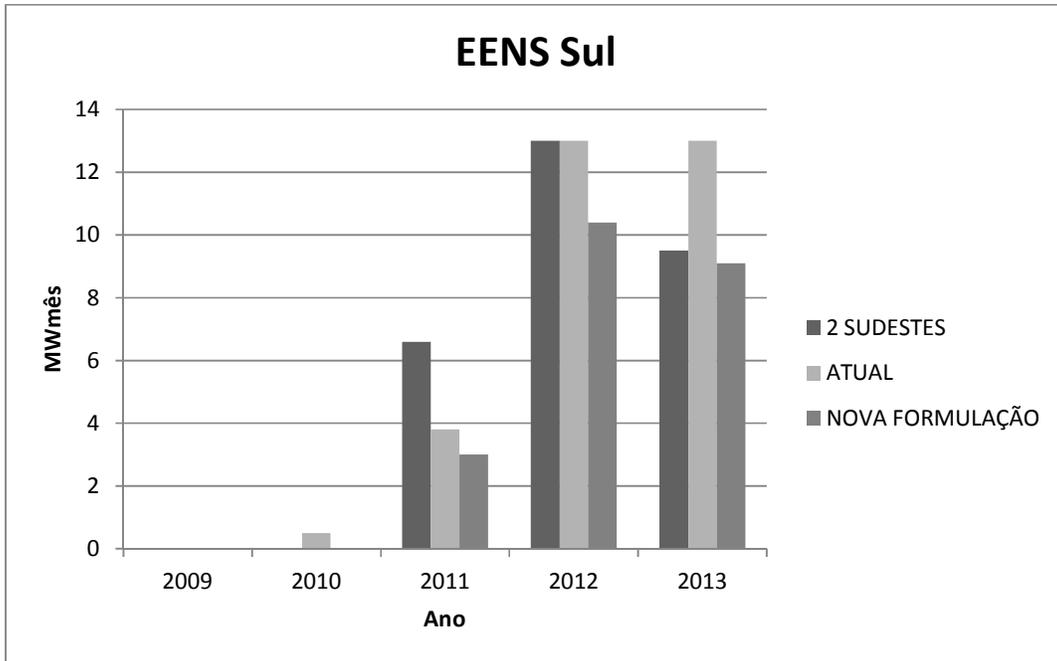


Figura 4-75 – EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

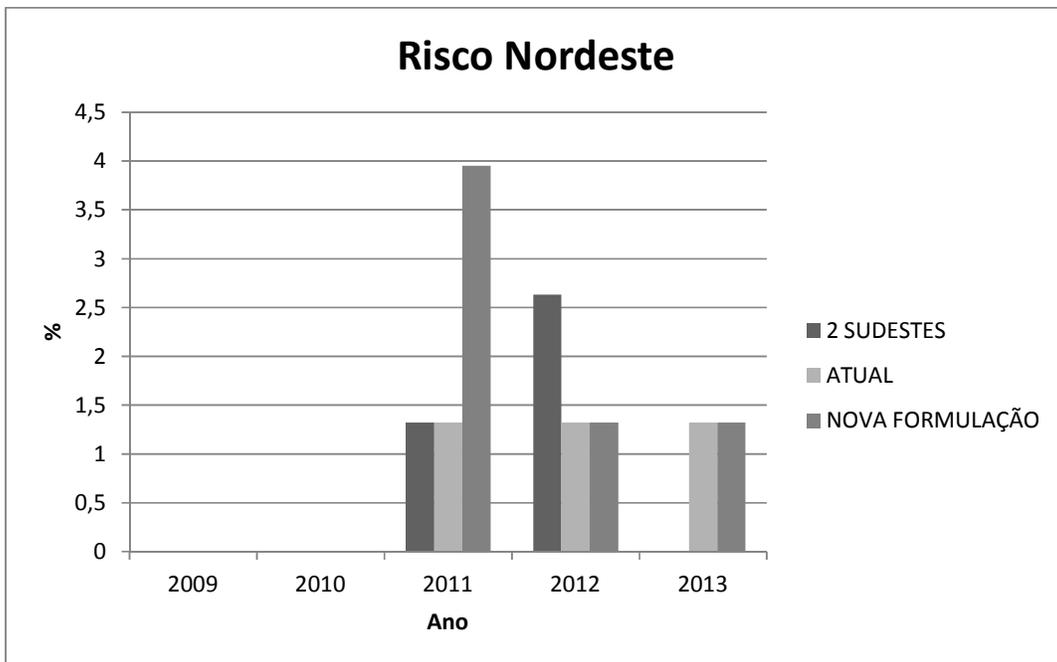


Figura 4-76 – Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

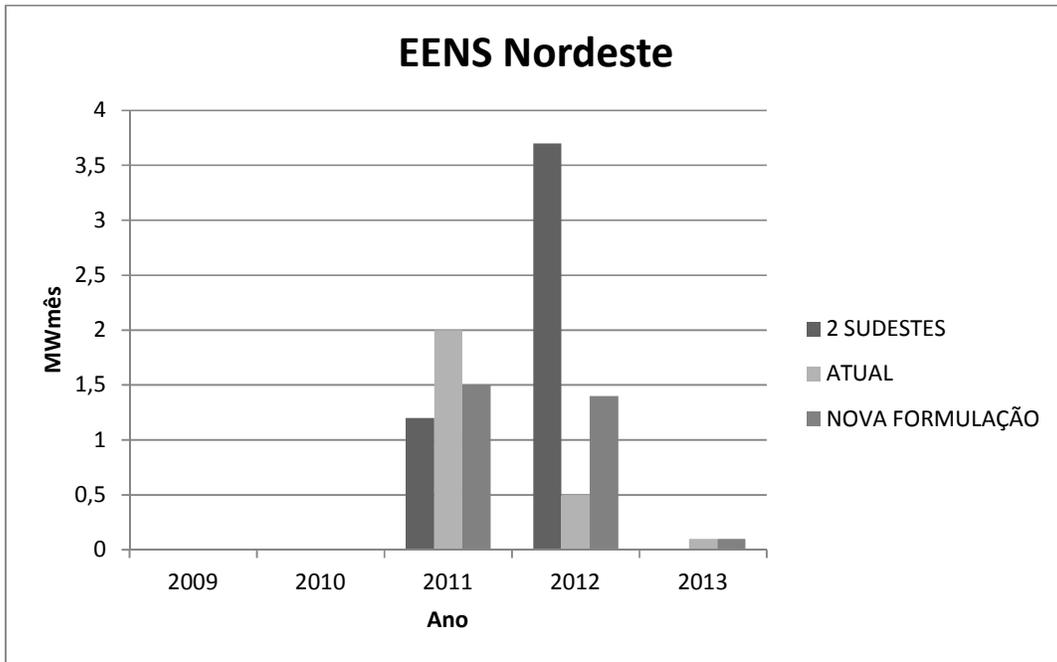


Figura 4-77 – EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

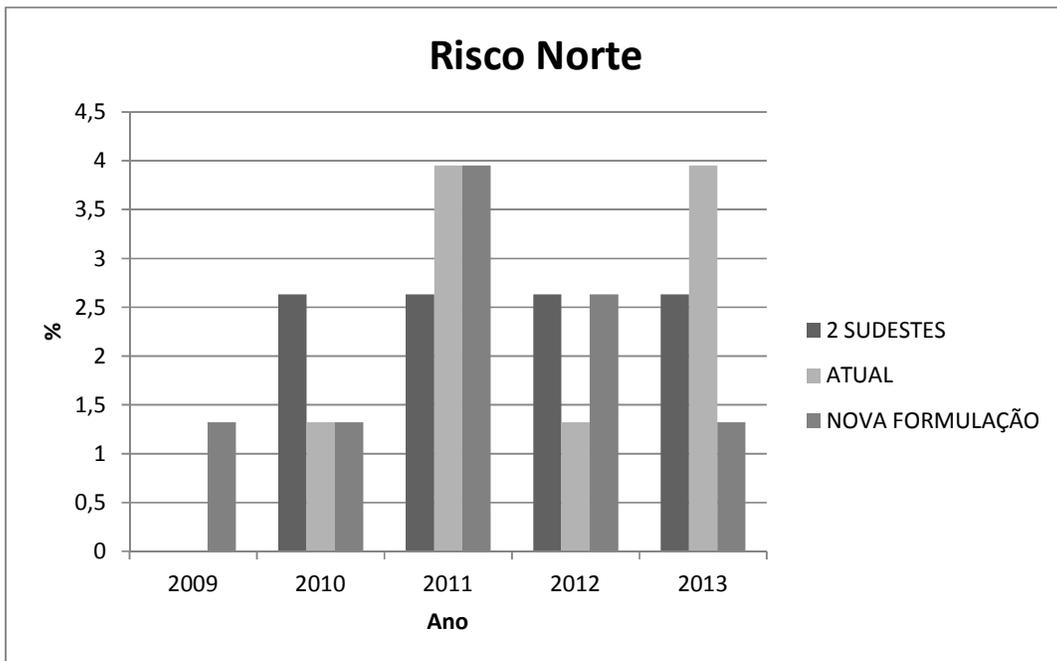


Figura 4-78 – Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

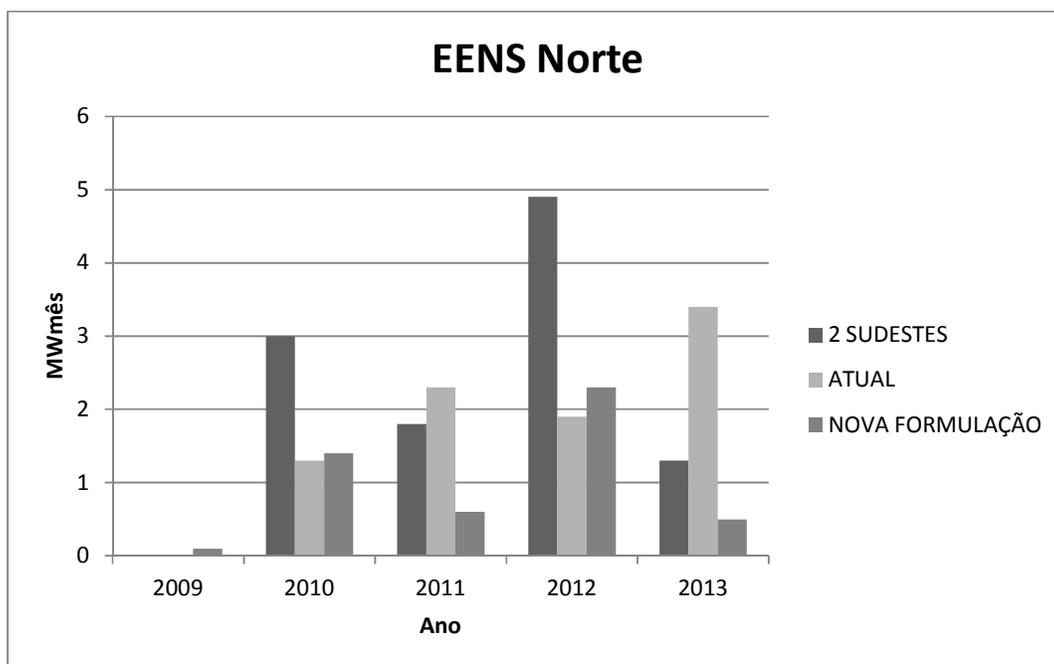


Figura 4-79 – EENS do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Pode-se observar que neste caso, os valores para risco e EENS apresentaram valores diferentes para as três formulações

f) Custo de Operação

	Custo de Operação \$ 10 ⁶	Desvio padrão
2 SUDESTES	20961,15	3060,74
ATUAL	19966,38	2451,38
NOVA FORMULAÇÃO	19012,98	2407,35

Podemos concluir então que a nova metodologia de cálculo do peso de acoplamento faz com que a geração do subsistema de jusante fique mais aderente ao caso onde o sistema de montante é separado em dois, um completamente acoplado e outro completamente desacoplado.

Os estudos feitos até aqui mostraram que os resultados com a nova formulação ficaram mais aderentes aos casos onde o Sudeste foi separado em dois, mas os casos rodados apresentavam apenas duas parcelas de acoplamento, ou seja, no caso de acoplamento com Itaipu só tínhamos as parcelas própria e afluenta a fio d'água e no

caso de acoplamento do Sudeste com o Nordeste temos as parcelas própria e afluente controlável. Outra avaliação que cabe estudar é quando temos as três parcelas de acoplamento, ou seja, própria, afluente a fio d'água e afluente controlável como ocorre com o acoplamento entre o Sudeste e o Norte que aparecem no sistema de jusante usinas a fio d'água e com reservatório.

4.3.2 Caso de acoplamento do subsistema Sudeste com o Subsistema Norte

Para avaliar então a validade do peso para casos onde temos as três parcelas de acoplamento foi montado casos de acoplamento do Sudeste com o Norte. Para criação deste estudo, assim como nos estudos anteriores, foi criado um novo Sudeste com as usinas Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical e Lajeado que são as usinas que acoplam hidráulicamente o subsistema Sudeste com o subsistema Norte, como mostrado na figura 4-80. Foi rodado então casos com 2 Subsistemas, ou seja, sem a influência do peso, conforme figura 4-81, caso utilizando a metodologia utilizada atualmente no NEWAVE e caso utilizando a nova formulação.

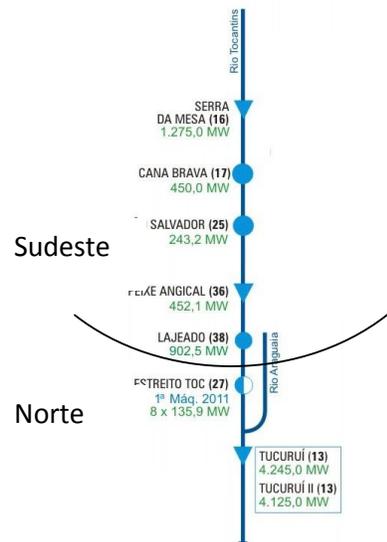


Figura 4-80 - Diagrama das usinas do Sudeste que acoplam com o Norte.

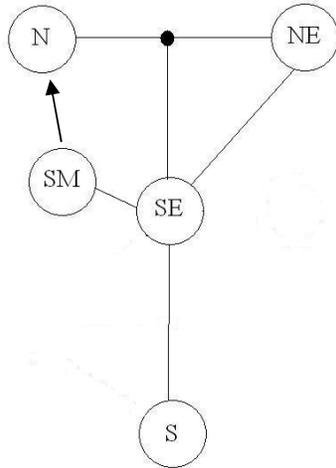


Figura 4-81 - Esquema dos subsistemas para o caso de 2 Sudeste.

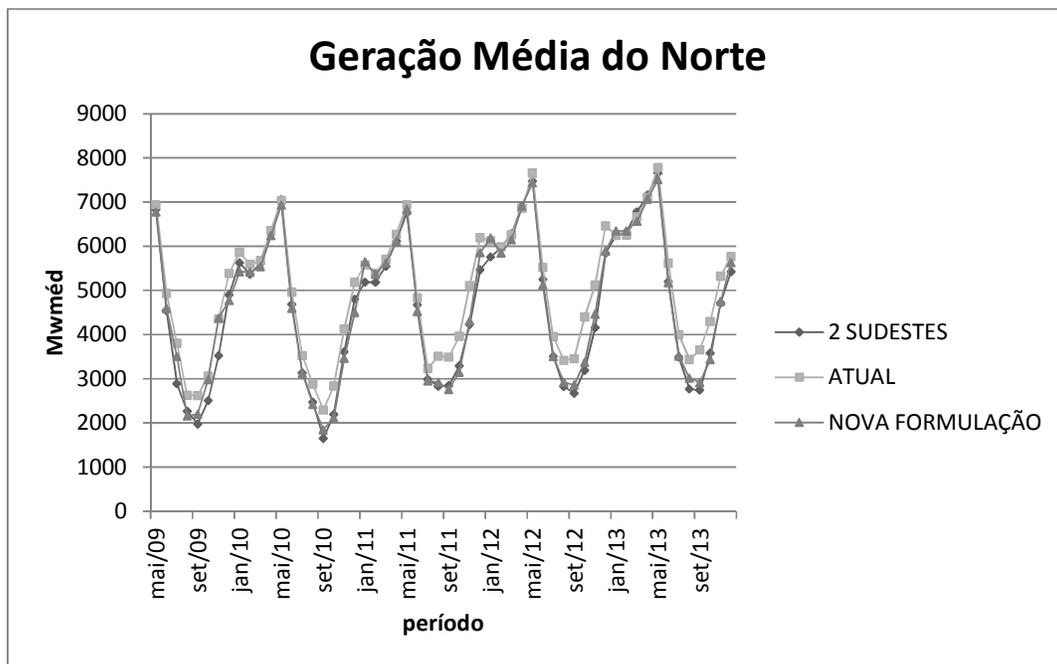


Figura 4-82 – Geração hidráulica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Podemos observar neste estudo que a geração para o caso utilizando dois Sudestes e o caso utilizando a metodologia atual não ficaram significativamente diferentes, diferenciando apenas nos meses de geração baixa, onde a metodologia atual não conseguiu reproduzir estes baixos valores de geração. Podemos observar também que

a nova metodologia apresentou resultados mais próximos a geração com dois Sudestes que a metodologia atual, já que com a nova metodologia foi possível acompanhar a geração do caso com dois Sudestes mesmo nas épocas de baixa geração. Abaixo são apresentados mais alguns resultados para este caso:

a) Geração Hidráulica

A seguir é apresentada a geração hidráulica média para os demais subsistemas. Vale lembrar que no caso com dois Sudestes a geração hidráulica do Sudeste é a soma do Sudeste acoplado com o Sudeste não acoplado.

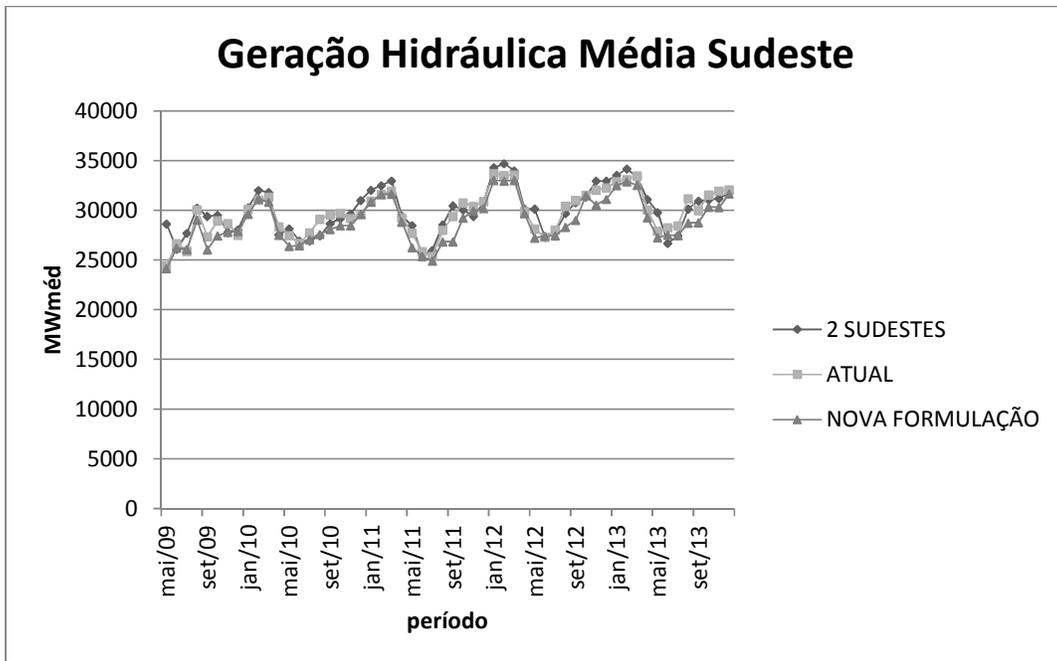


Figura 4-83 – Geração hidráulica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

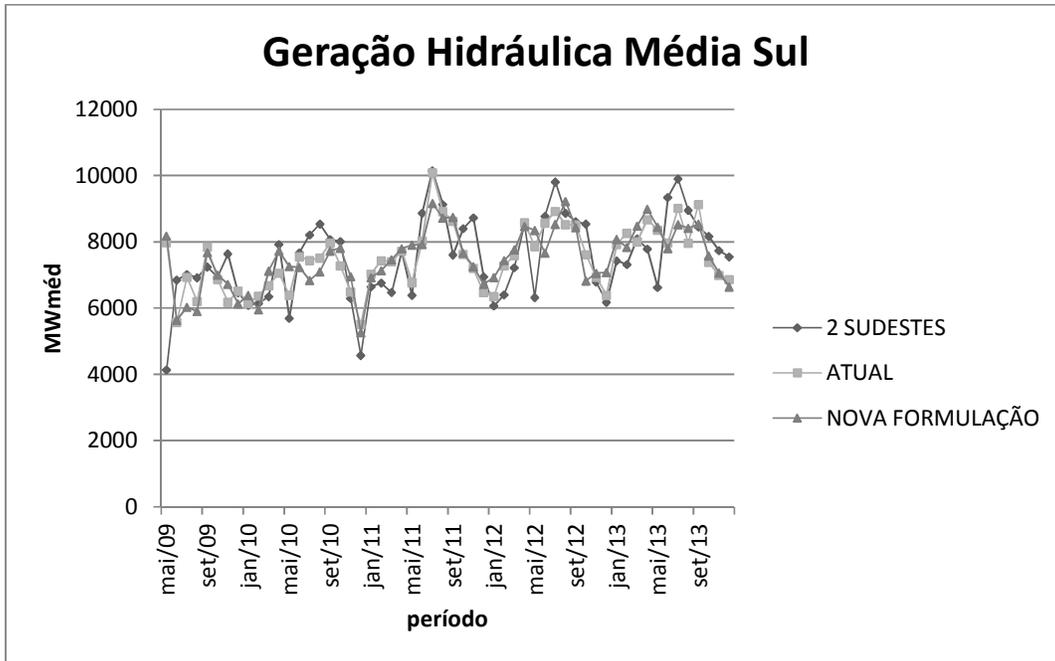


Figura 4-84 – Geração hidráulica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

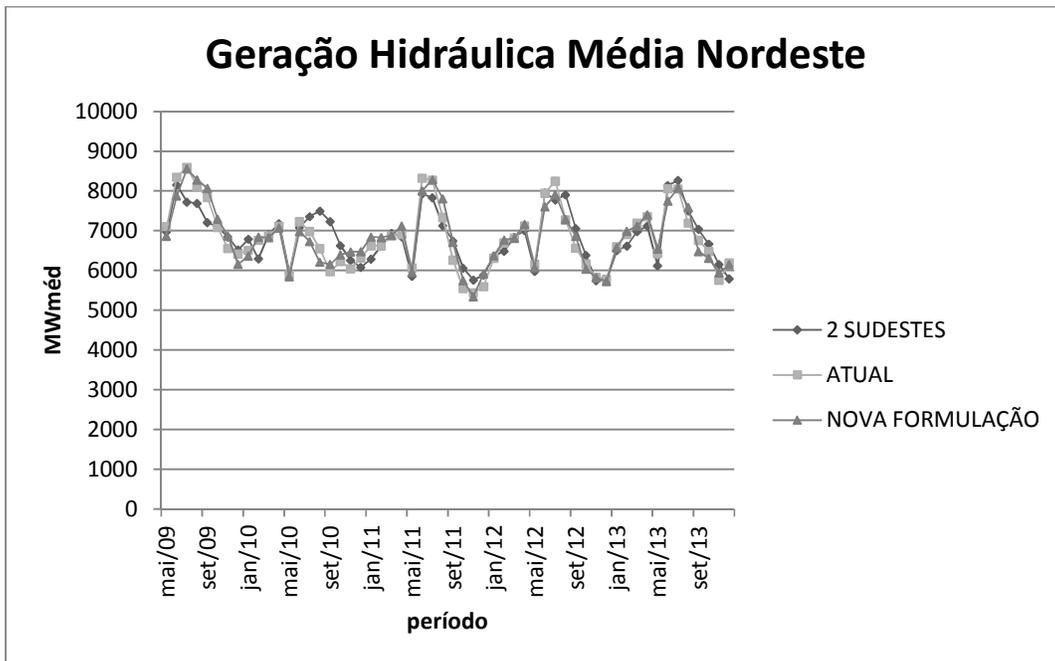


Figura 4-85 – Geração hidráulica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

É observado que as três formulações apresentam os mesmos patamares de geração.

b) Geração Térmica

A seguir é apresentada a geração térmica média para os subsistemas. Lembrando que a geração para o subsistema Sudeste para a formulação com dois Sudestes é a soma do Sudeste acoplado com o Sudeste não acoplado.

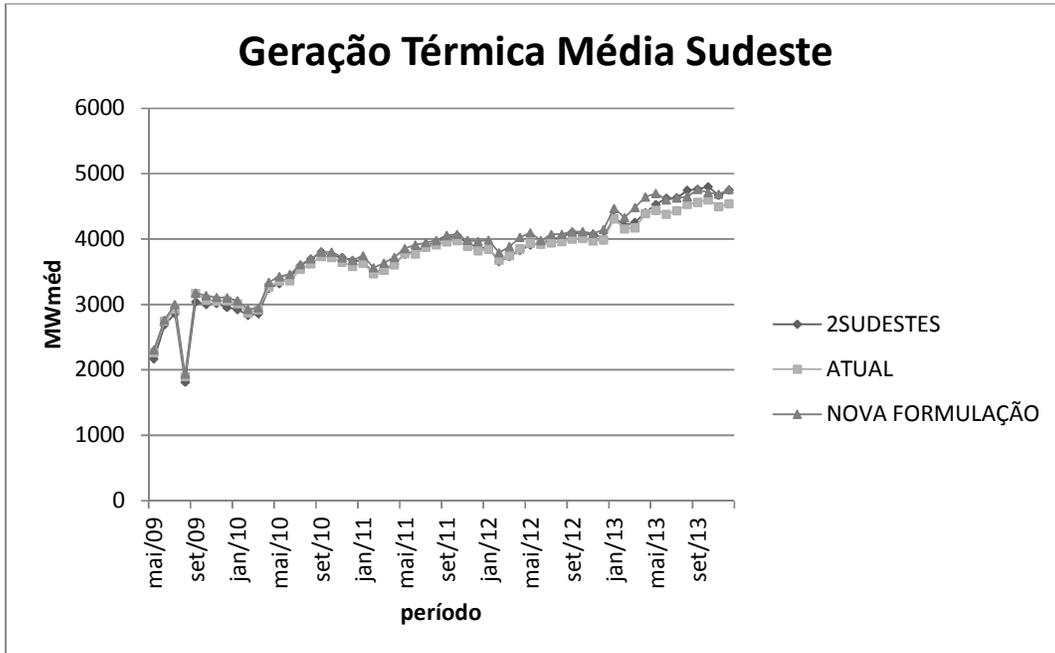


Figura 4-86 – Geração térmica média do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

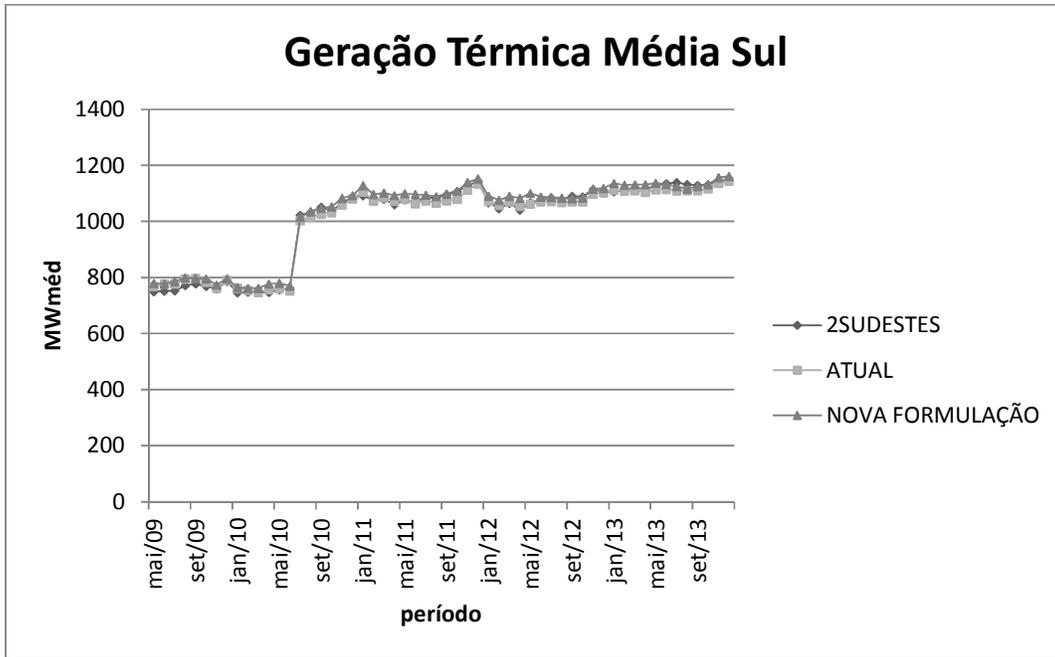


Figura 4-87 – Geração térmica média do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

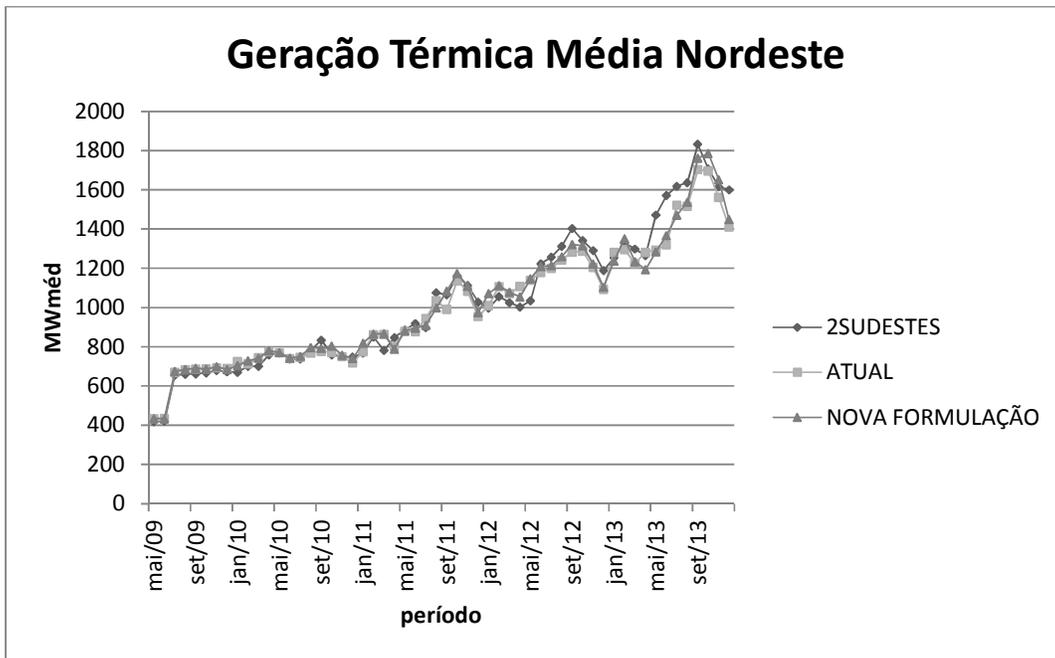


Figura 4-88 – Geração térmica média do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

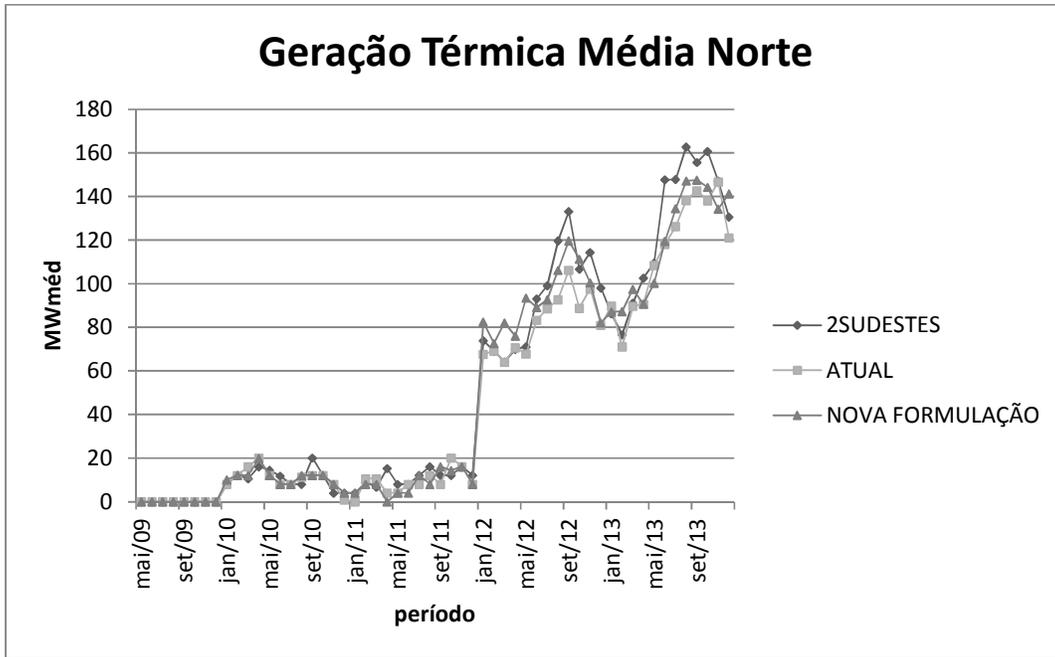


Figura 4-89 – Geração térmica média do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

É observado novamente que a geração térmica para as três formulações apresentarão os mesmos patamares.

c) Energia Armazenada Final

É apresentado a seguir a energia armazenada final para os subsistemas. Lembrando que a energia armazenada final para o subsistema Sudeste para a formulação com dois Sudestes é a soma do Sudeste acoplado com o Sudeste não acoplado.

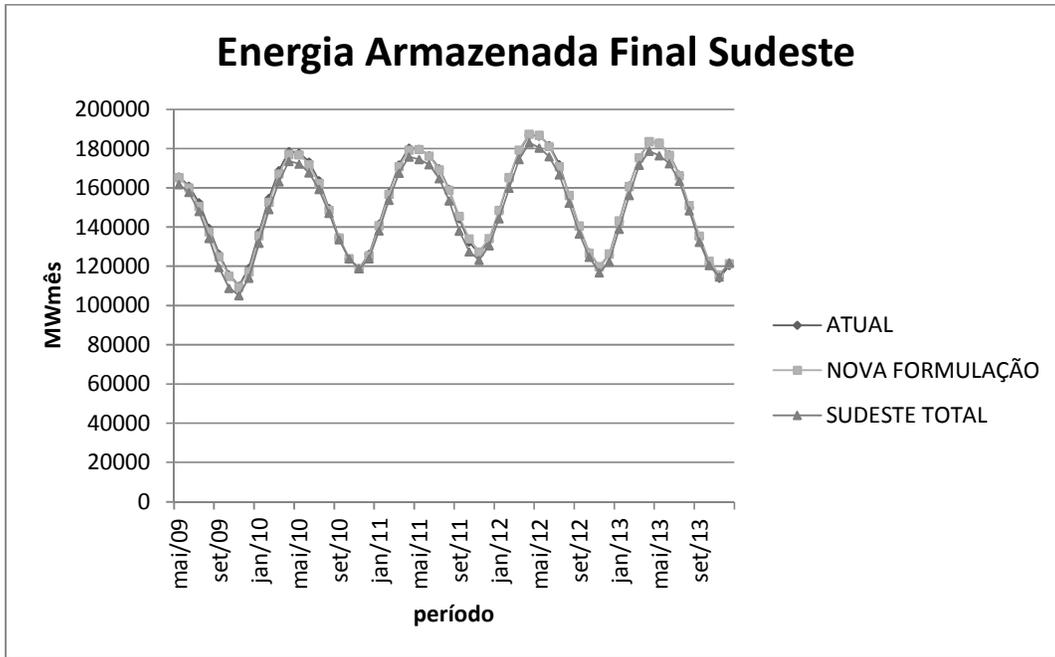


Figura 4-90 – Energia Armazenada final do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

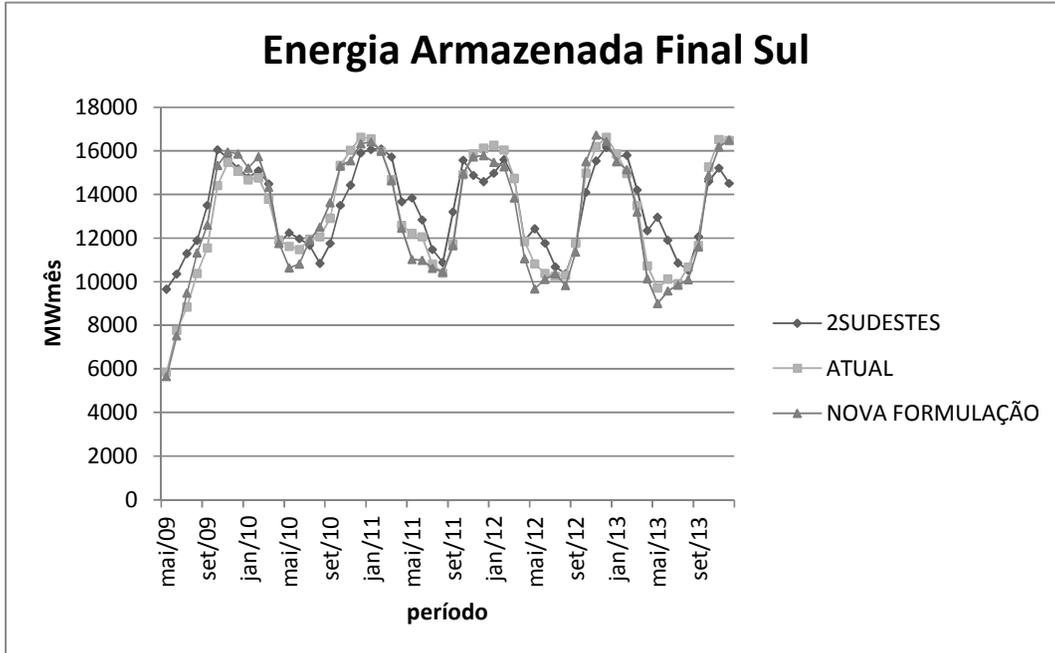


Figura 4-91 – Energia Armazenada final do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

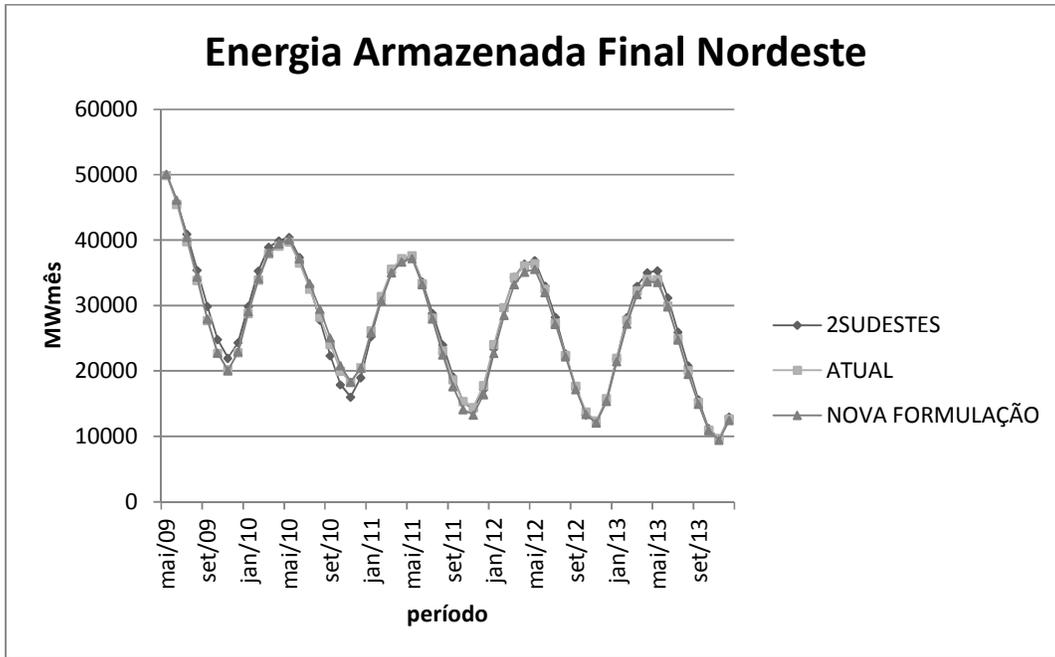


Figura 4-92 – Energia Armazenada final do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

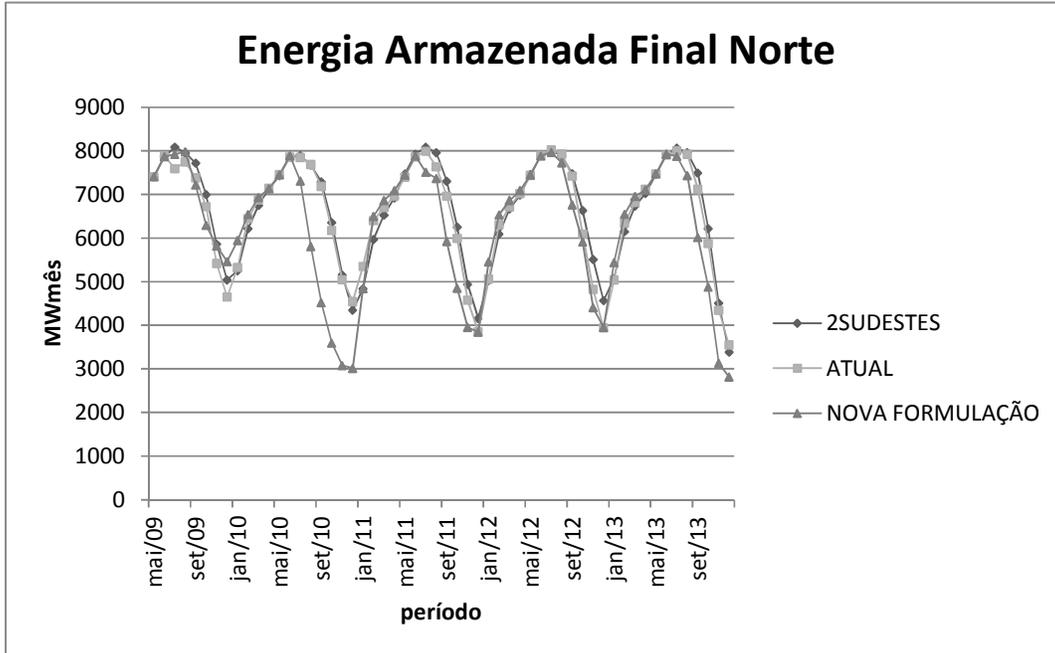


Figura 4-93 – Energia Armazenada final do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

A energia armazenada final para as três formulações são aderentes, somente no subsistema Norte que a nova formulação no intervalo de junho a dezembro de 2010 que apresenta valores abaixo das outras formulações.

d) Custo Marginal de Operação

A seguir é apresentado os valores para o custo marginal de operação dos subsistemas.

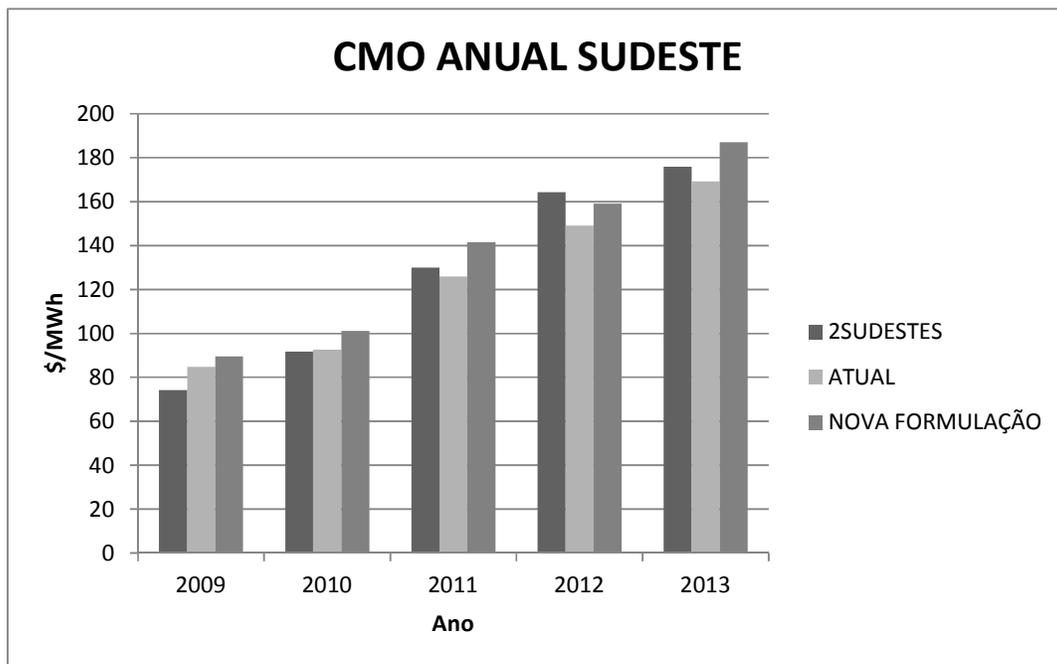


Figura 4-94 – Custo marginal de operação do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

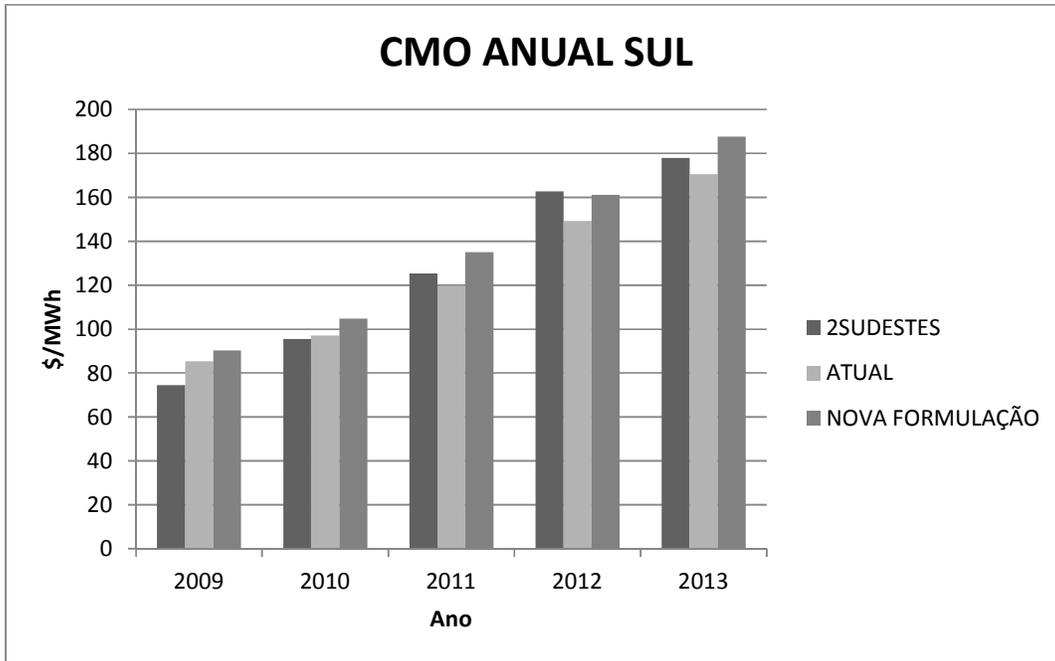


Figura 4-95 – Custo marginal de operação do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

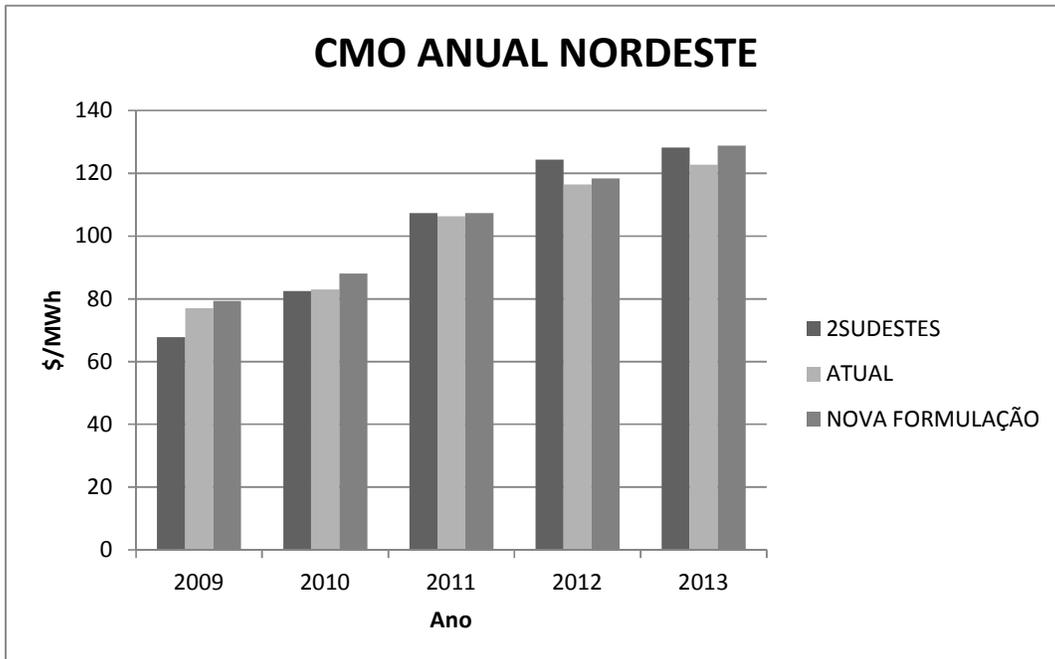


Figura 4-96 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

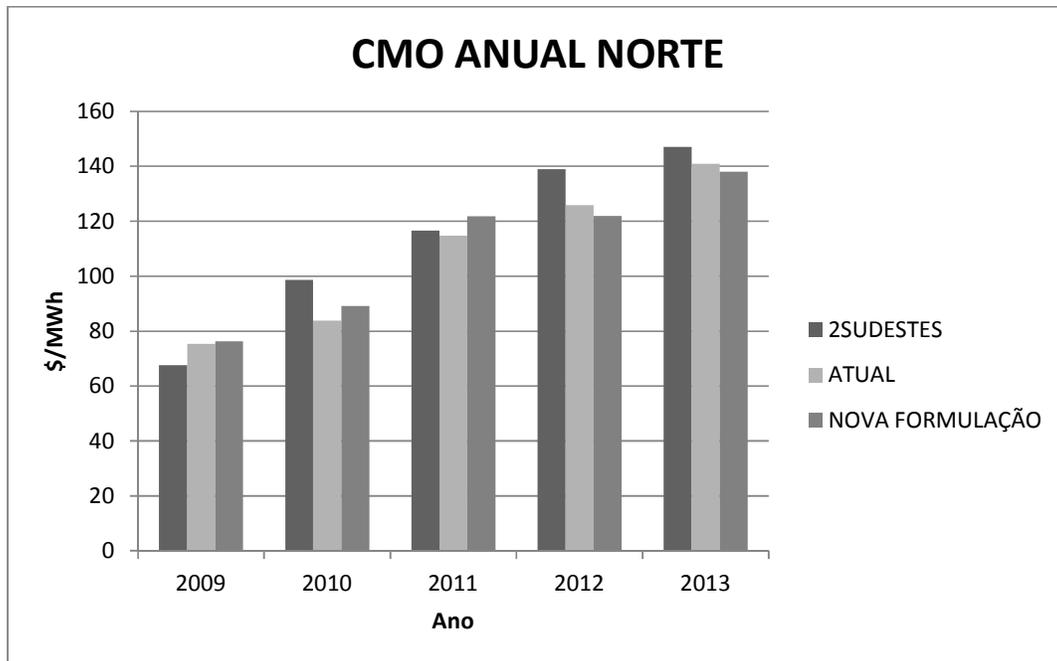


Figura 4-97 – Custo marginal de operação do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Os valores de CMO para as três formulações apresentam os mesmos patamares.

e) Risco e EENS

A seguir é apresentado o risco e a EENS para todos os subsistemas.

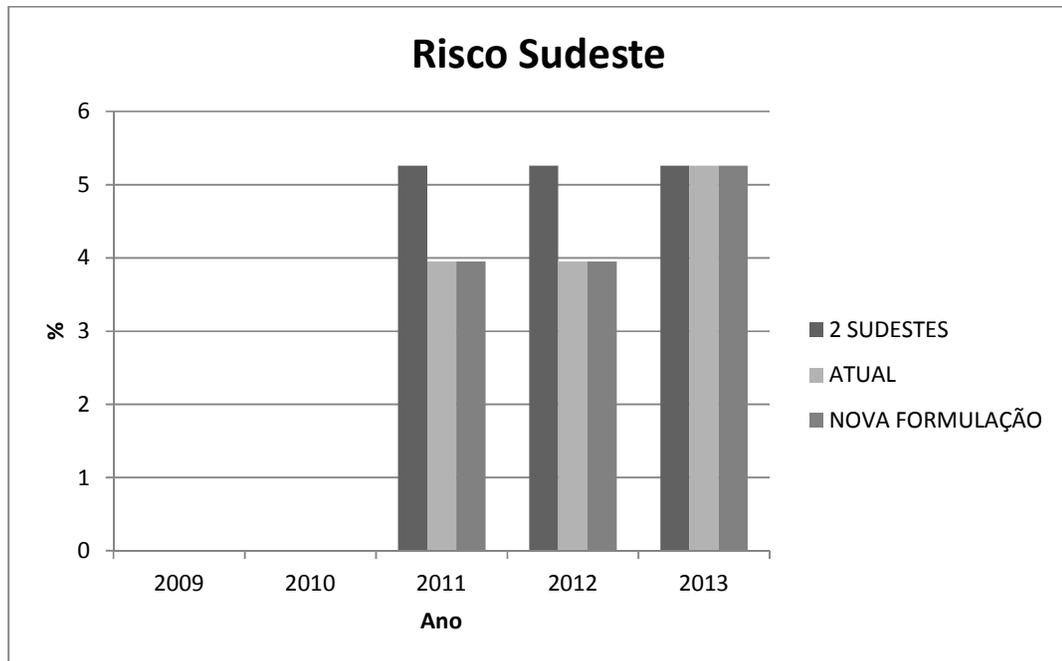


Figura 4-98 – Risco do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

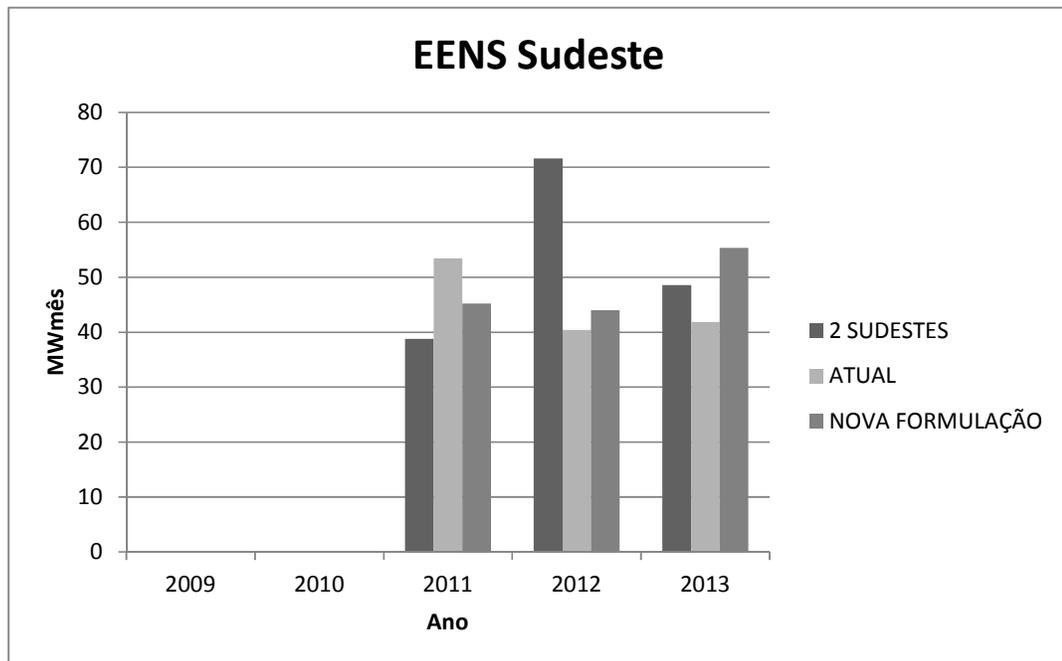


Figura 4-99 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

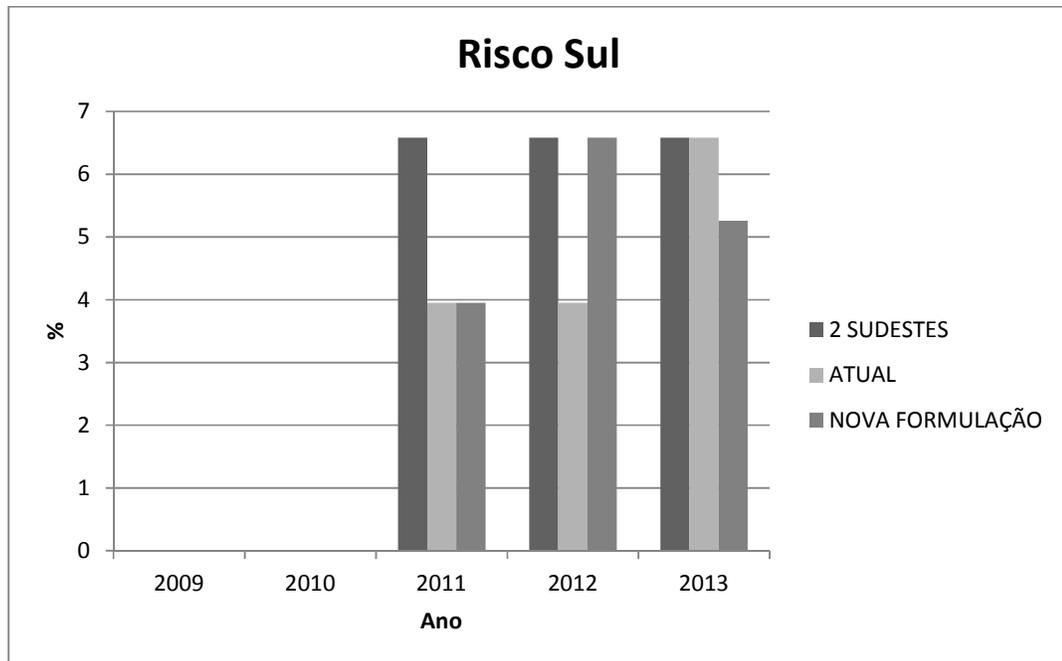


Figura 4-100 – Risco do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

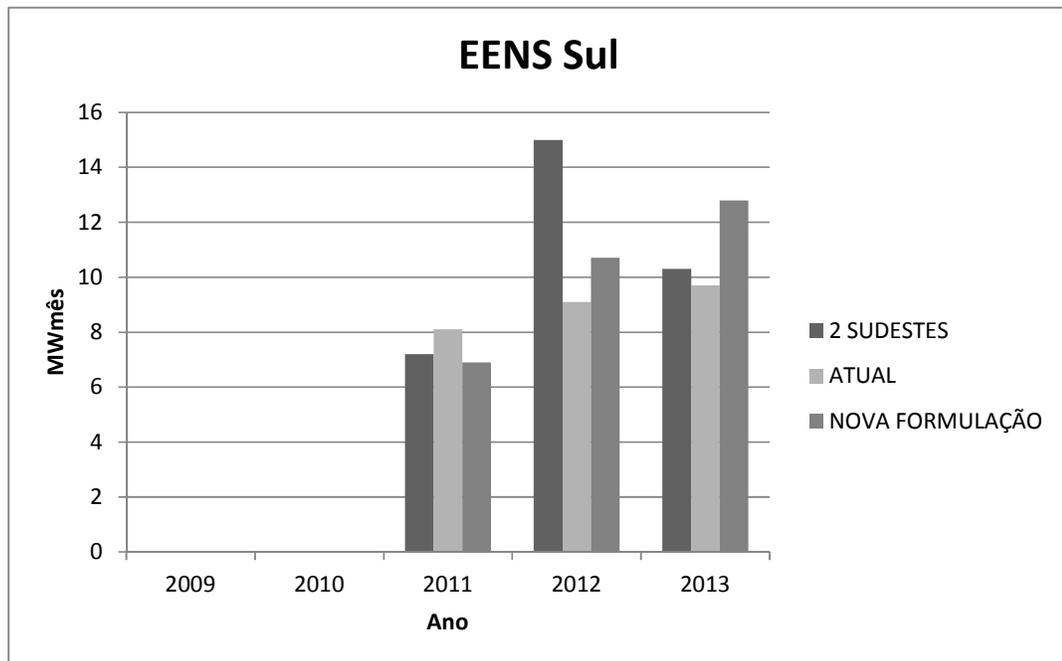


Figura 4-101 – EENS do Sul para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

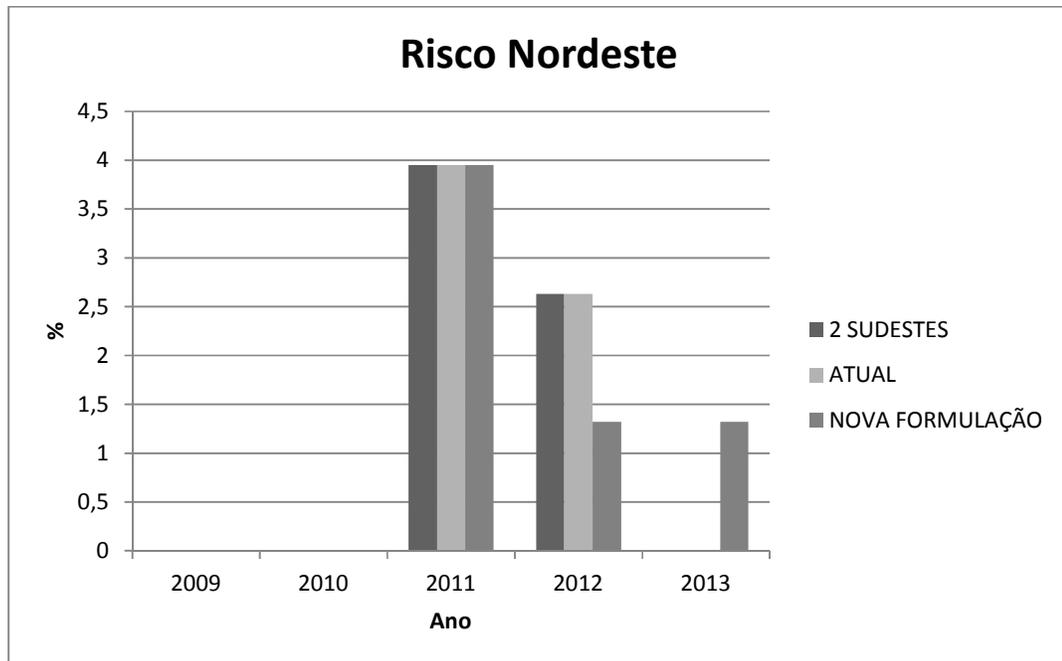


Figura 4-102 – Risco do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

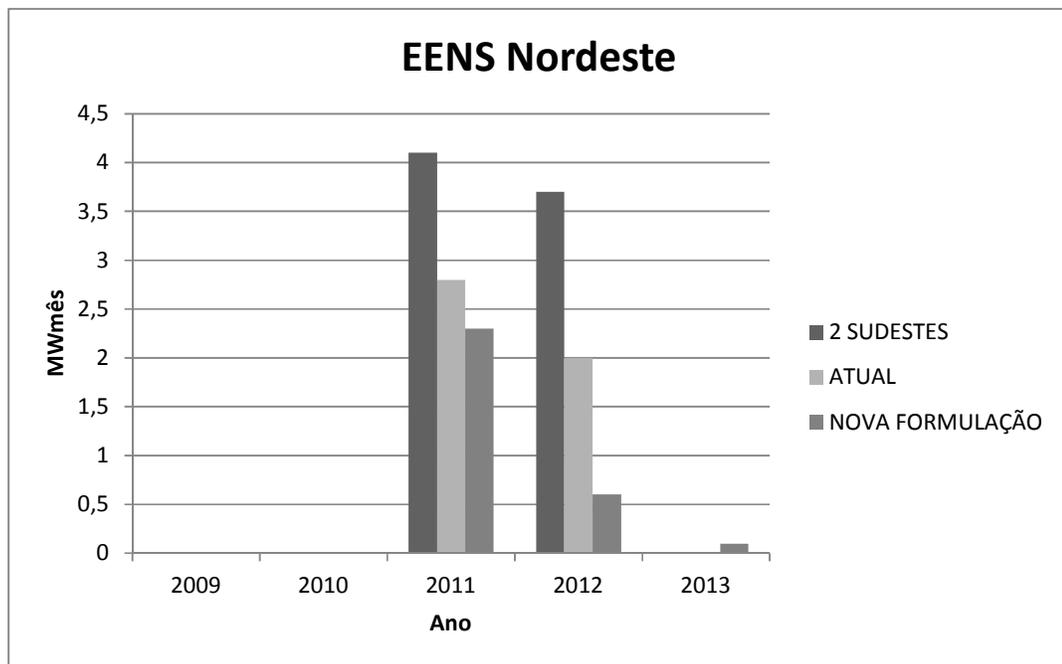


Figura 4-103 – EENS do Nordeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

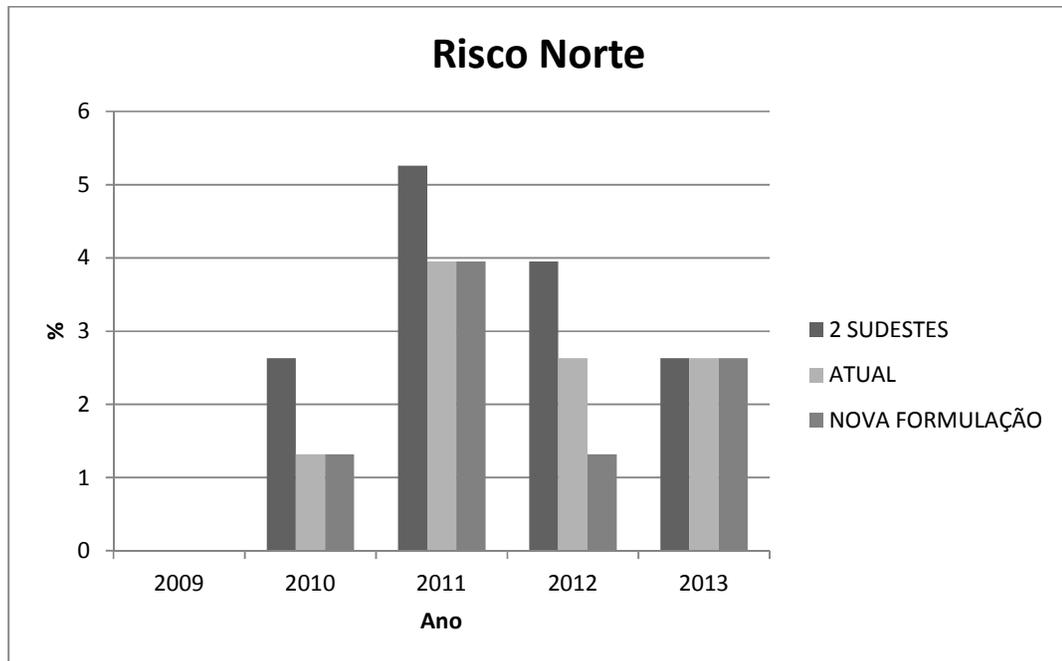


Figura 4-104 – Risco do Norte para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

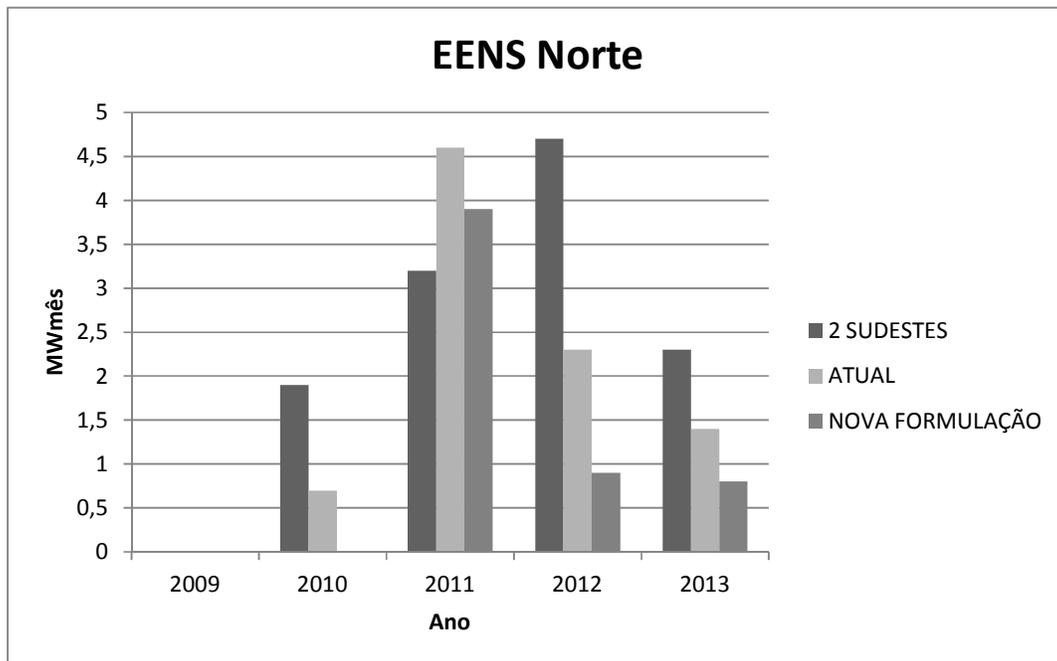


Figura 4-105 – EENS do Sudeste para os casos com dois Sudestes, com a formulação atual e com a nova formulação para o cálculo do peso.

Os valores para o risco e EENS para as três formulações apresentam resultados aderentes.

f) Custo de Operação

	Custo de Operação \$ 10 ⁶	Desvio padrão
2 SUDESTES	21089,34	2980,06
ATUAL	19577,48	2523,2
NOVA FORMULAÇÃO	20776,34	2679,44

5 Conclusão e sugestões de trabalhos futuros

O extenso horizonte do planejamento da operação e a estocasticidade das afluências futuras tornam o problema de planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico brasileiro um problema de grande porte e de difícil solução, sendo necessária sua divisão em diversas etapas, de tal forma que cada etapa considere diferentes graus de detalhamento do sistema, horizonte de estudo e representatividade da incerteza hidrológica.

O NEWAVE é o modelo atualmente utilizado para definição das metas para o planejamento da operação de médio prazo. Ele define para cada mês do período de planejamento, que pode variar de 5 a 10 anos, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o período de planejamento. O parque hidrelétrico é representado de forma agregada podendo conter vínculo hidráulico entre os subsistemas equivalentes de energia. A primeira formulação para representar o acoplamento hidráulico entre subsistemas considerava que todas as usinas do subsistema de montante estavam acopladas hidráulicamente ao subsistema de jusante, o que nem sempre ocorre. Com intuito de tornar mais acurada a representação do vínculo hidráulico, foi realizado um aprimoramento no cálculo das parcelas de acoplamento de forma a considerar situações onde apenas parte do subsistema de montante esteja acoplado ao subsistema de jusante. Porém, foi observado que a geração do subsistema de jusante estava superestimada com relação aos valores observados na prática.

Neste trabalho é apresentado um novo aprimoramento no cálculo das parcelas de acoplamento hidráulico. Esse aprimoramento consiste em alterar a formulação do peso utilizado para ponderar a energia da parcela não acoplada do subsistema de montante. O novo peso é dado em função da energia armazenável máxima. Os estudos para validação deste novo peso abordaram várias situações possíveis, como casos de PDE e PMO, casos onde a parcela acoplada é superior a parcela não acoplada, assim como o caso oposto. Com os resultados obtidos foi possível observar que a proposta desta nova metodologia apresentou resultados aderentes aos resultados observados na prática e em todos os testes a nova formulação apresentou resultados mais aderentes que a formulação atualmente utilizada no NEWAVE. Pode-se concluir

então que com a formulação aqui proposta houve um ganho na qualidade dos resultados, comparando-os com os resultados obtidos com a formulação atual.

5.1 Trabalhos futuros

Uma proposta para trabalho futuro seria o aprimoramento deste peso para consideração da sazonalidade. Como se pode observar no cálculo do peso não é considerado a sazonalidade, o que pode ser importante para usinas com grande potencial hidroelétrico e que apresentam acentuada sazonalidade na sua energia afluente.

O aprimoramento proposto deve ser avaliado com o objetivo de verificar se sua formulação pode ser generalizada para mais de um acoplamento simultaneamente, por exemplo, caso onde o Sudeste acopla com Itaipu e o Norte ao mesmo tempo.

Referências bibliográficas

FORTUNATO, L.A.M., NETO, T.A.A., ALBUQUERQUE, J.C.R., PEREIRA, M.V.F., 1990, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, Editora da Universidade Federal Fluminense.

MACEIRA, M.E.P., 1993, **Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Autorregressivos Periódicos**. Relatório Técnico CEPEL 237-1993

MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., MELLO, A.C.G., 2002, **Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System**, In: Proceedings of 14th PSCC, Sevilla, Espanha.

MERCIO, C.M.V.B., **Resolução De Problemas De Planejamento De Sistemas Hidrotérmicos Com Representação Do Sistema Por Modelo Equivalente De Energia Adotando Acoplamento Hidráulico**, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Novembro 2000.

PENNA, D. D. J.; MACEIRA, M. E. P.; DAMÁZIO, J. M., 2005, **Geração de Cenários Sintéticos de Energia e Vazão para o Planejamento da Operação Energética**, In: Proceedings of XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Nov.

SILVA, E.L., 2001, **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**, Editora Sagra Luzzato.

Apêndice

A Sistema equivalente de energia

A.1 Correção da energia armazenada devido a mudança de configuração

O calculo da energia armazenável máxima é feito de acordo com a configuração do sistema, portanto se há mudança nessa configuração também haverá mudança no reservatório equivalente de energia. Portanto o calculo da energia armazenável máxima será:

$$EA_1 = FDIN_1 EA_0$$

Onde:

- EA_1 - Energia armazenada devido a mudança de configuração
- $FDIN_1$ - Fator de correção da energia armazenada devido a mudança de configuração
- EA_0 - Energia armazenada antes da mudança de configuração

Sendo:

$$FDIN = \left[\frac{EA_{max_1}}{EA_{max}} - \frac{c_1}{EA_{max}} \sum_{i \in (S-R)} (Vmáx - Vmin) \sum_{j \in k_i} \rho_j Heq_j \right]$$

Onde:

- EA_{max} - Energia armazenada máxima antes da mudança de configuração
- EA_{max_1} - Energia armazenada máxima após a mudança de configuração
- k_i - Conjunto de usinas a jusante do reservatório i, após a entrada em operação de novas usinas

A.2 Energia evaporada

A superfície dos reservatórios fica exposto a insolação, por esse motivo há evaporação de água nesses reservatórios. Essa energia evaporada é calculada pelo produto dos coeficientes de evaporação médios mensais, pela área da superfície do lago, função da energia armazenada, e pela produtividade acumulada nos reservatórios, das usinas a

jusante deste, inclusive. A energia evaporada para um determinado estágio t é dada por:

$$EVP_t = c_4 \sum_{i \in R} e_{i,t} A_{i,t} \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j$$

Onde:

- EVP_t - Energia evaporada para o estágio t
- c_4 - Coeficiente que depende do sistema de unidade adotado
- R - Conjunto de reservatórios pertencente ao sistema
- $e_{i,t}$ - Coeficiente que depende do sistema de unidades adotado
- $A_{i,t}$ - Área da superfície do lago do reservatório, calculada a partir do polinômio cota-área
- J_i - Conjunto de usinas a fio d'água a jusante do reservatório i, inclusive, até o próximo reservatório, exclusive.
- ρ_j - Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j
- h_j - Altura de queda da usina a fio d'água j

A energia evaporada é função dos armazenamentos dos reservatórios. Como o valor da energia evaporada é calculado previamente à sua utilização, constroem-se parábolas do segundo grau a partir de três pares de valores de energia armazenada e energia evaporada, referentes às alturas mínimas, média e máxima.

$$EVP_t = d_{ev}EA_t^2 + e_{ev}EA_t + f_{ev}$$

Onde:

- EVP_t - Energia evaporada para o estágio t
- EA_t - Energia armazenada para o estágio t
- d_{ev}, e_{ev}, f_{ev} - Coeficientes da parábola energia evaporada

Energia evaporada é função da configuração de usinas. A cada mudança de configuração, são calculadas novas parábolas de energia evaporada.

A.3 Energia das usinas submotorizadas

A energia de submotorização corresponde à energia gerada pelas unidades das novas usinas que estão entrando no sistema, que contudo ainda não possuem capacidade disponível para gerar a potência de base. Antes deste marco, a usina é considerada submotorizada. A geração das usinas submotorizadas é fornecida como um recurso externo, e considerada igual a 90% de sua capacidade instalada até o que está sendo considerado.

A.4 Geração de pequenas usinas

Corresponde à energia gerada pelas pequenas usinas não simuláveis. É fornecida externamente ao programa e é abatida do mercado de energia que será atendido.

A.5 Geração hidráulica máxima

A geração máxima de um sistema, somatório para todas as usinas de sua capacidade de geração disponível, é função do nível de armazenamento em que se encontra o sistema, e é calculada por uma parábola determinada a partir de três pontos definidos pelas energias armazenadas mínima, média (65% do volume útil) e máxima. Esta grandeza será alterada a cada nova entrada de máquina das usinas hidrelétricas a partir da unidade de base, inclusive.